

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE LÁMINA DELGADA DE Cu(In,Ga)Se_2 Y CdTe : ESTADO DEL ARTE Y PERSPECTIVAS

M. Troviano

Departamento de Electrotecnia (FAIN-UNCo), Buenos Aires 1400, (8300) Neuquén, Argentina.
Instituto de Investigación y Desarrollo en Ingeniería de Procesos, Biotecnología y Energías Alternativas (PROBIEN,
CONICET-UNCo), Buenos Aires 1400, (8300) Neuquén, Argentina.

Recibido: 2-06-20; Aceptado: 20-07-20; Publicado en línea: 30-07-20.

RESUMEN.- El desarrollo del mercado de módulos fotovoltaicos es de gran importancia para la diversificación de la matriz energética. Aunque los tradicionales módulos de silicio cristalino siguen dominando el mercado, dos tecnologías de módulos de lámina delgada tienen una presencia destacada, los módulos solares basados en Cu(In,Ga)Se_2 y los basados en CdTe . En este trabajo se presenta el estado del arte de estas tecnologías y perspectivas de las mismas.

Palabras claves: celdas de lámina delgada, celdas de CIGS, celdas de CdTe .

Cu(In, Ga)Se_2 AND CdTe THIN-FILM PHOTOVOLTAIC MODULES: STATE OF THE ART AND PERSPECTIVES

ABSTRACT.- The development of the photovoltaic module market is of great importance for the diversification of the energy matrix. Although traditional crystalline silicon modules continue to dominate the market, two thin-film module technologies have a prominent presence, Cu(In,Ga)Se_2 -based and CdTe -based solar modules. This work presents the state of the art of these technologies and their perspectives.

Keywords: thin-film solar cells, CIGS solar cells, CdTe solar Cells

1. INTRODUCCIÓN

Las celdas solares se pueden clasificar por el espesor total de los materiales que conforman la misma. Dentro de esta clasificación, se definen como celdas solares de lámina delgada a aquellas que no superan los 10 μm de espesor total. La producción de celdas de lámina delgada representa el 5,48% de la producción fotovoltaica total (Frauhofer ISE, 2020, p. 21). Dentro de las celdas de lámina delgada encontramos una diversidad según los materiales utilizados para absorber la luz. Aquí se dará una descripción general de las dos tecnologías que lideran el mercado de celdas solares de lámina delgada: las celdas de diseleniuro de cobre, galio e indio, Cu(In,Ga)Se_2 , o CIGS, y las celdas de telururo de cadmio, CdTe .

Las celdas de lámina delgada utilizan un grupo de materiales semiconductores que tienen altos coeficientes de absorción, lo cual permite que una capa de pocos micrones de espesor de estos materiales absorba casi la totalidad de la luz que éstos son capaces de absorber. De esta forma, la cantidad de material necesario para la fabricación de estas celdas solares es muy baja, por lo que los procesos de preparación y técnicas de deposición pueden implicar una reducción de los costos de fabricación de los módulos solares. Además de la buena absorción, la calidad electrónica de los materiales seleccionados debe ser lo suficientemente elevada, permitiendo que la eficiencia con la que transforma la energía de la luz absorbida en energía eléctrica sea alta. Con la tecnología actual de fabricación de CIGS y CdTe se obtiene

una calidad electrónica elevada, que se refleja en las muy buenas eficiencias de las celdas solares.

En 2020 la eficiencia récord en celdas de laboratorio de CIGS es 23,35% (Solar Frontier, 2019) en un área de 1,043 cm^2 . (Green *et al.*, 2020a) Uno de los objetivos de los fabricantes de módulos solares es transferir las eficiencias obtenidas en las celdas solares a escala de laboratorio, a los módulos comerciales. Siguiendo este criterio, actualmente el módulo de CIGS récord tiene una eficiencia de 19,2% con un área de 841 cm^2 (Green *et al.*, 2020b).

La tecnología de CdTe también ha logrado elevadas eficiencias en celdas de laboratorio, siendo la eficiencia récord 21% en una celda con un área de 1,0623 cm^2 . El récord de eficiencia para un módulo de CdTe es de 19,0% con un área de 23573 cm^2 (Green, *et al.*, 2020a). Los récords fueron obtenidos por empresas que comercializan módulos de estas tecnologías ejemplificando que los avances que se producen a escala de laboratorio se pueden transferir, en gran medida, a los procesos industriales.

