



Universidad de Valladolid

Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal,
Agronómica y de la Bioenergía

Campus Duques de Soria

MÁSTER EN INGENIERÍA DE LA BIOENERGÍA Y
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TÍTULO

“CARACTERIZACIÓN DE MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS MEDIANTE LA TÉCNICA DE
ELECTROLUMINISCENCIA”



AUTOR: MANUEL ALEJANDRO MAYORQUÍN DÍAZ

DEPARTAMENTO: INGENIERÍA AGRICOLA Y
FORESTAL

TUTOR/ES: LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO,

VÍCTOR ALONSO GÓMEZ

SORIA, JULIO DE 2019

***AUTORIZACIÓN de los TUTORES
del TRABAJO FIN DE MÁSTER***

D. LUIS HERNÁNDEZ CALLEJO y D. VÍCTOR ALONSO GÓMEZ, profesores del departamento de ingeniería agrícola y forestal como tutores del TFM titulado; **Caracterización de módulos fotovoltaicos mediante la técnica de electroluminiscencia** presentado por el estudiante D. MANUEL ALEJANDRO MAYORQUÍN DÍAZ, da el Vº. Bº. y autoriza la presentación del mismo, considerando que el alumno ha desarrollado un TFM acorde con las expectativas del mismo.

Soria, 16 de julio de 2019

Los tutores del TFM,

Fdo.: Luis Hernández Callejo

Fdo.: Víctor Alonso Gómez

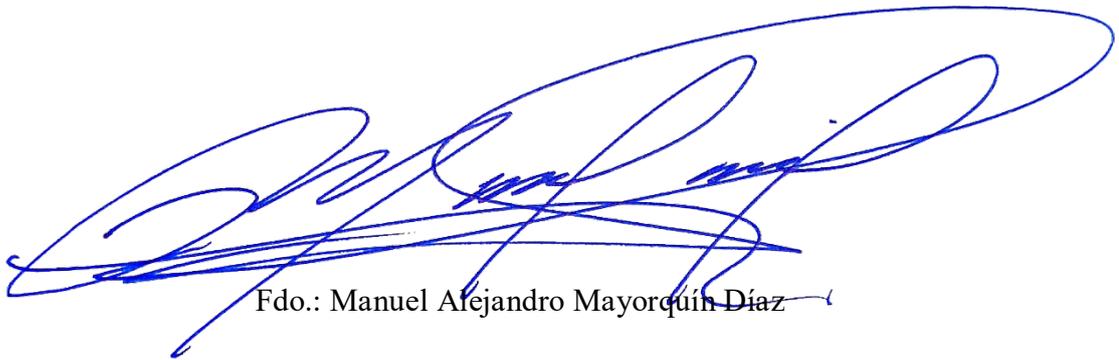
DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

D. MANUEL ALEJANDRO MAYORQUÍN DÍAZ, estudiante del Máster en Ingeniería de la Bioenergía y Sostenibilidad Energética de la Escuela de Ingeniería de la Industria Forestal, Agronómica y de la Bioenergía de la Universidad de Valladolid, DECLARO:

Que el Trabajo Fin de Máster que presento para su exposición y defensa titulado *Caracterización de módulos fotovoltaicos mediante la técnica de electroluminiscencia*.

Es original y que todas las fuentes utilizadas para su realización han sido debidamente citadas en el mismo.

Soria, 16 de julio de 2019

A large, stylized handwritten signature in blue ink, consisting of several overlapping loops and flourishes, positioned above the typed name.

Fdo.: Manuel Alejandro Mayorquín Díaz

RESUMEN

En la actualidad se están construyendo plantas fotovoltaicas con altas cifras en su potencia pico, dichas plantas son cada vez de mayor tamaño, por tanto, con mayor número de módulos fotovoltaicos, lo que a nivel de operación y mantenimiento representa un incremento en factores de tiempo y dinero, ya sea por la sustitución de estos o por la pérdida de producción energética al desconocer el estado actual de estos dispositivos. La electroluminiscencia tiene un gran futuro ya que puede aportar información con mayor precisión, cuando el módulo fotovoltaico está en un estado de daño crítico e incluso sin llegar a presentar un daño crítico.

Los daños en los módulos pueden ser causados por diversos motivos, pero lo más importante es cómo y cuánto perjudica en la entrega de potencia eléctrica, ya que prácticamente es traducido a pérdidas monetarias por parte de las entidades que realizan la inversión de estas grandes plantas fotovoltaicas. Muchas veces existen daños que no se pueden identificar por técnicas convencionales como el espectro visible, captación de imágenes por termografía, etc. Por tanto, la electroluminiscencia se ha vuelto cada vez más usual, ya que se pueden ejecutar los procedimientos durante la noche, evitando que interfiera en la operación normal de la planta fotovoltaica en las horas efectivas durante el día.

La caracterización es importante para catalogar los módulos fotovoltaicos según sus afecciones y poder ser tenidas en cuenta en los procesos de tomas de decisiones. A nivel de laboratorio se utiliza la electroluminiscencia hace décadas, pero no era común su utilización en las operaciones de inspección en las plantas fotovoltaicas, debido a las dificultades que implicaba. Sin embargo, vista su utilidad y avances, cada vez en más habitual en el mundo fotovoltaico. Por eso se sigue trabajando en *I+D+i* para lograr ser una técnica de fácil aplicación, una muestra de ello es este trabajo fin de máster.

El presente *Trabajo Fin de Máster* incluirá los diferentes datos de entrada, el desarrollo y metodología para obtener el producto final, así como los dispositivos y herramientas tecnológicas que permitieron ejecutar las diferentes capturas automatizadas. Así mismo se definirán se describirán los conceptos básicos relacionados con el tema para lograr una comprensión clara y precisa de la terminología técnica contenida a lo largo del estudio.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. DATOS DE PARTIDA	5
3. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍA	6
3.1. Módulos Fotovoltaicos	6
3.2. Fuente de alimentación.....	7
3.3. Cámara fotográfica para electroluminiscencia	8
4. DEFINICIÓN DE DAÑOS A LOS MÓDULOS PV	10
5. ELECTROLUMINISCENCIA EN MÓDULOS PV	14
5.1. <i>EL</i> a módulos completos	15
5.2. <i>EL</i> por cada string de módulo	17
5.3. Caracterización de fallos encontrados.....	19
6. OTROS ENSAYOS REALIZADOS	21
6.1. Trazas de curvas I-V.....	21
6.2. Termografía.....	22
7. CONCLUSIONES	25
NOMENCLATURA	26
BIBLIOGRAFÍA	27
ANEXO I. Registro de conexión EL	27
ANEXO II. Especificaciones y manual de regulador de potencia	34
ANEXO III. Especificaciones de cámara Pco.1300	39
ANEXO IV. Especificaciones software Micro-Manager	42
ANEXO V. Especificaciones y manual de HT-IV 400W-SOLAR	45

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Efecto fotovoltaico.	2
Figura 2 - Proyección de demanda de energía fotovoltaica para el año 2019 [2].	3
Figura 3 - Espectro electromagnético [3].	4
Figura 4 - Muestra de ensayo de electroluminiscencia en módulo fotovoltaico.	4
Figura 5 - Estructura de módulo fotovoltaico [5]	6
Figura 6 - Plano de cuadros de control de entrada y salida de regulador de potencia.	8
Figura 7 - Gráfico comparativo de umbral de eficiencia cuántica [6].	9
Figura 8 - Micro-manager software.	9
Figura 9- Gráfico de fallos típicas por categoría [7].	10
Figura 10 - Comparativa de curvas I-V	22
Figura 11 - Imagen termográfica de módulo fotovoltaico	24

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Módulos fotovoltaicos empleados.	7
Tabla 2 - Daños visibles en módulos fotovoltaicos.	13
Tabla 3 - EL por módulo fotovoltaico completo.	17
Tabla 4 - EL por string de módulo fotovoltaico.	18
Tabla 5 - Caracterización de fallos encontrados	20

1. INTRODUCCIÓN

La energía fotovoltaica es un referente hoy en día, cuando nos referimos a generación de energía renovable no convencional, es por eso que existe una constante investigación acerca de cómo puede ser cada vez más eficiente, y en términos económicos aumentar la rentabilidad de la inversión.

Para ello se han desarrollado muchas técnicas que ayudan a determinar el comportamiento del efecto fotovoltaico, el por qué es tan importante optimizar la operación y mantenimiento ya que esto hace que la tecnología implementada sea más eficiente. Pero para llegar a desarrollar nuevas técnicas de detección de fallos o tecnologías que ayudan a mejorar estas detecciones en el módulo fotovoltaico hace falta entender el por qué este tipo de transformación de energía tiene tanta relevancia hoy en día.

Técnicamente se puede aprovechar la energía solar en tres etapas básicas: incidencia luminosa, aprovechamiento térmico y recuperación de la energía almacenada por procesos biológicos como la fotosíntesis.

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno que se da en determinados materiales, mediante el cual es capaz de absorber radiación electromagnética y, gracias a ello, emitir electrones o pasarlos a un estado energético en el que puedan moverse con mayor libertad por dicho material semiconductor. El efecto fotovoltaico, usualmente PV (del inglés, Photo Voltaic), es el aprovechamiento de estas propiedades mediante un dispositivo que transforma parte de la energía lumínica incidente (en dicho dispositivo) en energía eléctrica. A este dispositivo, se le conoce con múltiples denominaciones: célula fotoeléctrica, celda fotoeléctrica, fotocélula, célula fotovoltaica o, incluso, célula solar (fotovoltaica).

El semiconductor es el núcleo de una célula fotovoltaica, en nuestro caso es de cristales de silicio (*Si*), el cual ha sido sometido a altas temperaturas y a varios procesos de purificación hasta llegar a ser una delgada lámina cristalina u oblea de silicio. Se necesita modificar la estructura atómica del *Si*, en un primer caso para comportarse como un semiconductor tipo N, debe ser dopado con otros elementos como el fósforo (*P*) que tiene cinco electrones de valencia para poder liberar un electrón en la estructura atómica y poder moverse libremente al ser inducido por los fotones de la radiación solar, un semiconductor tipo N por si solo no es capaz de generar corriente. Para ello es necesario unirlo con un semiconductor tipo P, que al combinar el cristal de *Si* con un elemento como el Boro (*B*) que puede aportar tres electrones de valencia provocando un hueco en la estructura atómica del *Si*, al juntar ambos semiconductores se forma una unión del tipo P-N, en la región donde se forma esta unión existe una zona de vaciamiento donde se genera un campo eléctrico donde del lado del semiconductor tipo N se vuelve una carga positiva al tener el electrón libre y el semiconductor tipo P, una carga negativa al tener el hueco en su estructura. Al conectar una carga a las metalizaciones de ambos semiconductores, se aprovecha esa diferencia de potencial (*ddp*), tal como se muestra en la *figura 1*.

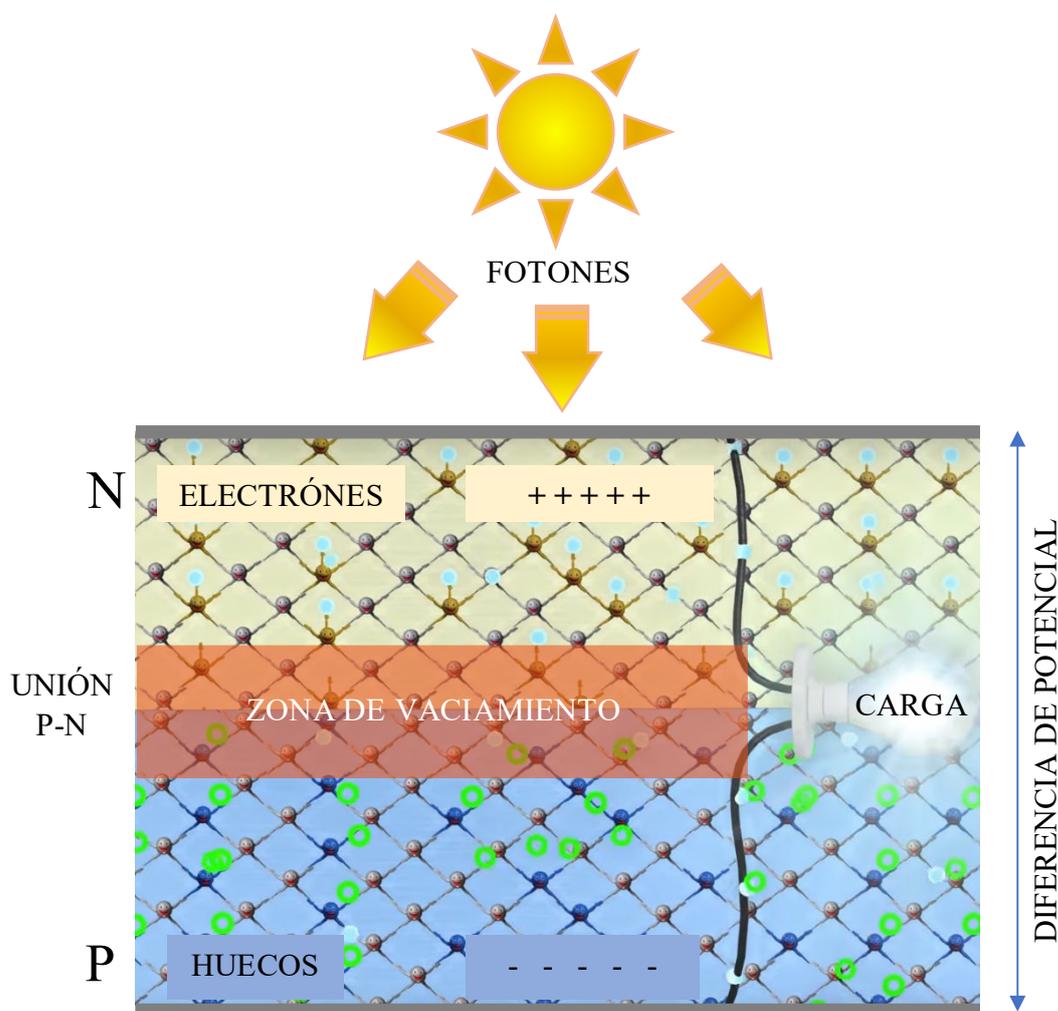


Figura 1 - Efecto fotovoltaico.

En el contexto global se proyecta que para el presente año 2019 habrá un aumento del 25% de demanda de energía solar fotovoltaica, lo que provocará un incremento en la producción de módulos fotovoltaicos principalmente a favor de los grandes productores en China, ya que se pueden permitir optimizar los procesos de fabricación mediante la reducción de los costes de producción a gran escala, penalizando a los pequeños productores que están trabajando en nuevas tecnologías de aprovechamiento solar. Sin embargo, la competitividad y la necesidad de mejores beneficios en base al recurso solar ira en aumento para las tecnologías más maduras como la *PERC* (por sus siglas en inglés Passivated Emitter Rear Cell, se basan en el aprovechamiento pasivo de la radiación solar en la parte posterior de la célula fotovoltaica), tendrán una cuota de mercado casi al doble pasando de un 28% a un 46%. La tendencia global es favorable, se espera que en general se pase de 88GW instalados en 2018 a 112GW a instalarse en 2019 (aproximadamente un crecimiento del 27,3%). [1]

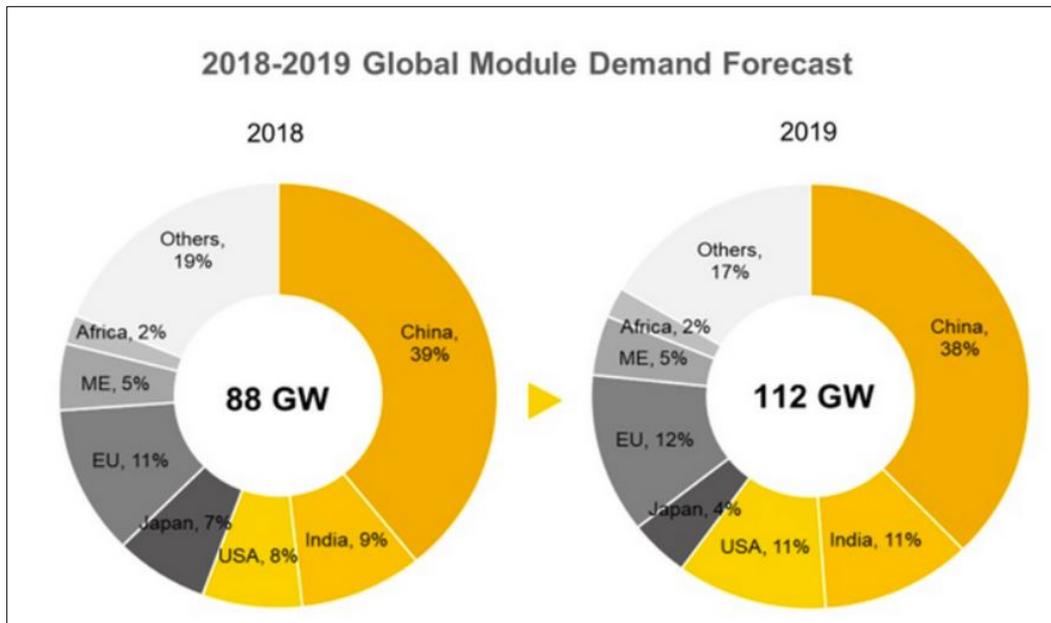


Figura 2 - Proyección de demanda de energía fotovoltaica para el año 2019 [2].

En la industria fotovoltaica en los últimos años ha imperado la utilización de *Si* cristalino para la producción de módulos fotovoltaicos, destacándose dos tipos: mono cristalino (*mc-Si*), el cual presenta una estructura uniforme con una misma orientación, optimizando la conducción eléctrica; y el poli cristalino (*pc-Si*), en el que las estructuras cristalinas están orientadas aleatoriamente, ya que el proceso de fabricación es menos costoso que el anterior, este último se ha solicitado con mayor regularidad en el área de aplicación industrial y en la construcción de grandes plantas fotovoltaicas, ya que actualmente es más atractivo a nivel de coste de adquisición respecto al *mc-Si*, aunque esto signifique una penalización en la eficiencia energética, ya que presenta defectos estructurales inherentes al crecimiento, como los límites de grano e impurezas.

Esta complejidad en la estructura del *Si* hace que surja la necesidad de desarrollar e implementar técnicas novedosas como es la electroluminiscencia (*EL*), en este caso se produce mediante una fuente, inyectando una diferencia de potencial (*ddp*) en los extremos P y N de la célula fotovoltaica. Dicha *ddp* se aplica con el positivo (+) en la región del semiconductor P y el negativo (-) en el semiconductor N. Entonces, una vez que se supera la tensión umbral del diodo, en este caso la célula (unos 0.7 V para el silicio), se produce conducción, y la célula pasa a comportarse como un LED de infrarrojos (IR). Los electrones y los huecos se encuentran cerca de la zona de vaciamiento y al recombinarse, emiten luz cuya longitud de onda depende del GAP del semiconductor (distancia energética entre las bandas de valencia y de conducción).

Al tener unos 0.7 V por célula y estar todas las células de un panel en serie, aplicado al número de células de la serie para que empiece a haber *EL*. En ese modo, la corriente fluiría al revés que cuando produce corriente por fotones, es decir, metemos más electrones en el N en lugar de sacarlos del N y llevarlos al P.

Mediante la inyección de corriente al módulo, las celdas del módulo fotovoltaico se comportan como un diodo, emitiendo la radiación necesaria para ser captado por medio de sensores de una cámara especial que sea capaz de captar la longitud de onda cerca del infrarrojo (Ver Figura 3) ya que el ojo humano no es capaz de captar este espectro de radiación o emisión de luz.

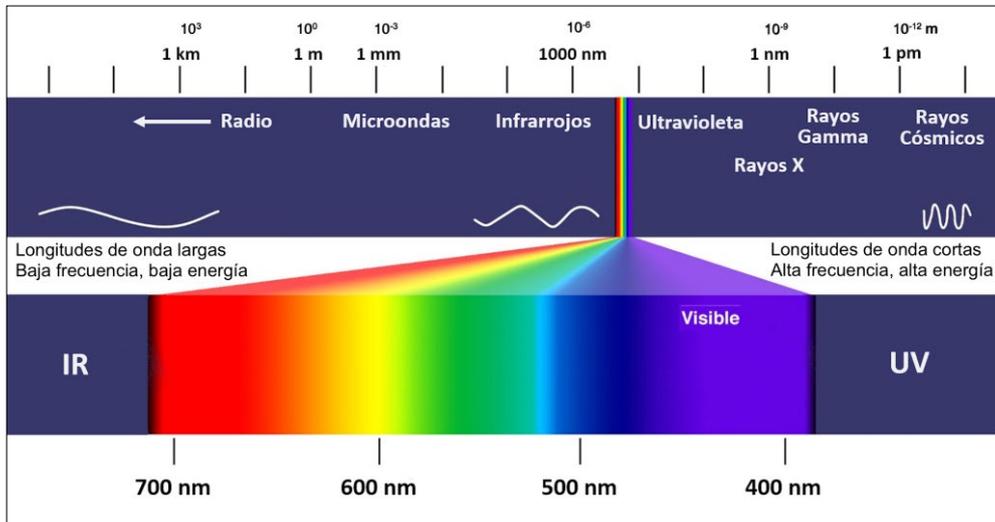


Figura 3 - Espectro electromagnético [3].

El espectro electromagnético muestra que el rango de la luz visible está entre los 400nm a 700nm. La electroluminiscencia emite en el límite inferior del infrarrojo cercano (rango: 800nm a 2500nm, en el caso del Si, cerca de los 1000nm [4]), es por eso que al someter un módulo el módulo fotovoltaico a una corriente cerca de su corriente de corto circuito (la corriente máxima, por sus siglas en Inglés, *Intensity of short circuit, Isc*), se puede captar que las celdas del módulo fotovoltaico se están comportando como un diodo (Ver Figura 4).

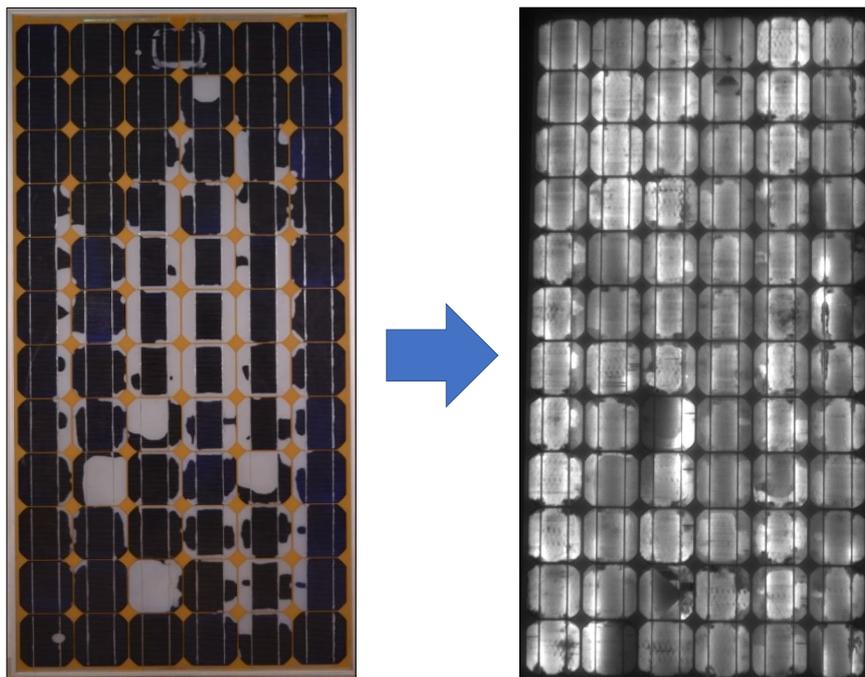


Figura 4 - Muestra de ensayo de electroluminiscencia en módulo fotovoltaico.

2. DATOS DE PARTIDA

Se han caracterizado diez y seis (16) módulos fotovoltaicos, fabricado con cristales de *Si* y de los dos tipos antes mencionados, trece (13) *mc-Si* y tres (3) *pc-Si*. Cabe destacar que dichos módulos provienen de haberse utilizado en grandes plantas fotovoltaicas e instalaciones industriales, en su momento se ha estimado que su deterioro es tan significativo que se ha tenido que tomar la decisión de retirarlos y reemplazarlos por otros módulos con características iguales o similares para ser incorporado al sistema existente, son módulos que han sido instalados desde hace 10 a 15 años. Precisamente, se eligieron para tener claros los defectos y daños críticos, dado que el interés de este trabajo es caracterizar posibles fallos mediante la técnica de *EL*.

Las diferentes pruebas ejecutadas a los módulos fotovoltaicos antes mencionados se realizaron bajo condiciones controladas para poder obtener datos de imagen lo más depuradas posible. Para ello se realizaron las pruebas en una habitación en la que se puede controlar la temperatura y humedad. Dentro de la habitación controlada se elaboró la instalación para la captación de imágenes por electroluminiscencia (*EL*), utilizando una fuente de corriente continua, que limita conforme a lo establecido, para posteriormente realizar la inyección de la energía necesaria al módulo fotovoltaico, para que luego mediante una cámara especializada (*pco.1300 solar*) se logra capturar imágenes a tiempo real en esta longitud de onda (850nm a 1200nm). El entorno empleado hace que se reduzcan los ruidos por radiación de la iluminación externa (artificial o natural) y así se logran realizar ensayos de alto aprovechamiento para este caso de estudio experimental.

Para lograr tener una *EL* fiable es necesario inyectar la mayor corriente posible, ya que sólo un 1% de toda la potencia que se le inyecta al módulo, se convierte en emisión de fotones de *EL*. El resto (99%) de las recombinaciones se produce mediante procesos no emiten radiación y se convierte, por tanto, en emisión térmica. En general se puede decir que cuanto más corriente, mayor *EL*.

3. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍA

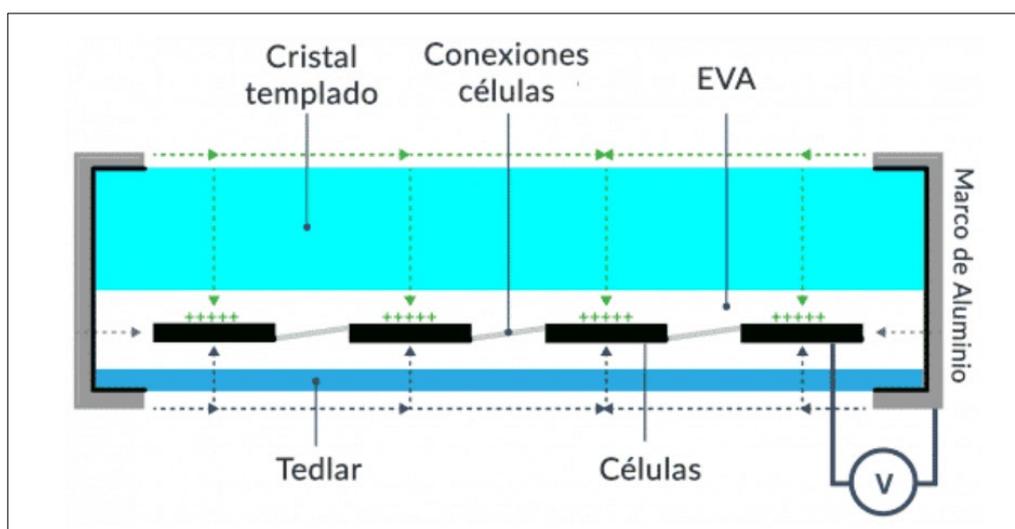
Se definen los elementos utilizados en este estudio y la metodología de la configuración e integración del sistema para capturar las imágenes *EL*.

3.1. Módulos Fotovoltaicos

Como base del estudio, es necesario definir la composición básica de un módulo fotovoltaico: el cristal templado que protege la estructura de impactos accidentales y facilita la transmisión de la radiación solar; EVA (Etileno Vinil Acetato), es un tipo de polímero que protege el núcleo de células fotovoltaicas de golpes, vibraciones, humedad y polvo; el tedlar que generalmente tiene un núcleo de poliéster, es responsable de la estanqueidad del módulo en su cara posterior; una vez laminados los componentes anteriormente mencionados se protegen con un marco de aluminio que protege ese conjunto de capas de golpes laterales y facilita su manejo e instalación (*ver figura 5*).

Los módulos fotovoltaicos a los que se le realizaron los estudios prácticamente fueron catalogado como módulos de descarte, es decir que no seguirán formando parte de instalaciones de generación fotovoltaica. Estos módulos de descarte presentan deterioros significativos visualmente, pero aún su estructura interna permite que sus componentes sigan funcionando, por lo cual aún se le pueden aplicar pruebas como trazas de curvas I-V en su funcionamiento normal al captar la energía solar, por tanto, si aún la mayoría de sus celdas funcionan y transitan energía por sus conductores, se pueden someter a electroluminiscencia. La ventaja que esta recolección de módulos fotovoltaicos nos proporciona una gran gama de marcas, tecnologías y parámetros eléctricos diferentes, con daños visualmente físicos distintos que nos permiten realizar una caracterización adecuada.

Figura 5 - Estructura de módulo fotovoltaico [5]



Como se mencionó anteriormente se contaron con módulos fotovoltaicos con tecnología *pc-Si*, y en su mayoría *mc-Si*, ya que la tecnología estructural de las celdas monocristalinas de silicio presentan una eficacia mayor en la captación de radiación solar, por tanto presentan un costo más elevado, debido a su complejidad en fabricación.

Se presenta a continuación los módulos fotovoltaicos utilizados para la ejecución de los ensayos de *EL*, en su totalidad traen instalados tres (3) diodos de bypass, es decir que están formados por tres (3) strings conectados en serie pero que si alguno de estos falla el diodo hace que no se interrumpa el flujo de energía.

No.	MARCA / MODELO	TIPO	No. CELDAS	PMAX	Voc	Isc	Vmp	Imp
				(W)	(V)	(A)	(V)	(A)
E-3	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-A1	ALEO	pc-Si	60	220	36,15	8,25	28,61	7,7
S-C1	CITYSOLARAG	pc-Si	60	215	37,1	7,09	31,1	7,3
S-E1	EOPLLY	mc-Si	72	165	42,59	4,92	35,54	4,64
S-E2	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-E3	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-E4	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-E5	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-E7	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-E8	EOPLLY	mc-Si	72	165	42,59	4,92	35,54	4,64
S-E6	EOPLLY	mc-Si	72	175	43,39	5,12	36,21	4,83
S-R1	ELECTRA ENERGY	pc-Si	48	175	28,85	7,95	24,1	7,26
S-S1	SKY GLOBAL	mc-Si	72	175	42,6	5,52	35,5	4,93
S-T1	TYNSOLAR	mc-Si	72	175	43,99	5,17	36,72	4,77
S-V1	EG NG	mc-Si	72	180	44,4	5,35	35,4	5,08
T-2	TYNSOLAR	mc-Si	72	175	43,99	5,17	36,72	4,77

Tabla 1 - Módulos fotovoltaicos empleados.

Estos módulos que presentan deterioros visuales significativos y hasta cierto punto de vista impactantes, pero que siguen siendo funcionales en buen porcentaje, que podrían ser utilizados aplicaciones de apoyo a otras fuentes de energía principal, de tal manera que no se vuelva una ruta crítica se llegase a fallar del todo, ya que no se puede asegurar ninguna garantía de generación o un riesgo de incendio, por tanto se necesita tener un monitorio continuo de ellos como puede ser el caso de una pequeña instalación.

3.2. Fuente de alimentación

Este regulador cumple con varias funciones en este caso de estudio, permite establecer el control de salida de tensión (0 a 60V) y corriente (0 a 20A), mediante un puente de diodos rectifica la corriente alterna a continua, y luego una serie de condensadores hará que sea constante.