El objetivo de este trabajo es resumir el estado del arte de las tecnologías de CIGS y CdTe , su desarrollo industrial y perspectivas a futuro. Por otra parte, no se tratan aquí en profundidad los fundamentos físicos que explican el funcionamiento de estas celdas solares, aunque se abordan algunos conceptos para mostrar particularidades de las tecnologías tratadas.

2. MÉTODOS DE DEPOSICIÓN DE CAPAS DELGADAS DE CIGS Y CdTe

El CIGS y CdTe absorben fuertemente la luz solar y es suficiente producir delgadas capas de estos materiales para obtener una celda o módulo solar eficientes. Estos materiales pueden prepararse, utilizando una amplia variedad de métodos de deposición de CIGS o CdTe, sobre un sustrato que actúa como soporte mecánico. Este sustrato puede ser vidrio, algunos tipos de plásticos resistentes a altas temperaturas, acero inoxidable o aluminio. Todas estas opciones de técnicas de deposición y sustratos dan muchos caminos posibles para encontrar una solución óptima y así alcanzar módulos solares con alta eficiencia y de bajo costo. Sin embargo, el amplio espectro de posibilidades requiere invertir tiempo y dinero en investigaciones que pueden abordar estrategias que lleven a caminos sin salida.

Algunos de estos métodos tienen potencial para obtener altas tasas de deposición, es decir altas velocidades de producción, manteniendo la calidad electrónica del material que permite obtener celdas y módulos de alta eficiencia. Obtener estas características es un desafío para las industrias ya que es necesario que los procesos industriales de deposición produzcan capas uniformes en superficies que pueden superar 1 m² de manera sostenida en el tiempo.

Algunas de las técnicas que pueden utilizarse para depositar capas de CIGS o CdTe son: sputtering, evaporación, deposición electroquímica, impresión de nanopartículas y deposición por bombardeo de iones (Luque y Hegedus, 2003, pp. 559-564, 2003, pp. 609-614). Las técnicas de evaporación o sputtering requieren cámaras de vacío y atmósferas controladas, como así también procesos de temperaturas mayores a 550 °C. Sin embargo, otras técnicas como electrodeposición o impresión de nanopartículas no necesitan cámaras de alto vacío ni altas temperaturas.

Actualmente, para la producción industrial de módulos comerciales de CIGS se utilizan principalmente sputtering y co-evaporación. La primera técnica se puede realizar en un proceso de dos pasos (primero la deposición de Cu-Ga/In por sputtering como precursor y después una reacción con selenio), o en un único paso, en donde se realiza el sputtering y la reacción simultáneamente en una atmósfera controlada de Se. Esta técnica puede tener una tasa de deposición de aproximadamente 0,1 µm/min. En el caso de la co-evaporación, se utiliza en alguna de sus variantes de uno, dos o tres pasos. Esta técnica puede tener una tasa de deposición de 0,1 a 0,6 µm/min (Reinhard *et al.*, 2013; Voorwinden *et al.*, 2003). La co-evaporación a escala industrial es más compleja que el sputtering debido a que requiere mayor control de las variables de deposición. Además, es necesario desarrollar el equipamiento para evaporar grandes áreas, a diferencia de sputtering, proceso que posee más maduración tecnológica a escala industrial y que puede adaptarse para esta aplicación (Luque y Hegedus, 2003, p. 584). Si bien el sputtering puede ser un proceso más simple que la evaporación, produce módulos con menor eficiencia, por lo que no es concluyente su elección frente a la co-evaporación.

El CdTe se deposita principalmente a través de deposición por transporte de vapor, una variante de co-evaporación, típicamente con una tasa de deposición de 0,1 a 1 µm/min, a una presión de 0,1 atm. Para este proceso se requiere una atmósfera controlada. Otra técnica de deposición utilizada en la industria es la sublimación de espacio reducido, la cual

tiene una tasa de deposición de 1 a 5 µm/min, y requiere una presión del orden de 0,001 atm. Esta baja presión o nivel de vacío, necesita de cámaras especiales, bombas y accesorios que tienen un alto costo. Ambos procesos de deposición de CdTe requieren temperaturas mayores a 600 °C.