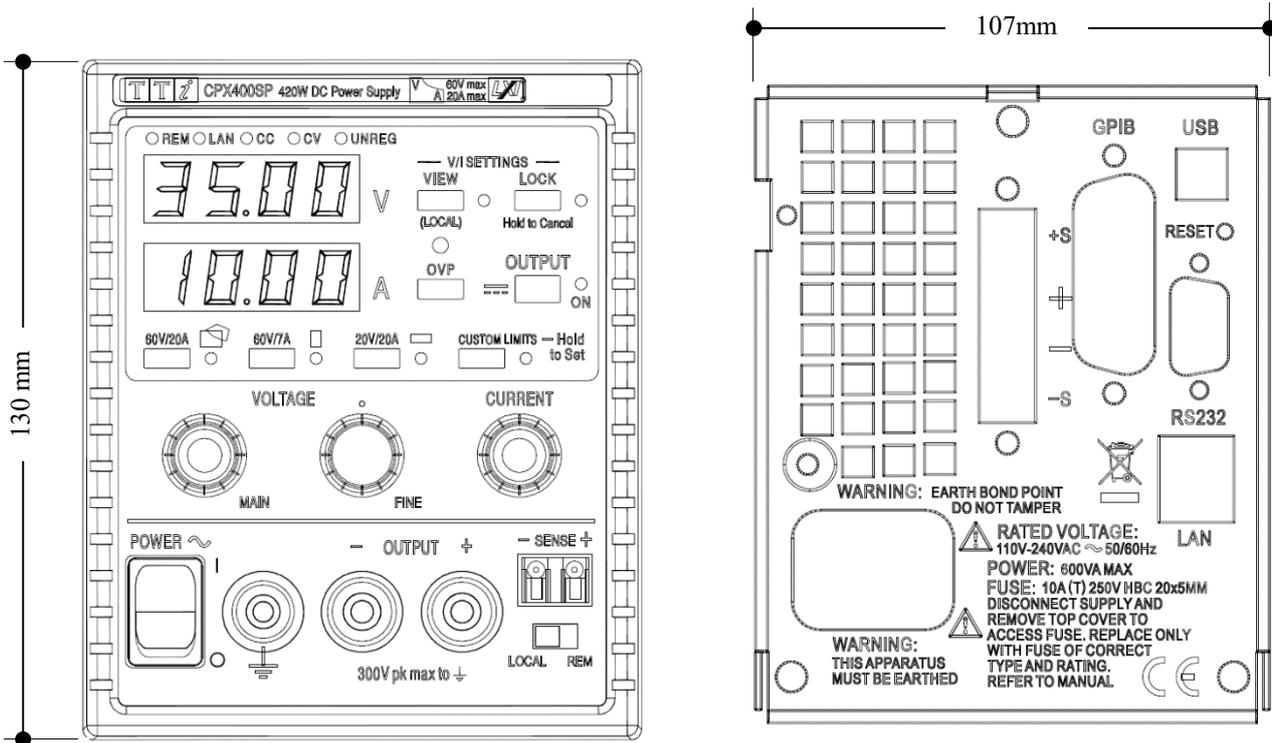


Figura 6 - Plano de cuadros de control de entrada y salida de regulador de potencia.

El regulador de potencia tiene la opción de limitar por tensión o corriente en la salida (la configuración se realiza en el cuadro izquierdo de la *figura 6*, una vez realizadas las acciones de limitación se ingresan los parámetros necesarios. Ya que para que el módulo fotovoltaico empiece a emitir y a comportarse como un LED, es necesario sobrepasar la tensión umbral de todos los diodos que componen el módulo, es decir el número de células fotovoltaicas por la tensión umbral unitaria. Por tanto, dicha tensión sería muy próxima a la tensión de circuito abierto (V_{oc}). El módulo, por diseño, es capaz de soportar la corriente de cortocircuito (I_{sc}) y, por ende, la corriente de máxima potencia (I_{mp}).

3.3. Cámara fotográfica para electroluminiscencia

Se empleó una cámara especializada (*pco.1300 solar*) con enfriamiento continuo que ayuda a mejorar significativamente la eficiencia. Utilizando un ordenador convencional y un software dedicado (*Micro-manager*) que permite programar los intervalos de tiempo para ejecutar la captura (cada 30min), permitiendo así la automatización de los tiempos de captura. Según las especificaciones del fabricante, el sensor de la cámara es capaz de capturar entre 290 nm y 1200 nm. Sin embargo, la eficiencia a 880 nm es sólo del 13%, mientras que el máximo de emisión de nuestras células solares ronda los 1000 nm. Para tener una comparativa más clara ver *figura 7*.

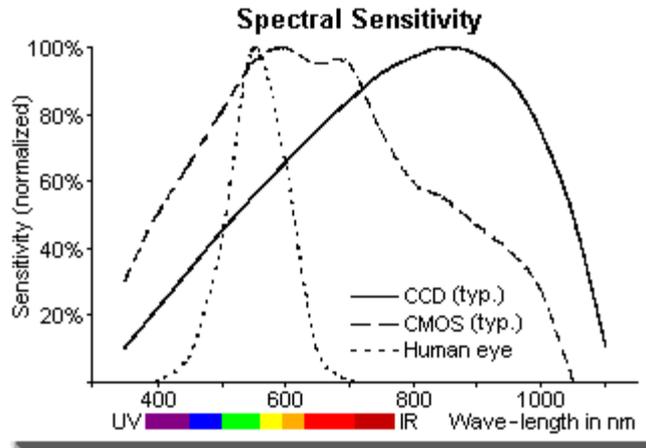


Figura 7 - Gráfico comparativo de umbral de eficiencia cuántica [6].

El posicionamiento de la cámara es importante, ya que podría desvirtuar los fallos que se necesitan capturar. Por tanto, se necesita que esté lo más perpendicular posible al módulo fotovoltaico. El material del fotosensor en este caso (*pco.1300 solar*) es de silicio, capaz de captar el rango visible y solo una parte del infrarrojo cercano con baja eficacia. Existen otros materiales más sensibles en el rango en el que emiten estos paneles, como por ejemplo, el InGaAs. Un sensor de InGaAs (Indio, Galio y Arsénico) es capaz de capturar el rango del espectro electromagnético que va de los 950 nm a los 1700 nm con muy buena eficiencia. Sin embargo, el proceso de fabricación es mucho más costoso y su demanda, muy baja. Todo ello se traduce en un precio desmesurado de una cámara de InGaAs: del orden de decenas de miles de euros.

Por motivo económicos evidentes, el uso de cámaras de silicio está más extendido en la caracterización de módulos fotovoltaicos en lugar de cámaras de InGaAs.

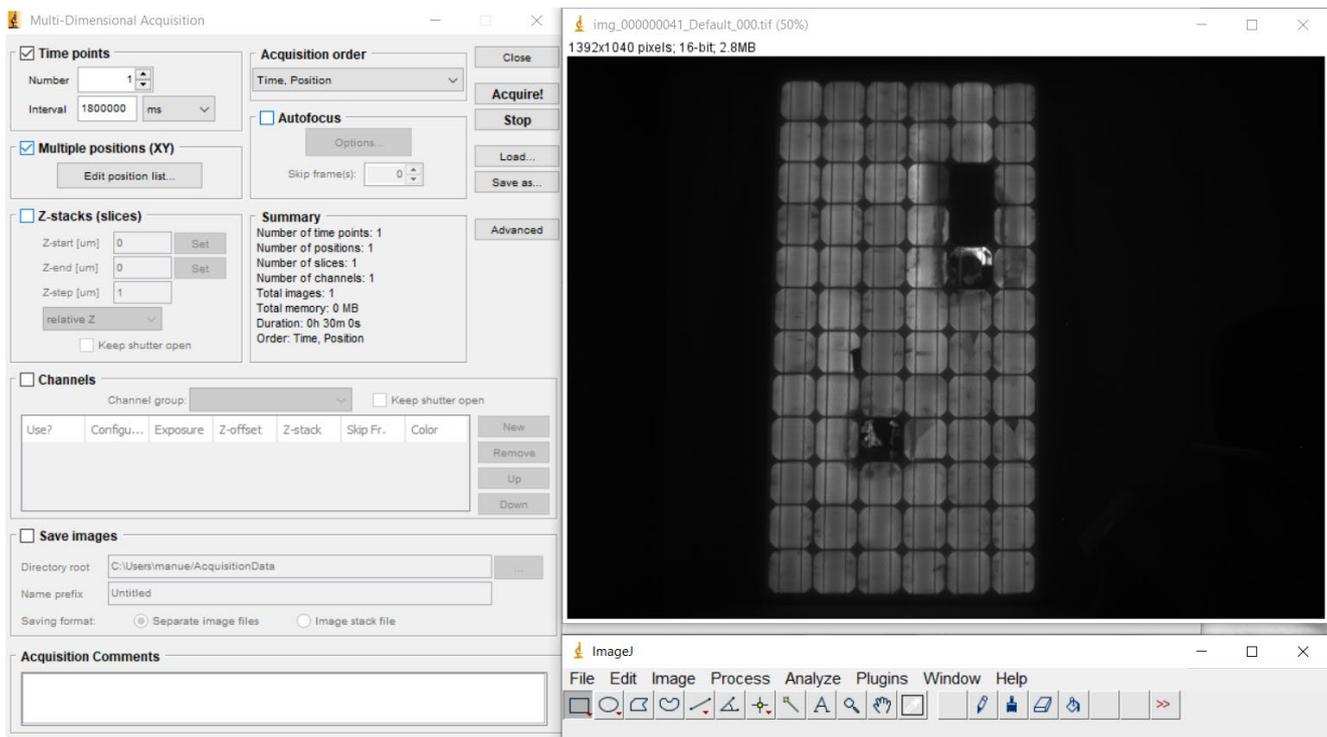


Figura 8 - Micro-manager software.

4. DEFINICIÓN DE DAÑOS A LOS MÓDULOS PV

Actualmente, hay una gran cantidad de métodos disponibles para caracterizar módulos fotovoltaicos según los fallos o imperfecciones que presenten. Además de utilizar el trazado de curvas I-V como herramienta de diagnóstico, también se ha avanzado mucho en temas de imágenes en espectro visible, imágenes termográficas e imágenes de EL.

Principalmente este estudio se base en la caracterización de los módulos por medio del método de captura de imágenes por electroluminiscencia, el cual se ha convertido en un método de laboratorio estándar cada vez más popular para detectar fallas en los módulos fotovoltaicos, desde la etapa de construcción para verificar los desperfectos de fábrica antes de instalar los módulos en las mesas, hasta verificar la degradación del módulo al paso de los años. La documentación visual de las condiciones del módulo en el campo es una etapa importante e imprescindible, es por eso que con este estudio se quiere caracterizar los módulos con la *EL* para llegar más allá de los fallos o daños observables. [7]

Se deben definir los fallos visibles de los módulos de manera estandarizada y que los datos sean accesibles para ser ingresado a una base de datos. Los fallos típicos en los módulos se dividen en las siguientes tres categorías: fallos tempranas, fallos en mediana edad y fallos por desgaste. (Ver Figura 8)

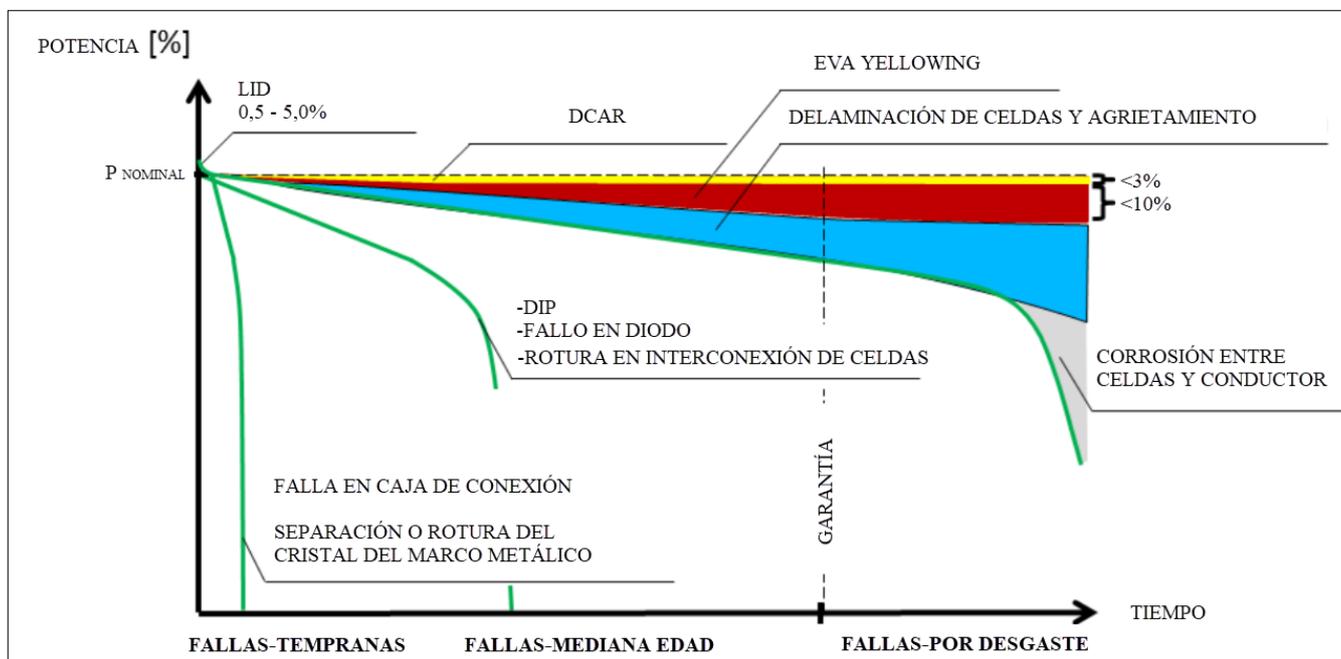


Figura 9- Gráfico de fallos típicos por categoría [7].

Los fallos que no se consideran sustanciales la degradación por luz inducida (LID) y la degradación por la capa anti reflectante (DCAR) ya que la gran mayoría de módulos fotovoltaicos mostrarán este tipo de fallos a lo largo de su vida útil ya que podría considerarse un desgaste por exposición a la intemperie. La potencia nominal impresa en el módulo fotovoltaico generalmente se ajusta por la pérdida de potencia saturada estandarizada esperada debido a la LID. Por lo cual, para los fines de este estudio no se considera que sea un fallo para tomar en cuenta.

La degradación por potencial inducido DIP o mejor conocido como PID, es causado por corrientes de fuga entre las celdas del módulo y el resto de componentes (marco, tedlar, EVA y cristal), el cual puede ser causado por condiciones medioambientales principalmente cuando las instalaciones se realizan en sitios con climas muy cálidos y húmedos.

De igual manera muchos fallos, como por ejemplo, uno muy común, como la separación o rotura del cristal con respecto al marco de aluminio, que se da por el excesivo par de apriete que se hacen en herrajes de separación de módulos. La rotura del cristal conduce a la pérdida de rendimiento con el tiempo debido a la corrosión de la celda y del circuito eléctrico, causada por la penetración de oxígeno y vapor de agua en el módulo fotovoltaico. Los principales problemas causados por la rotura del vidrio son problemas de seguridad eléctrica. En primer lugar, el aislamiento de los módulos ya no está garantizado, en particular en condiciones de humedad. En segundo lugar, la rotura del vidrio causa puntos calientes (*hot spots*) con la consecuencia del sobrecalentamiento del módulo, además que no contribuye a generar corriente, sino que consume parte de la generada por el resto. Por lo tanto, reduce la producción del panel a corto plazo y estropea esa célula y las colindantes a medio y largo plazo.

Una de las degradaciones más evidentes en los módulos fotovoltaicos es la decoloración del etileno vinil acetato (EVA) u otros materiales de encapsulación, tornándose en un tono amarillento mejor conocido como *yellowing*. La decoloración puede llegar a ser evidente para un observador antes de que se confirme que la potencia del módulo fotovoltaico ha disminuido, pero se espera que la decoloración del EVA contribuya a una pérdida de eficiencia de potencia $< 0.5\%$ con respecto a las que comúnmente entregaba en el módulo fotovoltaico.

El EVA generalmente se formula con aditivos, incluidos los estabilizadores UV y térmicos, pero si la elección de los aditivos y/o sus concentraciones son inadecuadas, el EVA puede decolorarse o ser producido por el agotamiento de los aditivos (volviéndose un concentrador de UV) con el tiempo puede hacer que el EVA sea vulnerable a los daños. Los patrones de decoloración observados en el campo pueden ser muy complejos debido a la difusión de oxígeno o los productos de la reacción, como el ácido acético, que se genera cuando el calor y la luz UV interactúan con el EVA.

En el proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, varias celdas fotovoltaicas están integradas en un módulo solar. En los módulos fotovoltaicos de hoy en día, la mayoría de 60-72 celdas fotovoltaicas conectadas en serie, y demás, se añaden diodos de bypass en paralelo, para asegurar el flujo de energía ante determinados problemas como sobras sobre el módulo, fallos en determinadas células, etc. Muchas veces existen diferencias en la etapa de producción y procesamiento, las células pueden llegar a tener diferentes

características eléctricas y que, si estas diferencias son muy acusadas, puede causar problemas en el rendimiento del módulo.

Las marcas por quemadura es uno de los fallos que se observan a veces en los módulos de silicio, esto se asocia cuando un *hotspot* muy intenso, que se calientan por diversos motivos, por ejemplo, algún fallo de la unión de la soldadura, la rotura del bus-bar que establece la conexión entre células, el calentamiento localizado de la aplicación del flujo de corriente inversa u otros puntos calientes. Las uniones por soldadura y los fallos de la cinta pueden ser causados por la fatiga térmica. Es decir, como la corriente que circula va a ser la misma porque viene impuesta por el resto de las células en serie, un aumento de la resistencia lo convierte en mayor pérdida por efecto Joule.

A manera de resumen, los daños o fallos más comunes en la una inspección visual se expresan en la siguiente tabla:

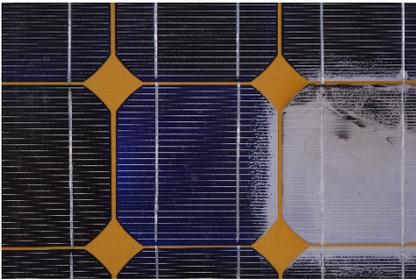
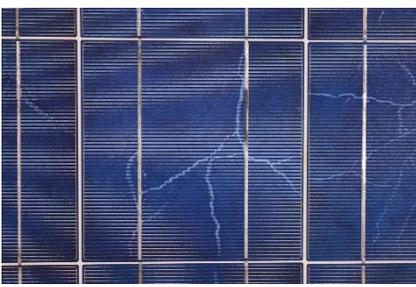
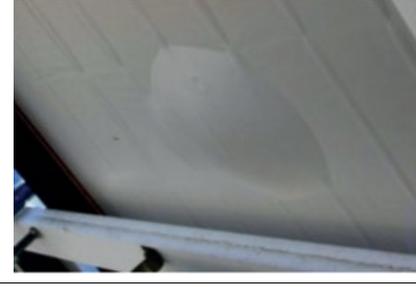
COMPONENTE DEL MÓDULO	FALLOS	MUESTRA
Frente del módulo	Burbujas, delaminación, yellowing, browning	
Celdas	Celdas rotas, micro fisuras, decoloración por separación	
Conductores metálicos	Quemados, corrosión	
Parte trasera	Delaminación, burbujas, yellowing, roturas	
Caja de conexiones	Perdida de tapa, exposición de conductores y diodos	

Tabla 2 - Daños visibles en módulos fotovoltaicos.

5. ELECTROLUMINISCENCIA EN MÓDULOS PV

A los módulos fotovoltaicos sometidos a este ensayo, se les suministró una corriente continua (DC) mediante una fuente de alimentación. La emisión de electroluminiscencia (EL) es detectada por una cámara especializada que con la colaboración de un *software* llamado *Micro-manager*, nos ha permitido programar los intervalos de disparos de cámara para establecer una situación controlada para cada módulo fotovoltaico.

La captura de imágenes EL se realizaron en un ambiente oscuro porque la cantidad de radiación infrarroja emitida por el módulo (850 nm a 950 nm), si hay iluminación natural o solar) la radiación infrarroja es muy alta y si hay iluminación artificial, depende de la fuente, pero que también puede haber mucha infrarroja. Para controlar esta situación, delante de la óptica de la cámara se incorpora un filtro, encargado de bloquear la luz visible y deja pasar principalmente, la infrarroja. De tal manera que, si hay poca radiación visible, se la lleva el filtro y se puede ver la señal de infrarrojo del panel. Pero si hay mucha luz visible, por mucho que quite el filtro, acaba pasando más radiación visible que lo que emite en infrarrojo el módulo fotovoltaico.

La resolución de la cámara debe ser lo suficientemente alta como para que las imperfecciones o fallos de las celdas del módulo fotovoltaico se puedan identificar claramente, (en este caso 1392 x 1040 pixeles, en modo normal). En una primera aproximación vale para la mayoría de los defectos, pero para ver micro-cracks con claridad, se tendría que utilizar toda la resolución, enfocado a una única célula fotovoltaica. El ruido de la salida de la cámara debe ser lo más bajo posible. Una técnica muy común para reducir la influencia de la luz exterior es que se puede tomar y restar una imagen sin inyección corriente continua al módulo fotovoltaico (resta de campo oscuro). La imagen resultante estaría libre de luz incidente.[8]

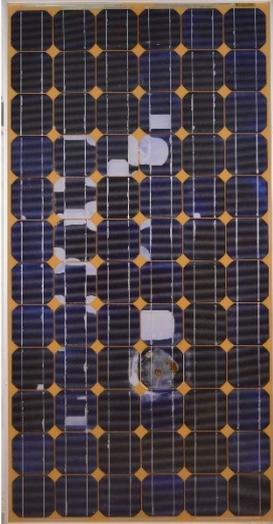
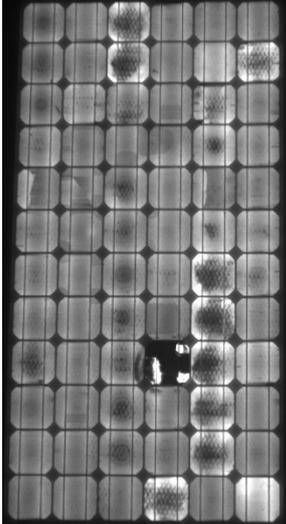
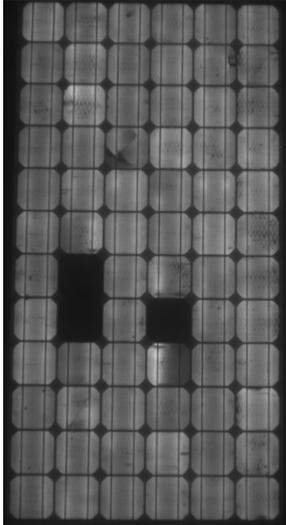
Por lo general las imágenes por EL, las grietas o fisuras aparecen como líneas oscuras en la celda del módulo fotovoltaico. Especialmente en celdas fotovoltaicas policristalinas (*pc-Si*), ya que los defectos cristalográficos también aparecen típicamente como líneas oscuras. Actualmente, la detección de fisuras celulares por imágenes EL a gran escala no se ha automatizado de manera exitosa. Por lo tanto, las grietas celulares son detectadas por una persona capacitada en cómo reconocer las grietas en las celdas de los módulos fotovoltaicos. El personal especializado en detectar grietas al observar una imagen de EL en un módulo fotovoltaico, se rige bajo las siguientes premisas:

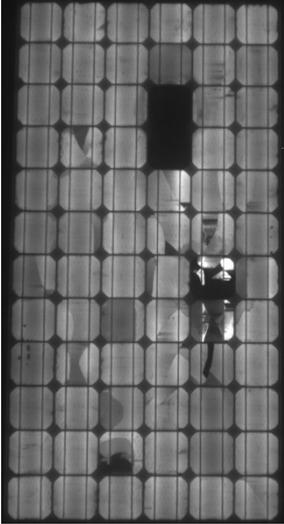
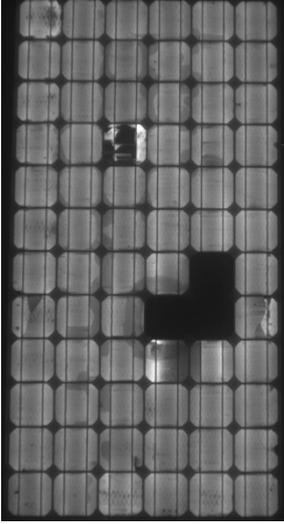
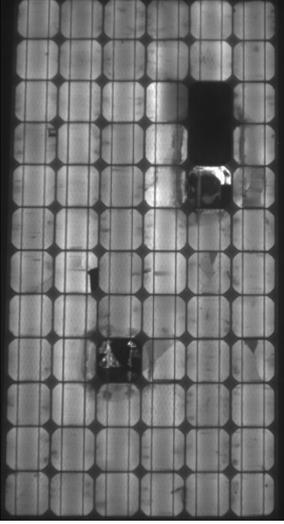
1. Una fisura celular aparece como una línea gris oscura en una imagen. El ancho y la escala de grises deben ser en su mayoría constantes en toda la longitud de la grieta en la celda.
2. Una fisura orientada en un ángulo de 45° con respecto a la huella dactilar de la celda solar, esta fisura debe correr parcialmente paralela a la malla de metalización de la célula solar para que la grieta aparezca como una función de paso ondulado.
3. Si la intensidad monocromática en la imagen EL cambia bruscamente en una línea gris oscura, se trata de una grieta celular. En este caso, la grieta reduce la conductividad del bus conductor.

4. Es muy poco probable encontrar una fisura en la celda que no comience ni termine en la barra de distribución o en el borde de la celda, excepto en las grietas cruzadas. Es muy probable que se encuentren grietas en medio de la celda.

5.1. EL a módulos completos

A manera de inspección general del módulo se realizó la inyección de potencia al módulo en DC, limitado por corriente todo el módulo fotovoltaico, a continuación, se muestran una serie de comparativas entre la imagen visual ordinaria y las de electroluminiscencia:

CONDICIONES DE OPERACIÓN	VISUAL	ELECTROLUM.
<p>Módulo: E3 T^a Cámara: 27,4°C Hum. Cámara: 61,2 % Tensión: 47,12V Corriente: 5,11A</p>		
<p>Módulo: S-E2 T^a Cámara: 23,6°C Hum. Cámara: 61,6% Tensión: 47,12V Corriente: 5,11A</p>		

CONDICIONES DE OPERACIÓN	VISUAL	ELECTROLUM.
<p>Módulo: S-E3 T^a Cámara: 27,5°C Hum. Cámara: 62,2% Tensión: 47,7V Corriente: 5,10A</p>		
<p>Módulo: S-E4 T^a Cámara: 25,0°C Hum. Cámara: 63,0% Tensión: 46,5V Corriente: 5,11A</p>		
<p>Módulo: S-E5 T^a Cámara: 27,5°C Hum. Cámara: 63,2% Tensión: 48,14V Corriente: 5,11A</p>		

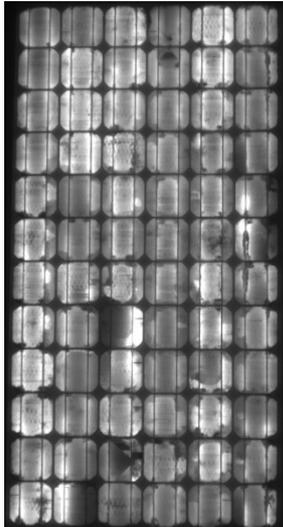
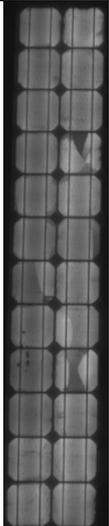
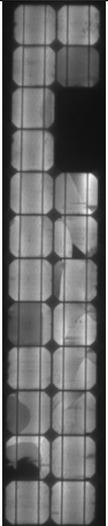
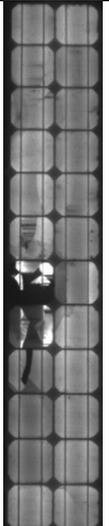
CONDICIONES DE OPERACIÓN	VISUAL	ELECTROLUM.
<p>Módulo: S-E8 T^a Cámara: 25,3°C Hum. Cámara: 63,0% Tensión: 45,48V Corriente: 5,0A</p>		

Tabla 3 - EL por módulo fotovoltaico completo.

5.2. EL por cada string de módulo

Como método experimental, se realizaron ensayos de *EL* a cada *string* del módulo fotovoltaico, que en este caso de estudio tienen un total de 3 strings conectados en serie por módulo. En caso que un string falle tiene instalado un dispositivo llamado diodo de bypass para permitir el flujo de energía al siguiente string y así mismo al siguiente módulo de la mesa fotovoltaica, Para tener una idea más clara, se muestran algunas de las imágenes de *EL* por string contrastada con la imagen visual ordinaria:

CONDICIONES DE OPERACIÓN	VISUAL	STRING IZQ.	STRING CENTRO	STRING DER.
<p>Módulo: S-E3 T^a Cámara: 22,5°C Hum. Cámara: 62,8% Tensión: 15,76V Corriente: 5,09A</p>				

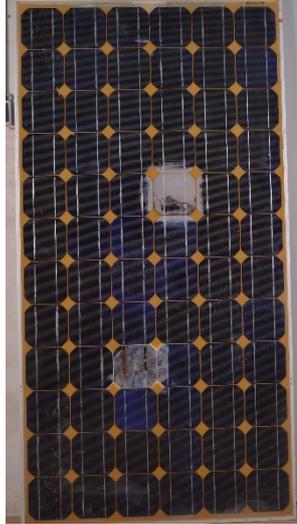
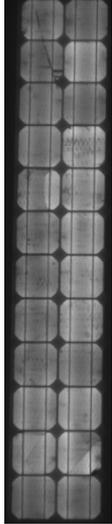
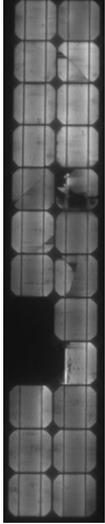
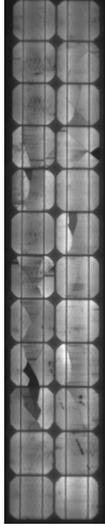
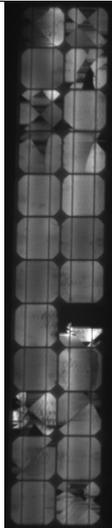
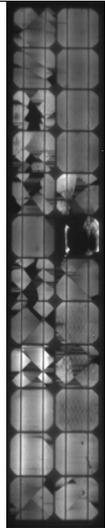
CONDICIONES DE OPERACIÓN	VISUAL	STRING IZQ.	STRING CENTRO	STRING DER.
<p>Módulo: S-E6 T^a Cámara: 23,67°C Hum. Cámara: 62,93% Tensión: 15,53V Corriente: 5,13A</p>				
<p>Módulo: S-E7 T^a Cámara: 22,96°C Hum. Cámara: 62,63% Tensión: 16,47V Corriente: 5,08A</p>				

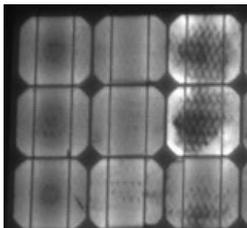
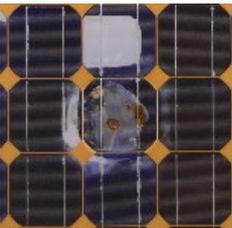
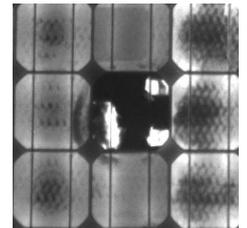
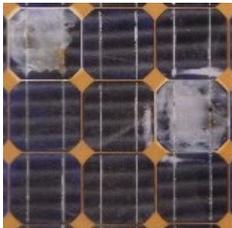
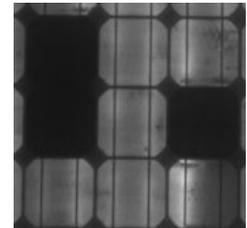
Tabla 4 - EL por string de módulo fotovoltaico.