Todos los métodos de deposición de CIGS y CdTe producen una capa policristalina con pequeños granos cristalinos con tamaños del orden de 1 µm. En general, la interfaz entre un grano y otro, llamada borde de grano, disminuye la calidad electrónica y por lo tanto la eficiencia de los materiales semiconductores. Sin embargo, en el CIGS y en el CdTe, la presencia de estos bordes de grano no afecta considerablemente la calidad electrónica del material, y permite las altas eficiencias (Decock *et al.*, 2010 ; Taretto y Rau, 2008).

El CIGS puede depositarse con distintas relaciones estequiométricas entre los elementos que lo constituyen. Las capas resultantes presentan distintas calidades electrónicas y variaciones en las propiedades ópticas. Además, es posible modificar la relación estequiométrica en un mismo proceso de deposición, produciendo la variación local de la composición del CIGS, lo que se denomina graduado. El graduado permite optimizar las características del material para obtener celdas y módulos solares con mayores eficiencias (Decock *et al.*, 2010; Jackson *et al.*, 2007, 2014).

2.1. Utilización de material.

Las tecnologías de CdTe y CIGS utilizan algunos materiales que son escasos y surge el interrogante sobre la posibilidad de alcanzar una producción a gran escala con precios competitivos dado que, ante una eventual mayor demanda de estos materiales, los precios podrían aumentar a valores que hagan comercialmente inviable la tecnología.

Existen varios análisis que intentan predecir el comportamiento de estas variables ante un escenario de producción masiva de estas tecnologías con proyección al futuro, aunque no hay consenso con respecto a los resultados (Candelise *et al.*, 2012). Sin embargo, es útil estimar la cantidad de material necesario para producir módulos de CdTe y CIGS y determinar el límite de producción anual de módulos, establecido por la producción anual actual de los materiales que constituyen los módulos. De esta manera, para los módulos de CdTe el material más escaso es el Te, y se requieren unas 69 Tn de Te por cada GWp de potencia de módulos de CdTe. Se estima que la producción anual de este material está entre 500 y 600 Tn por año. Con este volumen se podrían producir un máximo de 8,6 GWp por año. Algunos investigadores consideran que si se sigue mejorando la eficiencia de los módulos y se reduce el espesor de la capa de CdTe, puede disminuir el uso de Te a 17 Tn/GWp. En este caso, si se mantiene la producción anual de Te, la producción máxima podría llegar a 43 GWp/año (Woodhouse *et al.*, 2013a).

Respecto al CIGS, el material más escaso es el In, del cual se requieren unas 23 Tn para fabricar 1 GWp de módulos de CIGS. Por otra parte, se estima que la producción anual de In está entre 550 y 650 Tn/año. Considerando estos valores se podrían producir unos 28 GWp/año de módulos de CIGS (Woodhouse *et al.*, 2013b).

Además de la escasez de algunos elementos químicos utilizados en las tecnologías de CIGS y CdTe, existen algunos interrogantes con respecto a la toxicidad de alguno de ellos.

El Cd necesario en ambas tecnologías, implica el riesgo de introducir cantidades significativas de este elemento en el medio ambiente, tanto durante la producción de los módulos, como a lo largo de su vida útil o al final de la misma, cuando es desechado. Es importante remarcar que la cantidad de Cd utilizado en los módulos de CdTe es relativamente baja. Un módulo con un área de 1 m², contiene menos de 10 g de Cd, lo que equivale a la cantidad contenida en una batería de linterna de níquel-cadmio (Luque y Hegedus, 2003, p. 203). No obstante, luego de la vida útil del módulo de CdTe, es posible reciclarlo. Se estima que casi el 100% del Cd se puede recuperar a un costo de aproximadamente US\$ 0,05 por watt, relativamente bajo con respecto al costo de US\$ 0,7 por watt de los módulos de este tipo (Luque y Hegedus, 2003, p. 635).