Las grietas en los módulos fotovoltaicos pueden desarrollarse en diferentes etapas de la vida útil del módulo: durante la fabricación, en particular, por la soldadura que induce altas tensiones en las células solares, el manejo y las vibraciones en el transporte pueden inducir o expandir las grietas. Finalmente, un módulo en el campo experimenta cargas mecánicas debido al viento (presión y vibraciones) y nieve (presión).[9] Las grietas también tienen la tendencia a disminuir la estabilidad de potencia del módulo fotovoltaico en el envejecimiento artificial. En particular, se ha demostrado que la desconexión eléctrica de las partes de la celda debido a las grietas tiene un gran impacto en la potencia de salida de un módulo fotovoltaico.[10][11]

En la producción de módulos es proceso la soldadura entre del bus conductor entre celdas se ha vuelto una etapa crítica, debido a la presión de contacto y al estrés termo-mecánico después del enfriamiento de la temperatura de soldadura, las celdas pueden dañarse. Por otro lado, la presión de contacto insuficiente o las bajas temperaturas de soldadura pueden crear juntas de soldadura defectuosas. En términos de calidad óptima, las juntas de soldadura deben ejercer altas fuerzas adhesivas entre la malla metalizada y el conductor, así como una baja resistencia en serie para una conductividad eléctrica confiable. Las juntas de soldadura defectuosas dan como resultado una resistencia en serie más alta, una distribución de voltaje no homogénea y una pérdida de estabilidad mecánica. Los métodos de obtención de imágenes de electroluminiscencia son métodos de caracterización bien probados para evaluar la calidad eléctrica de las células solares. Una de sus ventajas es la determinación de defectos locales. [12]

5.3. Caracterización de fallos encontrados

Existe un gran abanico de fallos encontrados en los módulos para este estudio, para ello se describen de la siguiente manera:

CARACTERIZACIÓN	VISUAL	ELECTROLUM.
Falla en la conformación de contacto y/o desprendimiento entre la malla de metalización de la celda con el bus o barra conductora, por esa razón se oscurece al centro de la celda.		
Al centro la celda posee grietas llamadas dendríticas que hacen que el flujo de corriente solo pase por el porcentaje de la celda que aun tiene contacto, también provoca daño a las celdas vecinas que ya tienen fallos por contacto de malla de metalización.		
Las celdas que están totalmente negras han perdido el contacto totalmente con las barras conductoras, puede ser que la celda ya esté muerta, provocando problemas de transito de corriente a las celdas cercanas.		

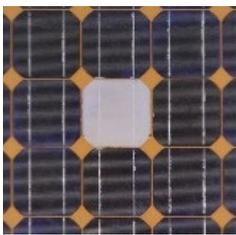
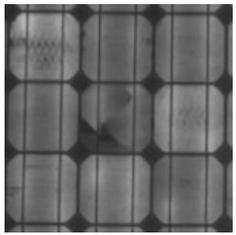
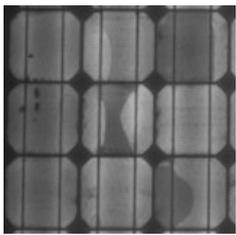
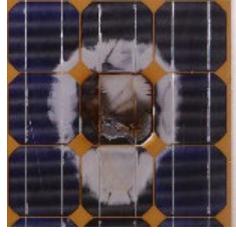
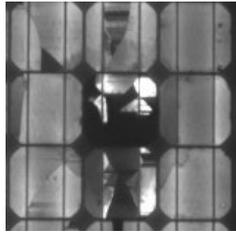
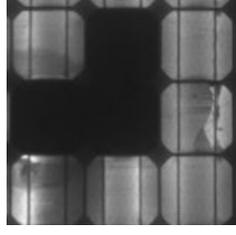
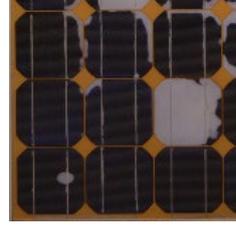
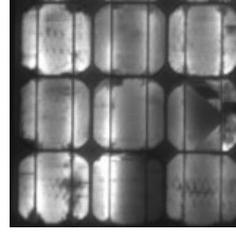
CARACTERIZACIÓN	VISUAL	ELECTROLUM.
En la celda central se observan micro fisuras o mejor conocido como micro cracks que hacen perder contacto por el curso de la fisura, ya que impide la fisura provoca que no se conduzca la corriente a ciertas partes de la celda.		
La delaminación de las celdas hace que pierda eficiencia para captar y transmitir la energía es por eso que al inyectarle corriente presente sombreados coincidentes con la delaminación.		
Aunque las celdas presenten grietas dendríticas que hacen que el flujo de corriente solo pase por el porcentaje de la celda aún la celda es capaz de entregar energía en la pequeña porción que queda en contacto, aunque esto hace que pierda eficiencia el <i>string</i> del módulo.		
Las celdas que están totalmente negras han perdido el contacto totalmente con las barras conductoras, dañando en gran medida las celdas vecinas del módulo que además algunas de ellas presentan micro fisuras en su estructura		
Se presentan un conjunto de fallos en cuanto a pérdidas del contacto con el conductor y/o con la malla de metalización, algunas de ellas con micro cracks que provocan zonas muertas en la celda que penalizan el transito de energía por las demás celdas del <i>string</i> .		

Tabla 5 - Caracterización de fallos encontrados

6. OTROS ENSAYOS REALIZADOS

Para realizar un contraste adecuado y valorar la efectividad de los ensayos de *EL*, se realizaron otros ensayos relacionados con la eficiencia del módulo fotovoltaico, dentro de estos tenemos las trazas de curvas I-V y la termografía.

6.1. Trazas de curvas I-V

Las mediciones de la característica del módulo I-V determinan la corriente de cortocircuito (I_{sc}), la tensión del circuito de circuito (V_{oc}) y otros parámetros. En un sistema típico de medición o trazas de curvas IV se deben tener ciertas consideraciones y mediciones paralelas, como ser el valor de la irradiancia a tiempo real de la luz incidente al módulo, el control de la temperatura del módulo, el dispositivo de monitoreo y un sistema de adquisición de datos del módulo, para así medir la curva I-V actual cuando el módulo esté captando la radiación y transformando a energía eléctrica. La corriente a través del módulo se ve afectada con una carga electrónica externa o una fuente de alimentación.

En condiciones naturales de la luz solar, se utiliza un trazador I-V portátil en este caso un HT-IV 400W-SOLAR (ver ficha del dispositivo y manual de usuario en anexos), pero probablemente no en las condiciones de prueba estándar (irradiancia solar 1000 W / m^2 , 25° C). Normalmente, se utiliza un piranómetro o un sensor de irradiación solar como dispositivo solar de referencia para calificar la irradiancia global.

La tensión de circuito abierto (V_{oc}) es la tensión máxima disponible de un módulo fotovoltaico y se produce a corriente cero. La corriente de cortocircuito (I_{sc}) es la corriente a través del módulo cuando la tensión a través de la celda es cero. La potencia máxima (P_{max}) se define como un punto en la curva I-V de un módulo fotovoltaico bajo iluminación, donde el producto de corriente (I_{mp}) y la tensión (V_{mp}) es el máximo. El factor de forma (FF) es esencialmente una medida de la calidad de la célula solar o el módulo fotovoltaico. Es la relación que compara la potencia máxima del módulo fotovoltaico con la potencia virtual (PT) que resultaría si V_{mp} fuera el voltaje de circuito abierto e I_{mp} la corriente de cortocircuito.

Cuando se presenta una anomalía en el módulo fotovoltaico o una sombra está afectando el módulo al momento de la medición, la curva se verá afectada, y presentará ciertos escalones en la curva que servirán de referencia para añadirlo como entrada en la base de datos para la toma de decisiones. En la *Figura 10* se observa la diferencia de una curva I-V con escalones (imagen superior) versus la traza de una curva sin alteraciones (imagen inferior).

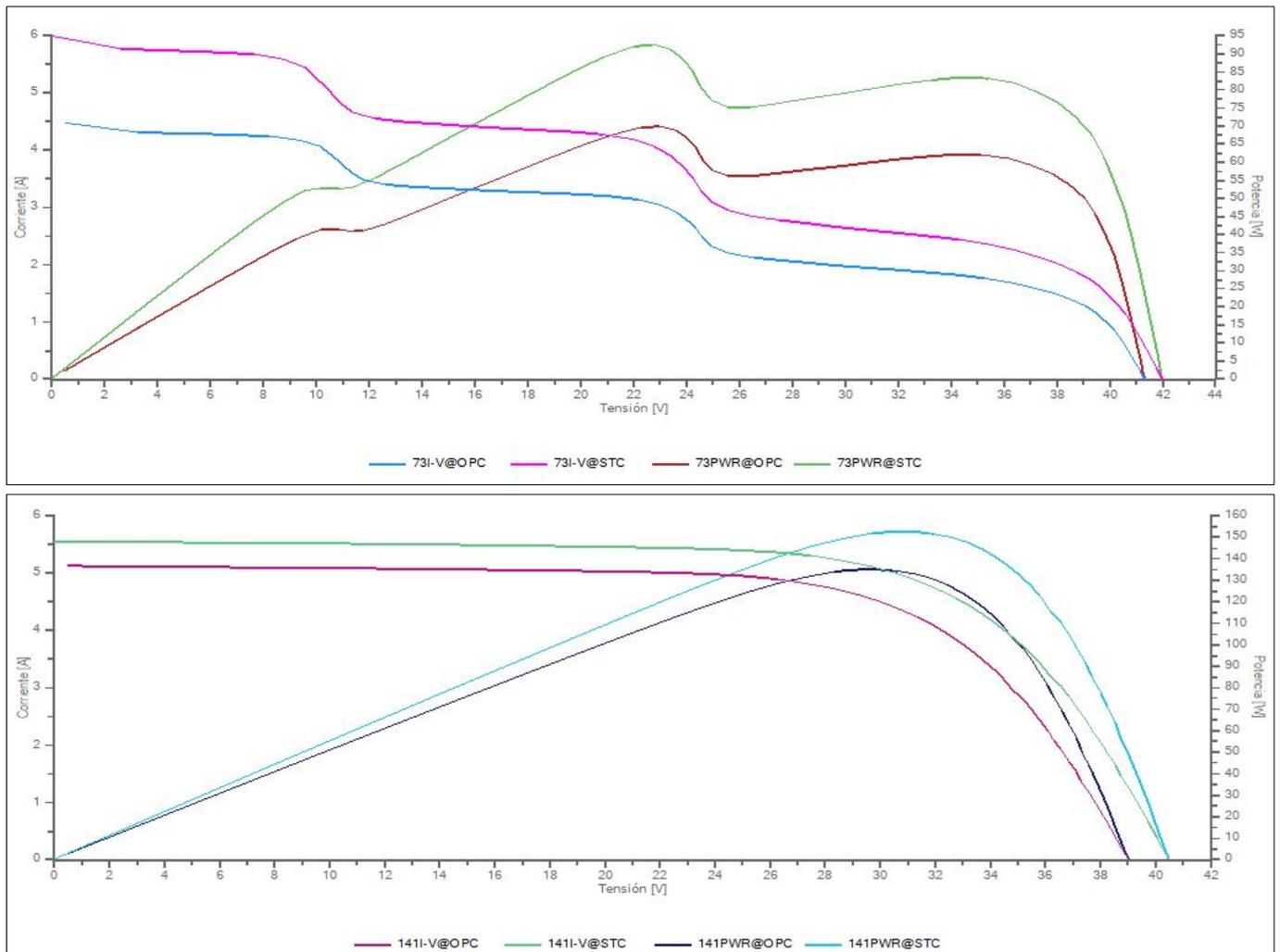


Figura 10 - Comparativa de curvas I-V

6.2. Termografía

La termografía o la imagen infrarroja (IR) es una técnica de medición no destructiva, que proporciona distribuciones rápidas, en tiempo real y bidimensionales de las características de los módulos fotovoltaicos. Puede utilizarse como un método sin contacto para diagnosticar algunas fallos térmicas y eléctricas en módulos fotovoltaicos. Las mediciones se pueden realizar durante el funcionamiento normal de los módulos fotovoltaicos individuales y como un escaneo de sistemas a gran escala. Debe garantizarse que la medición se realice en condiciones de estado estable del módulo fotovoltaico.[7]

Básicamente, existen tres tipos diferentes de métodos de termografía para detectar fallos en los módulos fotovoltaicos. La técnica más común y más fácil de aplicar es la termografía en condiciones de estado estable. Este método permite el análisis de módulos fotovoltaicos en el campo bajo condiciones de trabajo. La termografía de pulso y la termografía de bloqueo permiten una visión más detallada del módulo fotovoltaico, pero ambas técnicas deben realizarse en condiciones de laboratorio más estrictas.[12]

Las mediciones de termografía muestran las diferencias de temperatura inducidas por una corriente externa o aplicando luz al módulo fotovoltaico. Durante las mediciones en la oscuridad, no se aplica luz al módulo, pero la corriente externa (normalmente la corriente de cortocircuito I_{sc}). Para evitar daños térmicos en los módulos más delicados como por ejemplo los módulos thin film, se debe garantizar que el I_{sc} de los módulos no se exceda en más del 30% [7].

Durante la iluminación, el calor y la corriente son generados por la luz incidente (radiación solar) que puede causar una temperatura no homogénea del módulo fotovoltaico. Para una detección más precisa de los defectos, la imagen termográfica se realiza bajo la iluminación del módulo fotovoltaico y se debe comparar la distribución de la temperatura de varias condiciones de carga: cortocircuito, circuito abierto y en el punto de máxima potencia.

Por medio de una cámara termográfica apropiada se puede medir la distribución de la temperatura. Las imágenes de termografía se realizan principalmente por medio de una cámara termográfica portátil no refrigerada. La longitud de onda del detector IR usado suele estar entre 8 y 14 μm . Las mediciones de termografía iluminada (al aire libre) se deben realizar en un día soleado sin nubes, con mínimo 700 W / m^2 de irradiación perpendicular al *string* de módulos fotovoltaicos. Idealmente, la temperatura ambiente y la velocidad del viento son bajas.

El ángulo de visión debe establecerse lo más cerca posible a 90 ° pero no menos de 60 ° al plano de vidrio del módulo. El operador debe ser consciente de las reflexiones, por ejemplo: edificios, nubes o auto radiación del operador o cámara. Para una medición correcta de la temperatura, la cámara debe ajustarse a la temperatura ambiente correcta y los valores de emisividad para la superficie inspeccionada.[4]

Los valores típicos de emisividad son 0,85 para el vidrio y 0,95 para la lámina posterior del polímero, respectivamente, si el ángulo de visión está dentro de 90° a 60° (cristal) y 90° a 45° (polímero). Las mediciones en campo se deben realizar preferiblemente desde el lado posterior de módulo, cuando sea posible, ya que son más precisas que desde el lado frontal del módulo. [7]

Las imágenes termográficas permiten entregar información del comportamiento térmico del módulo, y es significativo porque se pueden detectar en campo anomalías a tiempo real, y al adaptar este tipo de cámaras con un dispositivo de vuelo remoto como un drone, se vuelve muy efectivo. Es por esto que cada día se está implementando mucho este tipo de ensayos de campo. Los fallos no detectados por la inspección visual, se pueden contrastar con la imagen termográfica (*ver la Figura 11*).

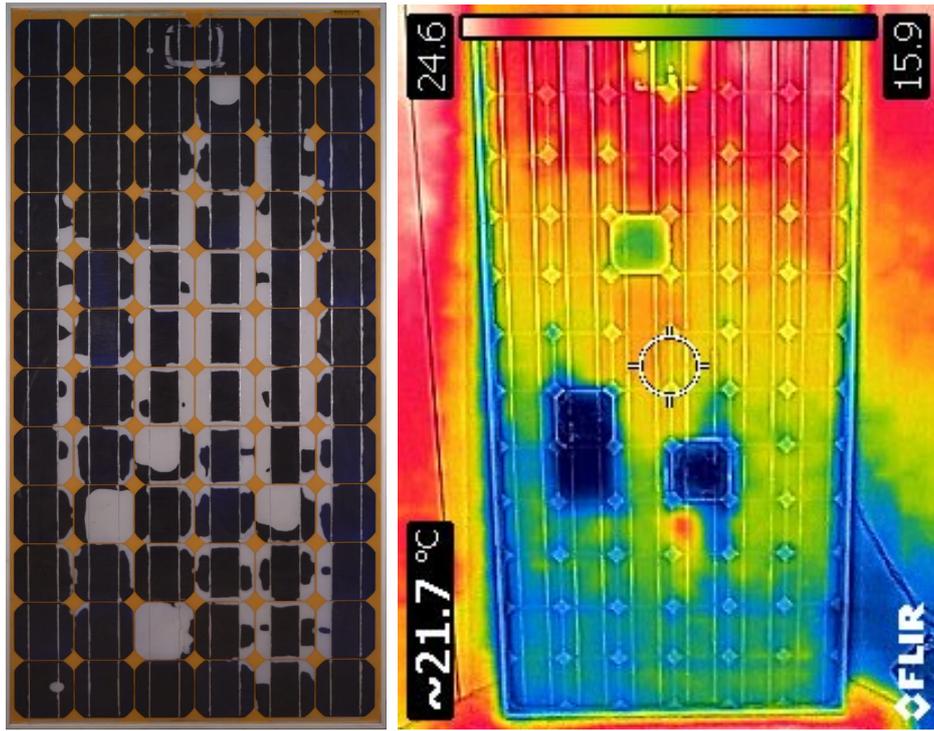


Figura 11 - Imagen termográfica de módulo fotovoltaico

7. CONCLUSIONES

Después de la realización de los ensayos de captura de imágenes por *EL* es muy complejo establecer un criterio objetivo para categorizar el daño de un módulo fotovoltaico ya que cada uno presenta muchas mezclas de fallos en su estructura, que si bien es un escaneado fiel del comportamiento del tránsito de corriente y se pueden identificar las zonas que están totalmente muertas, muchos de ellos aún siguen siendo funcionales, mucho más de lo que se podría pretender al ver la gama de fallos que presenta al ejecutarle la electroluminiscencia.