3. CELDAS DE CIGS Y CdTe

Las celdas solares de CIGS y CdTe están formadas por una serie de capas de distintos materiales que cumplen una función específica para un óptimo funcionamiento. Si bien existen distintas secuencias de capas para las celdas de CIGS (Reinhard *et al.*, 2013) y de CdTe (Kranz *et al.*, 2013), a continuación se presentan las estructuras más comunes. En la figura 1 se muestra un esquema fuera de escala de una celda de CIGS (izquierda) y una de CdTe (derecha). En ambos casos la luz ingresa desde arriba y atraviesa las distintas capas de distintos materiales. En las figuras se indica el espesor típico y la función que cumple cada capa. Los espesores se establecen de modo tal de minimizar las pérdidas ópticas y electrónicas, obteniendo la mayor eficiencia fotovoltaica posible.

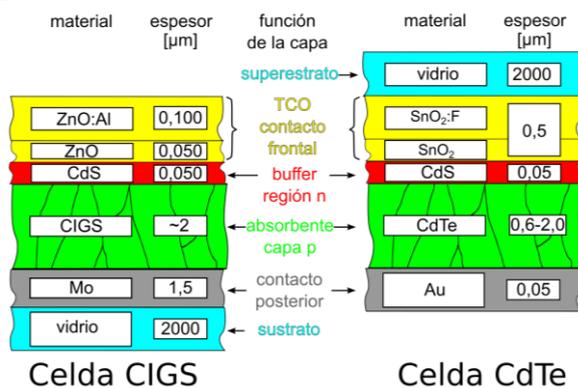


Fig. 1: Esquema de un corte transversal fuera de escala, de una celda de CIGS (a la izquierda) y de una celda de CdTe (a la derecha). Se observan las capas que conforman la celda solar destacando materiales y valores típicos de espesor como así también la función principal que cumple cada capa.

En una celda de CIGS como la mostrada en el esquema de la figura 1, la luz solar que ingresa en la celda se encuentra con una capa de óxido de zinc (ZnO:Al) dopado con aluminio. Este material es un óxido conductor transparente, TCO, que se utiliza como contacto eléctrico frontal o delantero. La capa que se encuentra a continuación de ZnO se utiliza con fines de optimización óptica. Luego, una delgada capa de CdS cumple la función de región n de la celda solar. Todas las capas mencionadas permiten que la mayor fracción de la luz solar llegue a la capa de CIGS. Esta capa es la región p que completa la unión pn de la celda solar, y es la encargada de absorber la energía de la luz y convertirla en energía eléctrica. La última capa metálica, usualmente de molibdeno, es utilizada como contacto eléctrico posterior. Esta capa además funciona como reflector de la luz. Es decir que la luz que no

fue absorbida, se refleja en el Mo hacia la capa absorbente de CIGS y así se obtiene una nueva posibilidad de absorción.

El proceso de desarrollo y optimización de las distintas capas y de la celda completa, ha llevado a que en los últimos 25 años, la eficiencia récord de las celdas de laboratorio pase del 11% al 23,35% (NREL, 2020) siendo actualmente la tecnología de mayor eficiencia de todas las de lámina delgada con presencia en el mercado.

Celdas de alta eficiencia son necesarias en aplicaciones espaciales de larga duración, las cuales requieren que las celdas solares mantengan la eficiencia con el tiempo. Teniendo en cuenta las radiaciones de partículas presentes en el espacio, es deseable que las celdas solares utilizadas en estas aplicaciones sean particularmente resistentes a la radiación de partículas con alta energía. Entre todas las tecnologías conocidas, las celdas de CIGS han mostrado la mayor resistencia al deterioro por radiación de partículas de alta energía, e incluso han mostrado que recuperan el rendimiento perdido luego del bombardeo de partículas (Bairamov *et al.*, 2005 ; Jasenek y Rau, 2001).

Por último, cabe destacar que si bien actualmente se obtienen celdas de alto rendimiento con capas de CIGS de espesores del orden de los 2 μm, por las características de absorción del material, sólo se necesitan 0,5 μm para absorber más del 95% de la luz solar. Este espesor ahorraría mucho material y tiempo de fabricación abaratando los costos de producción. Sin embargo, al disminuir el espesor de la capa de CIGS, hasta ahora se ha encontrado que la eficiencia disminuye (Paire *et al.*, 2014, p. 181).