Esta técnica aún le falta madurez para ser empleada en campos de las grandes plantas fotovoltaicas, ya que hace falta una mejora sustancial de cierta autonomía del equipo a utilizar, optimizar los componentes para reducir su tamaño y sean hasta cierto punto más portátiles, que permitan hacer un escaneo rápido y con buena resolución para la toma de decisiones.

Existe cierta incertidumbre acerca del daño que puede provocar la electroluminiscencia al módulo al inyectar la corriente inversa, pero los ensayos aquí presentados en laboratorio se dejaron más de 5 días en ejecución continua, muchas veces se inyectaba a manera experimental más del 50% de la corriente de corto circuito para observar si eso provocaba una aceleración en el daño por inyección de corriente, y no se observaban daños observables en periodos de tiempo de exposición cercanos a los que se haría en campo. Existen varias investigaciones donde se han sometido módulos a muchas horas ininterrumpidas a condiciones extremas de temperatura y humedad y al transcurso de 1000h de exposición solamente presentan 1% de pérdida de eficiencia; cuando posiblemente en campo los módulos estarán bajo mejores condiciones de operación y a menos horas de conexión por *EL*, se podría decir que hasta cierto punto la ejecución de estos ensayos es inofensivos.

Es muy importante la integración de las otras técnicas tecnológicas para tener una noción de cómo se están comportando los módulos fotovoltaicos en campo y conocer el comportamiento en el transcurso del tiempo hasta la vida útil del proyecto. Se debería ampliar las investigaciones en la incorporación de varios sensores en un mismo dispositivo a manera de ejecutar las labores de una manera más eficiente y de ser posible, la integración de inteligencia artificial que pueda establecer criterios medibles de daño y facilite la categorización del estado real de los módulos.

NOMENCLATURA

<i>PV</i>	Fotovoltaico/a
<i>Si</i>	Silicio
<i>mc-Si</i>	Silicio mono cristalino
<i>pc-Si</i>	Silicio poli cristalino
<i>P</i>	Fósforo
<i>ddp</i>	Diferencia de potencial
<i>String</i>	cadena de conexión de dispositivos en serie
<i>UV</i>	Ultra Violeta
<i>AC</i>	Corriente alterna
<i>DC</i>	Corriente continua o directa
<i>GW</i>	Giga vatio
<i>Isc</i>	Corriente de corto circuito
<i>Imp</i>	Corriente de máxima potencia
<i>Voc</i>	Tensión de circuito abierto
<i>Vmp</i>	Tensión de máxima potencia
<i>Pmax</i>	Potencia máxima
<i>PT</i>	Potencia virtual

BIBLIOGRAFÍA

- [1] www.energias-renovables.com, “Energía solar FV crecerá un 25% en el mundo en 2019.” .
- [2] www.en.pvinfolink.com, “Pronóstico de demanda PV.” .
- [3] www.unmundointelectualblog.wordpress.com, “Espectro electromagnético.” .
- [4] U. Jahn *et al.*, *Review on Infrared and Electroluminescence Imaging for PV Field Applications*. 2018.
- [5] www.sfe-solar.com, “Estructura interna del módulo.” .
- [6] www.indaltronia.com, “Comparativo de eficiencia cuántica.” .
- [7] R. Iea-pvps, “Review on Failures of Photovoltaic Modules,” 2013.
- [8] F. Fruehauf and M. Turek, “Quantification of Electroluminescence Measurements on Modules,” *Energy Procedia*, vol. 77, pp. 63–68, 2015.
- [9] R. Khatri, S. Agarwal, I. Saha, S. K. Singh, and B. Kumar, “Study on long term reliability of photo-voltaic modules and analysis of power degradation using accelerated aging tests and electroluminescence technique,” *Energy Procedia*, vol. 8, pp. 396–401, 2011.
- [10] S. Kajari-Schröder, I. Kunze, and M. Köntges, “Criticality of cracks in PV modules,” *Energy Procedia*, vol. 27, pp. 658–663, 2012.
- [11] M. Dhimish, V. Holmes, B. Mehrdadi, and M. Dales, “The impact of cracks on photovoltaic power performance,” *J. Sci. Adv. Mater. Devices*, vol. 2, no. 2, pp. 199–209, 2017.
- [12] J. Walter, D. Eberlein, J. Haunschild, M. Tranitz, and U. Eitner, “A method to detect defective solder joints by RS- electroluminescence imaging,” *Energy Procedia*, vol. 27, no. April, pp. 652–657, 2012.

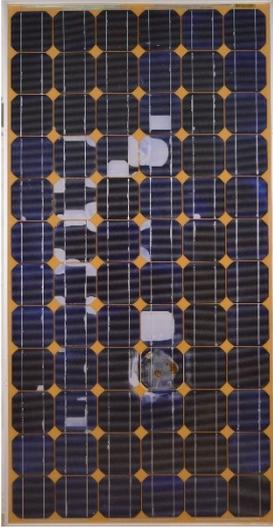
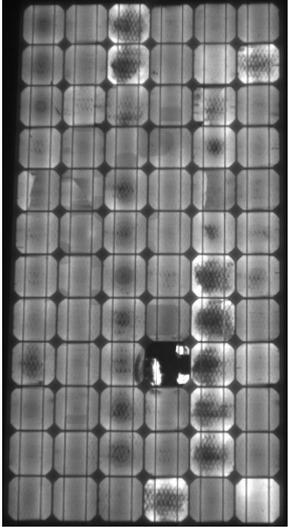
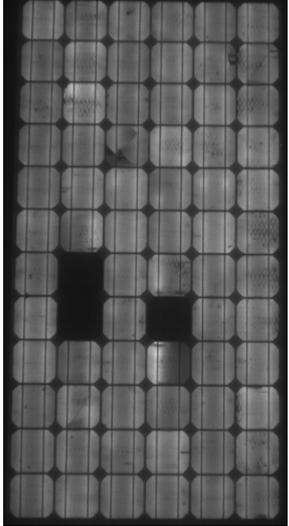
ANEXOS

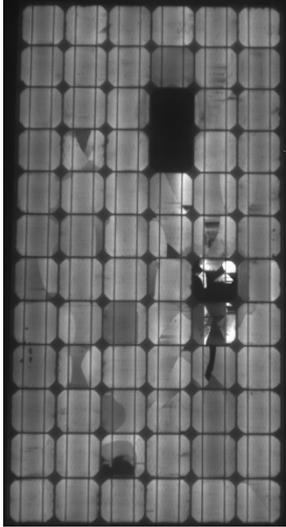
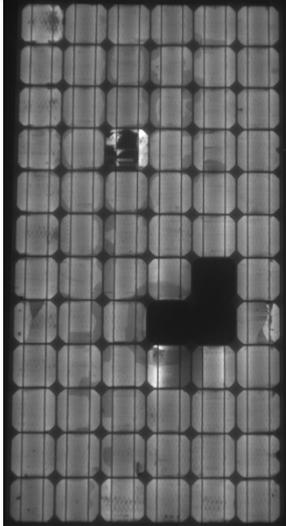
ANEXO I

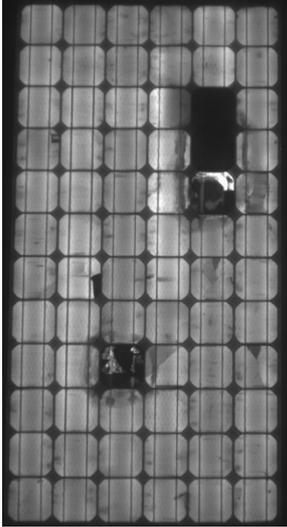
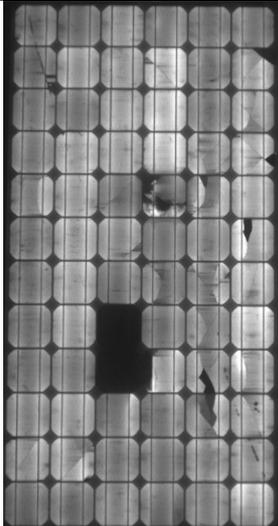
Registro de Conexión *EL*

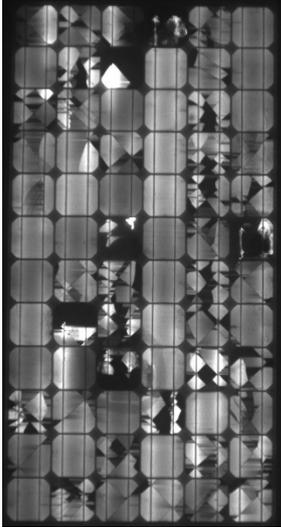
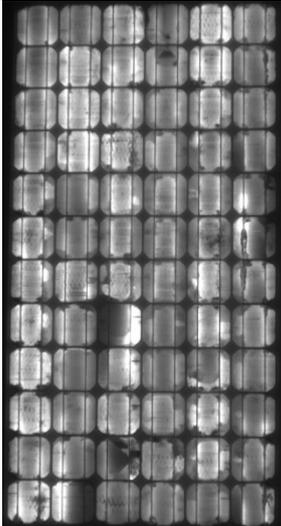
ANEXO I. Registro de conexión EL

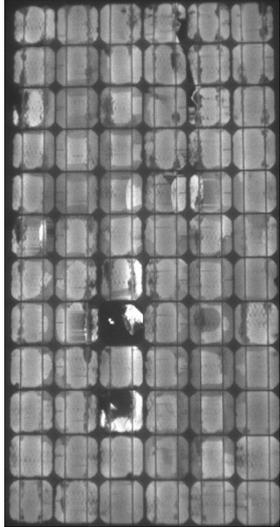
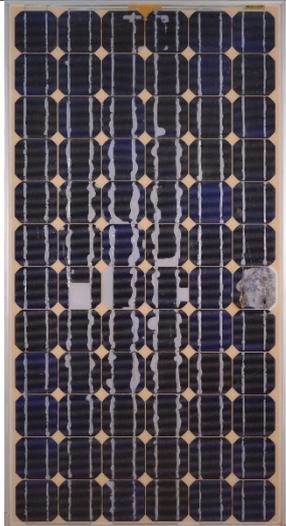
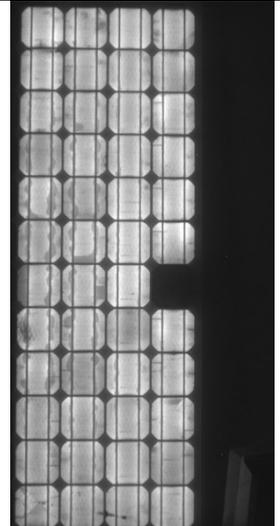
Nº Módulo	Nº Medida	Día conectado	Hora conectado	Día desconectado	Hora desconectado	Tª Cámara	Humedad Cámara	Tensión	Corriente
						(°C)	(%)	(V)	(A)
E3	1	21/01/2019	12:50	24/01/2019	17:27	27,4	61.2	47,12	5,11
S-E2	1	24/01/2019	17:32	29/01/2019	12:36	23,6	61.6	47,12	5,11
S-E5	1	29/01/2019	12:41	31/01/2019	17:28	27.5	62.2	48.14	5.11
S-E4	1	31/01/2019	17:33	04/02/2019	10:39	25.0	63	46.5	5.11
S-E3	1	04/02/2019	10:44	05/02/2019	13:00	24.9	62.86	48.08	5.11
S-E3	S-IZQ	05/02/2019	13:05	07/02/2019	17:12	24.4	62.4	15.9	5.09
S-E3	S-CEN	07/02/2019	17:17	11/02/2019	12:55	22.4	63.3	15.0	5.09
S-E3	S-DER	11/02/2019	13:00	14/02/2019	13:34	22.6	62.8	16.4	5.10
S-E7	S-IZQ	14/02/2019	13:39	18/02/2019	17:11	22.8	62.5	16.2	5.08
S-E7	S-CEN	18/02/2019	17:16	21/02/2019	12:52	22.7	62.7	16.8	5.08
S-E7	S-DER	21/02/2019	12:57	25/02/2019	13:26	23.4	62.7	16.4	5.09
S-E6	S-IZQ	25/02/2019	13:31	28/02/2019	13:20	23.6	62.5	15.8	5.13
S-E6	S-CEN	28/02/2019	13:25	08/03/2019	10:20	23.6	63.0	15.0	5.13
S-E6	S-DER	08/03/2019	10:25	12/03/2019	12:29	23.8	63.3	15.8	5.14
E-8	S-IZQ	12/03/2019	12:34	15/03/2019	13:14	24.1	63.0	16.0	5.12
E-8	S-CEN	15/03/2019	13:19	19/03/2019	11:24	22.6	62.4	16.0	5.12
E-8	S-DER	19/03/2019	11:29	22/03/2019	10:55	19.7	62.8	15.68	4.64
T-2	S-IZQ	22/03/2019	11:00	25/03/2019	18:00	21.7	62.4	16.59	5.18
T-2	S-CEN	25/03/2019	18:15	27/03/2019	19:30	21.5	62.4	16.07	5.17
T-2	S-DER	27/03/2019	19:35	02/04/2019	12:01	24.02	62.1	16.0	5.09
S-E4	S-IZQ	02/04/2019	12:06	05/04/2019	13:06	22.5	64.2	14.7	5.09
S-E4	S-CEN	05/04/2019	13:11	08/04/2019	13:31	24.6	63.6	15.2	5.06
S-E4	S-DER	08/04/2019	13:36	11/04/2019	12:20	23.8	63.6	15.9	5.09
T-2	1	24/04/2019	17:13	29/04/2019	10:41	30.1	63.6	45.47	5.20
S-E6	1	29/04/2019	11:20	02/05/2019	10:54	29.4	62.7	43.40	5.20
S-E7	1	02/05/2019	11:08	06/05/2019	18:34	30.2	62.7	45.75	5.20
S-T1	1	07/05/2019	12:42	13/05/2019	17:07	28.5	62.8	29.45	5.17
S-E1	1	13/05/2019	17:34	16/05/2019	17:50	32.3	61.2	42.61	4.96
S-S1	1	17/05/2019	12:23	21/05/2019	12:04	30.4	63.9	44.45	4.95
S-C1	1	21/05/2019	12:45	24/05/2019	11:26	33.7	62.4	38.9	7.86
S-E1	S-IZQ	24/05/2019	12:25	28/05/2019	12:04	21.5	64.4	15.47	4.92
S-E1	S-CEN	28/05/2019	12:44	31/05/2019	13:50	23.0	64.2	14.10	4.92
S-E1	S-DER	31/05/2019	13:58	04/05/2019	10:54	24.8	64.2	15.44	4.92
S-E3	1	04/05/2019	11:17	07/04/2019	11:26	23.7	65.0	45.46	5.13
T2	1	11/07/2019	11:29	12/07/2019	10:48	34.3	67.5	47.71	5.17

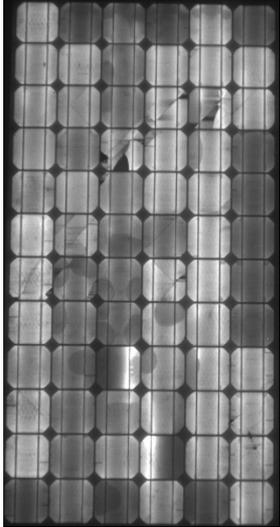
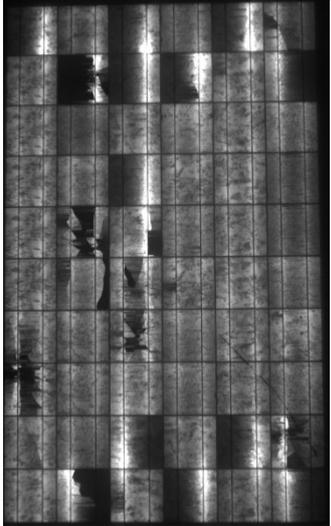
MÓDULOS COMPLETOS		
MÓDULO	VISUAL	ELECTROLUM.
E3		
S-E2		

MÓDULOS COMPLETOS		
MÓDULO	VISUAL	ELECTROLUM.
S-E3		
S-E4		

MÓDULOS COMPLETOS		
MÓDULO	VISUAL	ELECTROLUM.
S-E5		
S-E6		

MÓDULOS COMPLETOS		
MÓDULO	VISUAL	ELECTROLUM.
S-E7		
S-E8		

MÓDULOS COMPLETOS		
MÓDULO	VISUAL	ELECTROLUM.
T2		
S-T1		

MÓDULOS COMPLETOS		
MÓDULO	VISUAL	ELECTROLUM.
S-S1		
S-C1		

ANEXO II

Especificaciones y manual de regulador de potencia

ANEXO II. Especificaciones y manual de regulador de potencia



AIM & THURLBY THANDAR INSTRUMENTS

CPX400S & SA & SP

PowerFlex DC Power Supply

ISTRUCCIONES EN ESPAÑOL

Aim-TTi

Specification

General specifications apply for the temperature range 5°C to 40°C. Accuracy specifications apply for the temperature range 18°C to 28°C after 1 hour warm-up with no load and calibration at 23°C. Typical specifications are determined by design and are not guaranteed.

OUTPUT SPECIFICATION

Voltage Range: 0V to 60V

Current Range: 0A to 20A

Note: In manual operation, actual maxima for voltage and current are typically 1% greater than the figures given above.

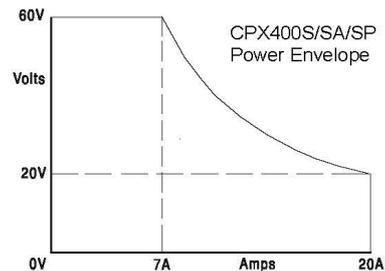
Power Range: Up to 420W

Output Voltage Setting: By coarse and fine controls.

Output Current Setting: By single logarithmic control.

Operating Mode: By single logarithmic control.

Constant voltage (CV) or constant current (CC) with automatic cross-over, provided that the power demanded stays within the power envelope, see graph. Outside of this envelope the output becomes unregulated.



Operating Ranges: Four selectable ranges: 60V/20A, 60V/7A, 20V/20A and Custom Limits.

Any V/I setting of the 60V/7A or 20V/20A ranges always falls within the appropriate part of the Power Envelope.

The 60V/20A range permits any setting up to 60V and 20A but the output will become unregulated if operated outside of the Power Envelope, see above.

The voltage and current limits of the Custom Limits range can be set to any V_{max} between 0.1V & 60V and I_{max} between 0.01A and 20A. This facility is most useful in limiting operation to a particular part of the Power Envelope.

Settings Lock: (S-Lock) Voltage and current settings can be locked by a single button press. Lock accuracy is equal to meter accuracy (see Meter Specification)

Output Switch: Electronic. Preset voltage and current displayed when off.

Output Terminals: Front panel: Universal 4mm safety binding posts on 19mm (0.75") pitch. Rear Panel: Barrier strip connections (CPX400SA/SP only)

Output Sensing: Switchable between local and remote. Remote connection by spring-loaded push terminals on front panel and barrier strip on rear panel (CPX400SA/SP only).

Output Protection: Forward protection by Over-Voltage Protection (OVP) and Over-Current Protection (OCP) trips. Reverse protection by diode clamp for reverse currents up to 3A.

OVP Range: 1V to 66V set by front panel screwdriver adjustment or via the remote interfaces (CPX400SP only). Setting resolution: 100mV. Response time: Typically 1ms. Maximum voltage that should be applied across the terminals is 70V.

OCP Range: Measure-and-compare over-current protection is implemented in firmware and can only be set via the remote interface (CPX400SP only). Setting resolution: 10mA. Response time: typically 500ms. For CPX400S/SA, OCP is fixed at 22A.

Over-temperature The output will be tripped off if a fault causes the internal temperature to rise

*Anexo II. Especificaciones y manual de regulador de potencia
Caracterización de módulos fotovoltaicos
mediante la técnica de electroluminiscencia*

Protection:	excessively.						
Line Regulation:	Change in output for a 10% line change: Constant voltage: <0.01% of maximum output Constant current: <0.01% of maximum output						
Load Regulation:	Change in output for any load change within PowerFlex envelope, remote sense connected: Constant voltage: <0.01% of maximum output Constant current: <0.05% of maximum output						
Ripple & Noise (20MHz bandwidth):	5mVrms max; typically <3mVrms, <15mV pk-pk, at maximum load, CV mode.						
Transient Load Response:	<250us to within 50mV of set level for a 5% to 95% load change.						
Voltage Programming Speed (CPX400SP only):	Maximum time required for output to settle within 1% of its total excursion (for resistive load). Excludes command processing time.						
	<i>Range and Setting</i>		<i>90% Load</i>	<i>No Load</i>		<i>90% Load</i>	<i>No Load</i>
	60V 7A	Up	8ms	8ms	Down	80ms	1.5s
	20V 20A	Up	8ms	8ms	Down	10ms	1.2s
Temperature Coefficient:	Typically <100ppm/°C						
Status Indication:	Output ON lamp. Constant voltage mode lamp. Constant current mode lamp. Unregulated (power limit) lamp Remote lamp (CPX400SP only) LAN lamp (CPX400SP only) Trip message on display.						

METER SPECIFICATIONS

Meter Types:	Dual 4 digit meters with 10mm (0.39") LEDs. Reading rate 4Hz.
Meter Resolutions:	10mV, 10mA
Meter Accuracies:	Voltage 0.1% of reading ± 2 digits Current 0.3% of reading ± 2 digits

ANALOGUE REMOTE CONTROL (CPX400SA only)

Isolated inputs and non-isolated outputs to set voltage and current limit.

Isolated control input scaling:	Rear panel control inputs (CV and CC) permit external 0V to 5V or 0 to 10V signals (with respect to the common Return) to set 0 to 100% of rated output voltage and current. Inputs are protected against excess input voltages up to 60V. Isolation rating with respect to the output is 300V max.
Control input accuracy:	Voltage: 0.3% ±20mV. Input impedance 10kΩ. Current: 0.5% ±50mA. Input impedance 10kΩ.
Control output scaling:	Set values of 0 to 100% of rated output voltage and current generate 0 to 5V signals at the rear panel V_{out} and I_{out} outputs. Outputs are short-circuit protected. These signals are referenced to the output control circuit and will therefore be within ~1V of the positive output potential.

Control output accuracy:	Voltage: 0.3% \pm 20mV Current: 0.5% \pm 50mA. Output impedance: 125 Ω .
Remote Off:	Rear panel connections allow a switch closure to turn output off. Remote Off is referenced to the output control circuit and will therefore be within \sim 1V of the positive output potential.

DIGITAL INTERFACES (CPX400SP only)

Full digital remote control facilities are available through the RS232, USB, LAN and GPIB interfaces.

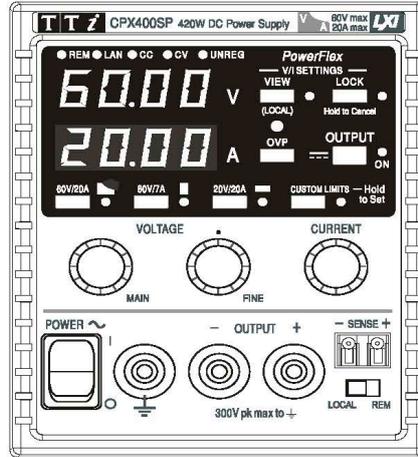
Voltage Setting:	16-bit, Resolution 10mV, Accuracy \pm (0.05% +10mV)
Current Setting:	16-bit, Resolution 1mA, Accuracy \pm (0.3% + 0.005A)
RS232:	Standard 9-pin D-connector. Baud rate 9600.
GPIB:	Conforming with IEEE488.1 and IEEE488.2
USB:	Standard USB 2.0 hardware connection. Operates as a virtual COM port.
LAN:	Ethernet 100/10base-T hardware connection. 1.4 LXI Core 2011.
Remote Command Processing Time:	Typically <25ms between receiving the command terminator for a step voltage change at the instrument and the output voltage beginning to change.

GENERAL

AC Input:	110V – 240V AC \pm 10%, 50/60Hz. Installation Category II.
Power Consumption:	600VA max.
Operating Range:	+5°C to +40°C, 20% to 80% RH.
Storage Range:	–40°C to + 70°C.
Environmental:	Indoor use at altitudes up to 2000m, Pollution Degree 2.
Safety & EMC:	Complies with EN61010-1 & EN61326-1. For details, request the EU Declaration of Conformity for this instrument via http://www.aimtti.com/support (serial no. needed).
Size:	107mm x 130mm x 400mm (WxHxD) ¼-rack width x 3U height (optional rack mounting kit available).
Weight:	4.25kg

Conexiones

Conexiones del panel frontal

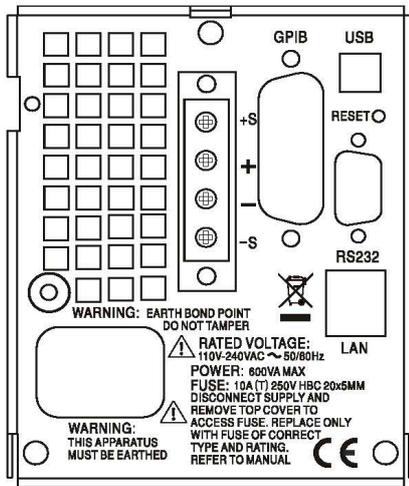


La carga debe conectarse a los terminales OUTPUT (salida) positivo (rojo) y negativo (negro). Los terminales OUTPUT tienen una intensidad nominal de 30 A.

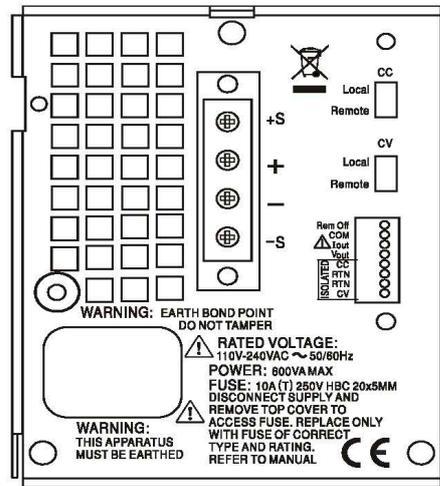
Las conexiones de detección remota a la carga, si son requeridas, se efectúan desde los terminales SENSE (detección remota) positivo (+) y negativo (-). Sitúe el interruptor LOCAL/REMOTE (local / remoto) en REMOTE si requiere detección remota. Vuelva a situarlo en LOCAL si no usa detección remota.

El terminal \perp se conecta al bastidor y a la toma de tierra de seguridad.

Conexiones del panel trasero (CPX400SP y CPX400SA)



CPX400SP



CPX400SA

ANEXO III

Especificaciones de cámara Pco.1300

ANEXO III. Especificaciones de cámara Pco.1300

pco.1300 solar cooled digital 12 bit CCD camera system

- designed for electroluminescence (EL) applications
- quantum efficiency of up to 13 % @ 880 nm
- superior low noise of typ. 6 e⁻ rms @ 10 MHz
- resolution of 1392 x 1040 pixel
- cooling of -25 °C vs. ambient
- optimal offset stability and control (< 1 count/h)
- 12 bit dynamic range
- exposure times range from 5 μs – 1 h
- standard IEEE 1394a (“Firewire”) interface
- free software camware and software development kit included



pco.1300 solar

This versatile high performance 12 bit CCD camera system is specifically designed for electroluminescence (EL) applications in the range of 850 nm to 1200 nm. The pco.1300 solar has an extraordinary quantum efficiency (QE) of up to 13 % @ 880 nm. In addition a proprietary offset control algorithm has been developed which provides very high offset stability (drift ≤ 1 count/h), regardless of ambient temperature or signal changes ensuring accurate and repeatable quantitative data over long periods of time. The pco.1300 solar's most unique features are its increased sensitivity in the NIR range of the spectrum and the „no glow“ functionality. Binning and cooling can be selected to accommodate the user's application. Camera features excellent resolution (1392 x 1040 pixel), 12 bit dynamic range, exposure times from 5 μ s to 1 hour, internal frame buffer for continuous image capture (64 MB min), excellent low noise of 6 e⁻ rms @ 10 MHz, cooling of -25 °C vs. ambient, standard interface IEEE 1394a („Firewire“).

technical data

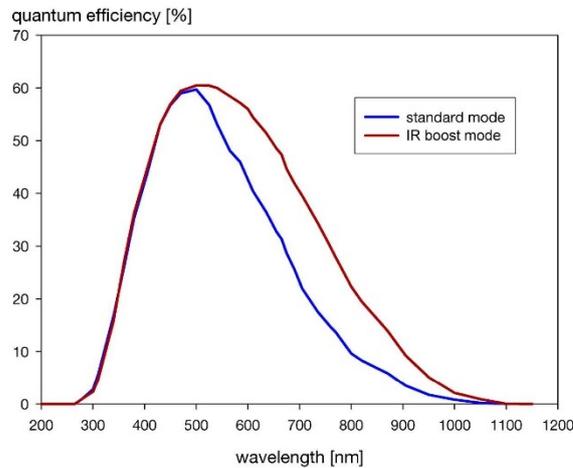
	unit	setpoint	pco.1300 solar
resolution (hor x ver) ¹	pixel	@ normal mode @ extended mode	1392 x 1040 1424 x 1060
pixel size (hor x ver)	μ m ²		6.45 x 6.45
sensor format / diagonal	inch / mm		2/3" / 11.14
quantum efficiency	%	@ 880nm typical @ +15 °C	13
full well capacity	e ⁻		16 000
dark current	e ⁻ /pixel·s	@ 10 °C typical @ standard mode	0.05
image sensor			ICX285AL
maximum dynamic range	dB	CCD + camera @ 10 MHz	68.5
dynamic range A/D ²	bit		12
readout noise	e ⁻ rms	@ 10 / 20 MHz	6 / 10
imaging frequency, frame rate	fps	@ full frame @ 10 / 20 MHz	5.9 / 11.7
pixel scan rate	MHz		10 / 20
A/D conversion factor	e ⁻ / count	standard / IR boost	3.8 / 1.9
spectral range	nm		290 .. 1200
exposure time	s	@ standard mode @ IR boost mode	5 μ s .. 1 h 100 ms .. 1 h

technical data

	unit	setpoint	pco.1300 solar
anti-blooming factor		@ stand.light mode / @ IR boost mode @ 100 ms expos. time	> 400 / > 4
smear	%		< 0.002
binning (hor x ver)	pixel		1 x 1, 1 x 2, 2 x 1, 2 x 2
optical input			c-mount
trigger, auxiliary signals		internal / external	software / TTL level
power supply	VDC	typical	18..28 V 24 V
cooling method			1 stage Peltier cooler with forced air cooling
cooled CCD temperature	°C	versus ambient temperature	-25
power consumption	W	max.	20
mechanical dimensions (w x h x l)	mm ³		113 x 104 x 110
weight	kg		1.1
ambient temperature	°C	range	+10 .. +40
operating humidity	%	range	10 .. 80
storage temperature	°C	range	-20 .. +70
data interface			IEEE 1394a

[1] horizontal versus vertical
 [2] Analog-to-Digital-converter

quantum efficiency



(measured by pco at -10°C)



ANEXO IV

Especificaciones software Micro-Manager

ANEXO IV. Especificaciones software Micro-Manager

installation guide

pco.software
Micro-Manager



pco.