La celda solar típica de CdTe se muestra en el esquema de la figura 1. Ésta tiene una configuración superestrato, es decir que el vidrio que cumple la función de soporte mecánico forma la parte superior de la celda y expuesto a la luz solar. Luego de esta capa se encuentra una capa de óxido conductor transparente frecuentemente de SnO₂:F. Posteriormente se halla una capa de CdS que se utiliza como región n. A continuación, la capa de CdTe es la región p que completa la unión pn y además. Debajo del CdTe encontramos una capa metálica que funciona como contacto eléctrico posterior y reflector de luz.

En los últimos 20 años ha habido un gran avance en el refinamiento de la estructura de la celda de CdTe, lo que produjo un aumento en la eficiencia récord de las celdas de laboratorio desde 16% a 22,1% (NREL, 2020). Sin embargo, aún es posible mejorar la eficiencia con estrategias que mejoren la calidad electrónica del material. El camino a seguir para lograr este objetivo, no es del todo claro aunque existen algunas propuestas conducentes a mejorar la eficiencia en el mediano plazo (Luque y Hegedus, 2003, pp. 632-635).

Similarmente a las celdas de CIGS, las celdas de CdTe tienen una buena tolerancia a la radiación de partículas con alta energía. Ésta es una característica interesante para aplicaciones espaciales donde los módulos pueden ser afectados por este tipo radiaciones (Batzner *et al.*, 2002).

La optimización de la secuencia de capas delgadas para las celdas de CIGS y CdTe ha permitido acceder a eficiencias mayores al 20%, y sus excelentes características se reflejan en los ensayos de curvas características de las celdas. Las más relevantes son la curva de la densidad de corriente de la celda

en función de la tensión en bornes de la misma (curva IV) y la respuesta espectral o bien la eficiencia cuántica externa (EQE, external quantum efficiency). La EQE representa el porcentaje de la luz monocromática incidente en la superficie de la celda solar, que efectivamente se aprovecha como corriente eléctrica en los bornes de la misma, en estado de cortocircuito. En la figura 2 se muestran estas curvas, obtenidas en ensayos de celdas récord de CIGS (Green *et al.*, 2019) y CdTe (Green *et al.*, 2015). En la figura 2 a) se muestran las curvas de eficiencia cuántica externa EQE, en función de la longitud de onda para una celda de CIGS (en azul) y para una celda de CdTe (en rojo). En esta figura se superpone además el espectro solar AM1.5 normalizado (en línea gris). En la figura 2 b) se observan las curvas de densidad de corriente en función de la tensión IV para ambas celdas solares.

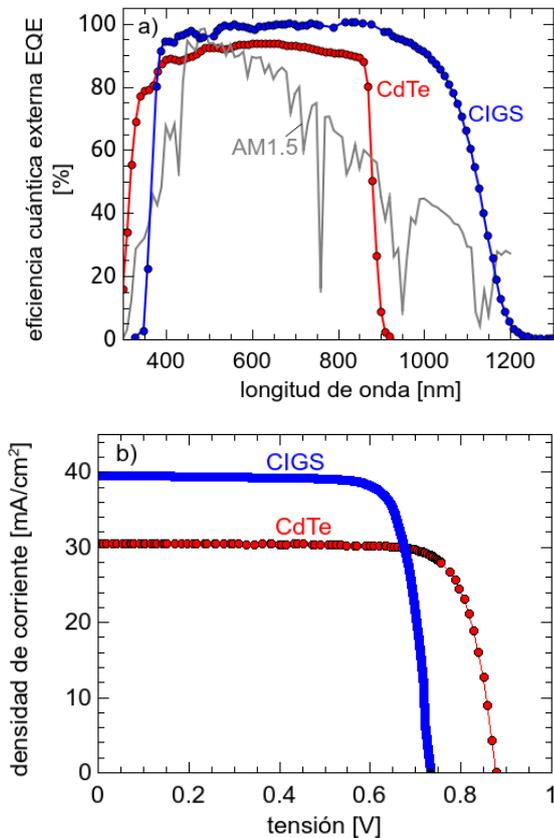


Fig. 2: Curvas características de celdas récord de CIGS (en azul) y de CdTe (en rojo). En a) se muestran las curvas de eficiencia cuántica externa en función de la longitud de onda, junto al espectro AM1.5G normalizado (en línea gris). En b) se muestran las curvas de densidad de corriente en función de la tensión.

En las curvas de EQE puede apreciarse que la celda de CIGS responde a radiación desde el ultravioleta (menos de 400 nm) hasta el infrarrojo en 1200 nm. Este valor supera el valor máximo de longitud de onda del infrarrojo de la respuesta de celdas de silicio, ubicado alrededor de 1100 nm. La EQE de la celda de CdTe abarca un rango menor de longitudes de onda, desde 300 nm hasta 900 nm aproximadamente. Se observa que la celda de CdTe tiene mejor comportamiento que la de CIGS para la región ultravioleta y de los azules, mientras que la celda de CIGS abarca una mayor porción en el infrarrojo.

De la curva de IV (figura 2b) se pueden extraer los parámetros eléctricos de salida de las celdas. Para la celda de CIGS tenemos: densidad de corriente de cortocircuito $J_{SC} = 39,58$ mA/cm², tensión de circuito abierto $V_{OC} = 0,734$ V y factor de llenado $FF = 80,4\%$ y una eficiencia $\eta = 23,35\%$. De la curva IV de la celda de CdTe se puede establecer que: $J_{SC} = 30,25$ mA/cm², $V_{OC} = 0,87$ V y $FF = 79,4\%$ y una eficiencia de 21,0%.

Notamos que aunque el CdTe absorbe una menor porción del espectro solar (ver figura 2a), la eficiencia de esta celda no es mucho menor a la de CIGS debido principalmente a su mayor banda prohibida, que le confiere mayor tensión de vacío V_{OC} que la celda de CIGS.

4. MÓDULOS SOLARES DE LÁMINA DELGADA DE CIGS Y CdTe

Las celdas solares producen una tensión continua relativamente baja del orden de 0,6 V a 0,8 V y densidades de corriente en torno a 35 mA/cm² a 28 mA/cm² para CIGS y CdTe, respectivamente. De este modo, para conseguir valores de tensión más elevados, se interconectan eléctricamente en serie las celdas solares, constituyendo así los módulos solares.

Los módulos solares de CIGS y CdTe se producen utilizando algunos de los métodos de deposición usados para obtener las celdas solares de estas tecnologías, los cuales se han logrado llevar a una escala industrial, ya sea en plantas piloto, o en fábricas que producen desde algunos MWp por año, a otras que producen varios cientos de MWp por año. Aún no está claro si prevalecerá un método de fabricación en particular o si varios métodos coexistirán entre las industrias.

En la figura 3 se muestra un esquema de 3 estrategias relevantes para la fabricación de módulos de CIGS y CdTe. La figura 3a, se observa el proceso secuencial, donde la deposición de cada capa se realiza simultáneamente sobre todo el sustrato. En el proceso continuo de módulos rígidos (figura 3b), se utiliza una técnica de deposición que produce la deposición local del material que conforma la capa. Lo mismo ocurre en el proceso roll-to-roll (figura 3c) con la diferencia que el sustrato es continuo y flexible y de que el largo del módulo puede variarse.

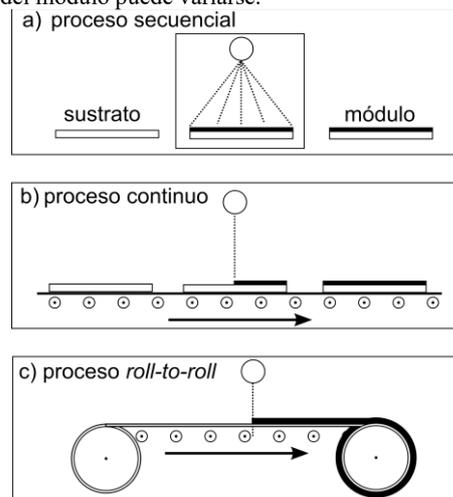


Fig. 3: Flujos de proceso de fabricación de módulos solares. Se observa el proceso secuencial (a), el proceso continuo con sustrato rígido (b) y roll-to-roll sobre sustrato flexible (c).