1. INTRODUCTION

Put together PCO's complete range of high performance scientific cameras into your specific microscopy setup with Micro-Manager.

All b/w and color versions of the following list are supported:

Camera	Sensor	Interface	Bit	Alignment	
pixelfly	CCD	PCO PCI BOARD	12	LSB*	
sensicam					
pco.1200	CMOS	FW/CL/GigE/USB 2.0	10	MSB**	
pco.1300		FW	12		
pco.1400		FW	14		
pco.1600		FW	14		
pco.2000		FW/CL/GigE/ USB 2.0/USB 3.0	14		
pco.4000		FW/CL/GigE/ USB 2.0/USB 3.0	14		
pco.pixelfly usb		USB 2.0	14		
pco.ultraviolet		USB 2.0	14		
pco.dimax		CMOS	GigE/USB 2.0/USB 3.0		12
pco.flim			USB 3.0		14
pco.edge	sCMOS	CL/CLHS/USB 3.0	16		
pco.panda		USB 3.1 Gen1	16		

Explanation:

Interfaces: FW= Firewire IEEE1394A; CL= Camera Link, CLHS= Camera Link HS

Alignment: *least significant bit; **most significant bit

About Micro-Manager

In contrast to virtually all of the available commercial solutions, Micro-Manager supports multiple platforms and provides an **open plugin interface for adding new devices**. In addition, Micro-Manager is compatible with the widely used image processing package **ImageJ** available in the public domain. Combined with ImageJ Micro-Manager provides a **full featured microscope management and image processing package**, comparable in capabilities to commercial solutions. It is distributed free of charge and under an Open Source license. Its code base and functionality can be customized, extended and re-used practically without restrictions.

PCO provides a free generic adapter for PCO scientific cameras on Microsoft Windows platforms.

ABOUT PCO



pco.

In 1987, PCO was founded with the objective to develop and to produce specialized, fast and sensitive video camera systems, mainly for scientific applications. Meanwhile the product range of PCO cameras covers digital camera systems with high dynamic range, high resolution, high speed and low noise, which are sold in the scientific and industrial market all over the world.

Currently PCO is one of the leading manufacturers of scientific cameras. Worldwide representatives, together with our own sales department and technical support assure that we keep in touch with our customers and their needs. The actual wide range of specialized camera systems is the result of technical challenge and product specific know-how. A design according to advanced techniques, a high standard of production and strict quality controls guarantee a reliable operation of the cameras. Our own developments in conjunction with an excellent contact to leading manufacturers of image sensors ensure our access to state-of-the-art CCD- and CMOS-technology for our cameras.

Since 2001, PCO is located in its own facility building in Kelheim at the shore of the beautiful and international river Danube. Here in the county Bavaria, which is well known for its excellent support and conditions for high technology companies, we share the benefits of the simple access to high performance products and services in the surrounding area.

Kelheim itself is a historical town, first documented in 866. The small city is founded at the confluence of the Danube and the Altmühl, which has been converted into the Rhine-Main-Danube bypass channel for water transport. Located in Danube-valley, it is the heart of a beautiful river and forest covered lime plateau landscape. It's landmark, the Hall of Liberation, was built by Ludwig I. in 1863 on the Mount Michael and is visible from all over the city and valley. The beautiful Danube-Gorge, which is protected as natural monument since 1840, is located between Kelheim and the famous abbey Weltenburg.

ANEXO V

Especificaciones y manual de HT-IV 400W-SOLAR

ANEXO V. Especificaciones y manual de HT-IV 400W-SOLAR



I-V400W – SOLAR I-Ww
I-V500W – SOLAR I-Ve



Manual de instrucciones





I-V400w - I-V500w - SOLAR I-Vw - SOLAR I-Ve

5.3. BD – GESTIÓN BASE DE DATOS DE LOS MÓDULOS

El instrumento permite la definición hasta 30 tipologías de módulos FV además de una por DEFECTO (no modificable ni borrable) que puede ser utilizada como referencia cuando no se disponga de información sobre el tipo de módulo que disponemos.

Los parámetros, referidos a 1 módulo que pueden ser configurados en la definición referida a 1 módulo son listados en la siguiente Tabla 1, junto a los rangos de medida, resolución y condiciones de validez:

Símbolo	Descripción	Rango	Resol.	Condiciones
Nms	Numero módulos por grupo	1 ÷ 50	1	
Pmax	Potencia máxima nominal del módulo	50 ÷ 4800W	1W	$\left \frac{P_{max} - V_{mpp} \cdot I_{mpp}}{P_{max}} \right \leq 0.01$
Voc	Tensión en vacío	15.00 ÷ 99.99V 100.0 ÷ 320.0V	0.01V 0.1V	Voc ≥ Vmpp
Vmpp	Tensión en el punto de máxima potencia	15.00 ÷ 99.99V 100.0 ÷ 320.0V	0.01V 0.1V	Voc ≥ Vmpp
Isc	Corriente de cortocircuito	0.5 ÷ 15.00A	0.01A	Isc ≥ Impp
Impp	Corriente en el punto de máxima potencia	0.5 ÷ 15.00A	0.01A	Isc ≥ Impp
Toll -	Tolerancia negativa para Pmax incluida por el fabricante del módulo	0% ÷ 25.0% 0 ÷ 99W	0.1% 1	100* T_{ol}^{-} /Pnom < 25
Toll +	Tolerancia positiva para Pmax incluida por el fabricante del módulo	0 ÷ 25% 0 ÷ 99W	0.1% 1	100* T_{ol}^{+} /Pnom < 25
Alpha	Coefficiente de temperatura Isc	-0.100 ÷ 0.100%/°C -15.00 ÷ 15.00mA/°C	0.001%/°C 0.01mA/°C	100*Alfa / Isc ≤ 0.1
Beta	Coefficiente de temperatura Voc	-0.99 ÷ -0.01%/°C -0.999 ÷ -0.001V/°C	0.01%/°C 0.001V/°C	100*Beta/Voc ≤ 0.999
Gamma	Coefficiente de temperatura Pmax	-0.99 ÷ -0.01%/°C	0.01%/°C	
NOCT	Temperatura nominal de trabajo de la célula	0 ÷ 100°C	1°C	
Tech	Efectos debidos a la tecnología de módulos	STD (standard), CAP (ef.cap.) HIT (híbrido tecn.)		
Degr	Degradación porcentual prestaciones/año	0.0 ÷ 25.0%/yr	0.1%/yr	

Tabla 1: Parámetros asociados de un módulo FV

ATENCIÓN



- El menú "Tech" se refiere a la elección de la tecnología de módulo bajo prueba. Seleccione la opción "STD" si las pruebas de los módulos fotovoltaicos de tipo "ESTÁNDAR", el "CAP" en el caso de los módulos fotovoltaicos con importantes efectos capacitivos o "HIT" (módulos con tecnología híbrida HIT/HIP)
- Elegir el tipo incorrecto de la tecnología puede llevar a un resultado negativo de la prueba final
- El parámetro "Degr." representa la degradación de prestaciones en potencia de un módulo/string/campo FV en términos de porcentual anual (límite máximo configurable = 25%)



I-V400w - I-V500w - SOLAR I-Vw - SOLAR I-Ve

10. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

10.1. CARACTERÍSTICAS CONEXIÓN INSTACIONES FV (SOLAR I-VW, SOLAR I-VE)

Incertidumbre calculada como [%lectura+(número dgt)*resolución] a 23°C ± 5°C, <80%HR

Tensión CC (SOLAR I-Vw)

Campo [V]	Resolución [V]	Incertidumbre
15.0 ÷ 999.9	0.1	±(0.5%lectura + 2dig.)

Tensión CC (SOLAR I-Ve)

Campo [V]	Resolución [V]	Incertidumbre
15.0 ÷ 99.9	0.1	±(0.5%lectura + 2dig)
100.0 ÷ 1499.0	0.3	

Tensión CA TRMS

Campo [V]	Resolución [V]	Incertidumbre
50.0 ÷ 265.0	0.1	±(0.5%lectura + 2dig.)

Max factor de cresta: 1,5

Corriente CC (a través de transductor de pinza externo)

Campo [mV]	Resolución [mV]	Incertidumbre
-1100 ÷ -5	0.1	±(0.5%lectura + 0.6mV)
5 ÷ 1100		

El valor de la corriente es visualizado SIEMPRE con signo positivo : El valor de corriente traducido en tensión inferior a 5mV es cero

Corriente CA TRMS (a través de transductor a pinza externo)

Campo [mV]	Resolución [mV]	Frecuencia [Hz]	Incertidumbre
1 ÷ 1200	0.1	47.5 ÷ 63.0	±(0.5%lectura + 0.6mV)

Max factor de cresta: 2.0 ; El valor de corriente traducido en tensión inferior a 5mV es cero

FE pinzas CC y CA [A]	Resolución [A]	Valor mínimo leído [A]	
		CC	CA
1 < FE ≤ 10	0.001	0.05	0.01
10 < FE ≤ 100	0.01	0.5	0.1
100 < FE ≤ 1000	0.1	5A	1

Potencia CC (Vmed > 150V) (SOLAR I-Vw)

FE pinza [A]	Campo [W]	Resolución [W]	Incertidumbre
1 < FE ≤ 10	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura + 3dig.) (Imed < 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
10 < FE ≤ 100	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura) (Imed ≥ 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
100 < FE ≤ 1000	0.00k ÷ 99.99k	0.01k	
	100.0k ÷ 999.9k	0.1k	

Vmed = Tensión la cual a medido la Potencia ; Imed = corriente in medida

Potencia CC (Vmis > 150V) (SOLAR I-Ve)

FE pinza [A]	Campo [W]	Resolución [W]	Incertidumbre
1 < FS ≤ 10	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura + 3dig) (Imis < 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
10 < FS ≤ 100	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura) (Imis ≥ 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
100 < FS ≤ 1000	0.00k ÷ 99.99k	0.01k	
	100.0k ÷ 999.9k	0.1k	
	1000k ÷ 9999k	1k	

Vmed = Tensión la cual a medido la Potencia ; Imed = corriente in medida

ES - 65

*Anexo V. Especificaciones y manual de HT-IV 400W-SOLAR
Caracterización de módulos fotovoltaicos
mediante la técnica de electroluminiscencia*



I-V400w - I-V500w - SOLAR I-Vw - SOLAR I-Ve

Potencia CA ($V_{med} > 200V$, PF=1) (SOLAR I-Vw)

FE pinza [A]	Campo [W]	Resolución [W]	Incertidumbre
1 < FE ≤ 10	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura + 3dig.) (Imed < 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
10 < FE ≤ 100	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura) (Imed ≥ 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
100 < FE ≤ 1000	0.00k ÷ 99.99k	0.01k	
	100.0k ÷ 999.9k	0.1k	

V_{med} = Tensión la cual a medido la Potencia ; I_{med} = corriente in medida

Potencia CA ($V_{mis} > 200V$, PF=1) (SOLAR I-Ve)

FE pinza [A]	Campo [W]	Resolución [W]	Incertidumbre
1 < FS ≤ 10	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura + 3dig) (Imis < 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
10 < FS ≤ 100	0.000k ÷ 9.999k	0.001k	±(0.7%lectura) (Imis ≥ 10%FE)
	10.00k ÷ 99.99k	0.01k	
100 < FS ≤ 1000	100.0k ÷ 999.9k	0.1k	
	0.00k ÷ 99.99k	0.01k	
	1000k ÷ 9999k	1k	

V_{med} = Tensión la cual a medido la Potencia ; I_{med} = corriente in medida

Frecuencia

Campo [Hz]	Resolución [Hz]	Incertidumbre
47.5 ÷ 63.0	0.1	±(0.2%lectura + 1cifra)

Irradiación (con célula de referencia)

Campo [mV]	Resolución [mV]	Incertidumbre
1.0 ÷ 65.0	0.1	±(1.0%lectura + 5dig.)

Temperatura (con sonda auxiliar)

Campo [°C]	Resolución [°C]	Incertidumbre
-20.0 ÷ 100.0	0.1	±(1.0%lectura + 1°C)



I-V400w - I-V500w - SOLAR I-Vw - SOLAR I-Ve

10.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS MEDIDA CURVA I-V Y IVCK

I-V, IVCK: Tensión VCC I-V @ OPC (SOLAR I-Vw, I-V400w)

Campo [V] (*)	Resolución [V]	Incertidumbre (*)
5.0 ÷ 999.9	0.1	±(1.0%lectura + 2dig.)

(*) La medida de la característica I-V parte de VCC > 15V con incertidumbre definida por VCC > 20V

I-V, IVCK: Tensión CC@ OPC (SOLAR I-Ve, I-V500w)

Campo [V] (*)	Resolución [V]	Incertidumbre (*)
15.0 ÷ 99.9	0.1	±(0.5%lectura + 2dig.)
100.0 ÷ 1499.9	0.3	

(*) La medida de la característica I-V parte de VCC > 15V con incertidumbre definida por VCC > 20V

I-V, IVCK : Corriente CC: I-V @OPC

Campo [A] (*)	Resolución [A]	Incertidumbre
0.10 ÷ 15.00	0.01	±(1.0%lectura + 2dig.)

(*) Máxima corriente = 15A para Voc ≤ 1000V, Máxima corriente = 10A para Voc > 1000V (I-V500w y SOLAR I-Ve)

I-V: Potencia CC: I-V @ OPC Vmpp > 30V, Impp > 2A

Campo [W] (*)	Resolución [W]	Incertidumbre
50 ÷ 99999	1	±(1.0%lectura + 6dig.)

Vmpp = tensión en el punto de máxima potencia ; Impp = corriente en el punto de máxima potencia

(*) El valor de Potencia max medible debe tener en cuenta también el FF max de aprox. 0.7 → Pmax= 1000V x 15A x 0.7 = 10500W
→ Pmax= 1500V x 10A x 0.7 = 10500W

I-V, IVCK: Tensión VCC: I-V@ STC

Campo [V]	Resolución [V]	Incertidumbre (*, **)
5.0 ÷ 999.9	0.1	±4.0% lectura + 2cifras)

I-V: Corriente CC @ STC

Campo [A]	Resolución [A]	Incertidumbre (**)
0.10 ÷ 99.00	0.01	±(4.0% lectura + 2cifras)

I-V: Potencia CC @ STC (Vmpp > 30V, Impp > 2A)

Campo [W]	Resolución [W]	Incertidumbre total (**)
50 ÷ 99999	1	±(5.0%lectura + 1cifra)

Vmpp = tensión en el punto de máxima potencia ; Impp = corriente en el punto de máxima potencia

(*) Las medidas de la característica I-V parten para VCC > 15V con incertidumbre definida para VCC > 20V

(**) En las condiciones:

- > Irrad. estable ≥700W/m², espectro AM 1.5, Incidencia rayos solares respecto a la per ≤ ± 25°, Temp. Cedas [15..65°C]
- > La incertidumbre declarada incluye ya la incertidumbre del transductor de irradiación y relativa al circuito de medida

Irradiación (con célula de referencia)

Campo [mV]	Resolución [mV]	Incertidumbre
1.0 ÷ 100.0	0.1	±(1.0%lectura + 5dig.)

Temperatura (con sonda auxiliar)

Campo [°C]	Resolución [°C]	Incertidumbre
-20.0 ÷ 100.0	0.1	±(1.0%lectura + 1°C)



10.3. NORMAS DE SEGURIDAD

10.3.1. Generalidades

Seguridad instrumento:	IEC/EN61010-1
EMC:	IEC/EN61326-1
Documentación técnica:	IEC/EN61187
Seguridad accesorios de medida:	IEC/EN61010-031
Medidas:	IEC/EN60891(curva I-V) IEC/EN 60904-5 (medida de Temperatura)
Aislamiento:	doble aislamiento
Grado de polución:	2
Categoría de medida:	CAT II 1000V DC, CAT III 300V respecto a tierra Max 1000V entre las entradas P1, P2, C1, C2 (SOLAR I-Vw, I-V400w) Max 1500V entre las entradas P1, P2, C1, C2 (SOLAR I-Ve, I-V500w)