El proceso secuencial es utilizado por empresas que fabrican módulos de CIGS por co-evaporación como es el caso de Solibro (Solibro, 2020), aunque a fines de 2019 cesó sus operaciones (PV. Magazine, 2020a) o por sputtering como (Avancis, 2020) o Solar Frontier (Solar Frontier, 2020b). También se utiliza la estrategia secuencial cuando el proceso de deposición es electroquímico, como el implementado por SoloPower (SoloPower, 2020). El proceso continuo lo adoptan empresas que emplean algunas variantes de procesos de evaporación, como el caso de First Solar (First Solar, 2020b) para módulos de CdTe. El proceso roll-to-roll utiliza alguna de las variantes de evaporación. Empresas como Miasolé (MiaSolé, 2020), SoloPower (SoloPower, 2020), (Global Solar, 2020) y Flisom (Flisom, 2020) utilizan este proceso debido al potencial que tiene el mismo, para obtener altas velocidades de fabricación. Sin embargo, hasta el momento la productividad nunca superó a la de las fábricas que utilizan vidrio rígido.

Al tratarse de tecnologías de lámina delgada, las celdas de módulos de CIGS y CdTe se interconectan por integración monolítica, de la que hablaremos a continuación, en vez del tradicional método utilizado por la industria de módulos de silicio, donde el módulo se obtiene partir de celdas individuales que se montan en la estructura del módulo y luego se interconecta eléctricamente a través de soldaduras.

4.1. Integración monolítica.

La integración monolítica es una técnica que permite producir un módulo fotovoltaico a partir de una secuencia ordenada de deposición de capas en toda la superficie del sustrato, y del posterior corte de las mismas para obtener celdas interconectadas. Las secuencias de este proceso se observan en la figura 4, para un módulo de CIGS, siendo equivalentes para un módulo de CdTe. En este proceso se producen 3 cortes. En el corte P1, se separa el contacto metálico posterior para individualizar las celdas solares que formarán parte del módulo solar. Luego se depositan, sobre toda la superficie del sustrato, la capas de CIGS, CdS y ZnO y se realiza un segundo corte P2 de estas capas hasta llegar al contacto posterior. Seguidamente se deposita el óxido conductor transparente. Obsérvese que esta capa conductora contacta la parte superior con la posterior de la celda solar, logrando la interconexión serie de las celdas.

Finalmente se realiza el corte P3, que llega hasta el contacto posterior y finaliza la individualización de las celdas solares. Estos cortes se realizan mecánicamente o bien por corte láser. De esta forma se obtiene un módulo formado por celdas en forma de tiras que están interconectadas en serie, con un largo igual a la longitud del sustrato y un ancho que depende de la distancia entre los cortes.

Es importante notar que en el proceso monolítico, se generan zonas muertas en el módulo, que no producen energía. Las áreas definidas por P2 y P3 son zonas muertas que se intentan minimizar, aunque el área total debida a las zonas muertas es relativamente reducida debido a que los cortes tienen apenas algunos micrones de espesor. Además, no existe una grilla metálica opaca en la parte frontal del módulo solar que aumente las zonas muertas, como en la tecnología de celdas de silicio cristalino.

La integración monolítica tiene además la ventaja de reducir las probabilidades de que se produzcan contactos eléctricos defectuosos entre celdas, que disipan calor cuando circula una corriente eléctrica. Adicionalmente, con una modificación en

los patrones de corte, la integración monolítica permite modificar fácilmente el tamaño, forma y cantidad de celdas solares conectadas en serie, ajustando así el voltaje y la corriente de salida del módulo a las necesidades del módulo a producir. También, esta técnica de integración monolítica puede ser incorporada al proceso roll-to-roll, un proceso importante ya que permite producir módulos flexibles, como veremos a continuación.

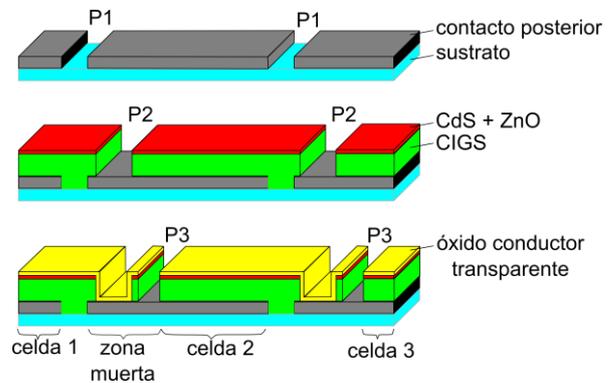


Fig. 4: Etapas de una integración monolítica. Se observan los cortes P1, P2 y P3 para conformar un módulo de 3 celdas solares en serie.

4.2. Módulos solares flexibles fabricados mediante el proceso roll-to-roll.

Las celdas de lámina delgada tienen la particularidad de que se pueden fabricar sobre un material flexible, como láminas de acero inoxidable, sustratos de polímero como la polimida (Niki *et al.*, 2010; Netter, 2020), o láminas flexibles de vidrio (Rance *et al.*, 2014). Utilizando estos sustratos, es posible implementar un sistema de fabricación sobre una lámina continua, denominado roll-to-roll (Perrenoud *et al.*, 2011). En la figura 5 se muestra como ejemplo el esquema de un sistema roll-to-roll para módulos de CIGS implementado por Flisom (Flisom, 2020), el cual, además, utiliza la integración monolítica con corte láser. En este proceso, en la entrada de la línea de fabricación se coloca un rollo de poliamida que se utiliza como sustrato, el cual atraviesa una serie de cámaras donde se van depositando capas de los distintos materiales. Al final de la línea de producción, se realiza el encapsulado del módulo mediante una lámina transparente y se enrolla el módulo resultante.

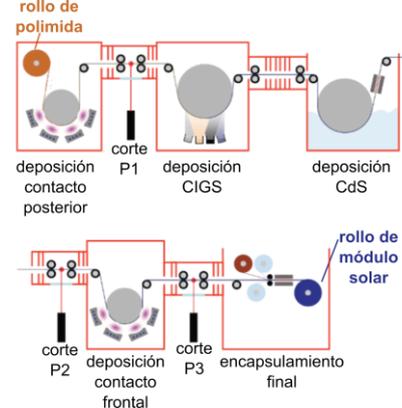


Fig 5. Esquema de un proceso de fabricación roll-to-roll. Se observan las distintas cámaras de deposición, las etapas de corte láser P1, P2 y P3, y el encapsulado final.

El proceso roll-to-roll es tecnológicamente atractivo debido a que la lámina de poliamida tiene un espesor entre 25 μm y 50 μm , al menos 40 veces más delgada que el vidrio utilizado como sustrato en módulos rígidos. Además, estos módulos flexibles pesan alrededor de 2 Kg/m^2 , mientras que los de vidrio rígido pesan alrededor de 18 Kg/m^2 (Netter, 2020). Esto, junto a la flexibilidad del sustrato, implica ventajas comparativas respecto a los módulos rígidos, tanto a nivel de fabricación como así también en el transporte e instalación. Entre ellas se pueden mencionar: líneas de proceso de gran velocidad, reducción de costos de transporte y mayor capacidad de embalaje.

Por otra parte, existen nichos de mercado únicos para módulos flexibles como en aplicaciones portátiles, tales como en techos de carpas o mochilas. En instalaciones de mayor tamaño, ofrecen la posibilidad de realizar instalaciones en estructuras preexistentes sin la necesidad de estructuras adicionales ni refuerzos estructurales, simplificándose la instalación.

4.3. Encapsulamiento de módulos solares.

Luego de completar las etapas de deposición e interconexión eléctrica del módulo, es necesario encapsularlo para protegerlo de la corrosión y del medio ambiente. En el caso del CIGS, el óxido conductor transparente es sensible a la corrosión por exposición a la humedad (Lee *et al.*, 2015) y el Mo a la presencia de oxígeno, lo cual debe atenderse cuando queda expuesto mediante los cortes P2 y P3 en la integración monolítica (Theelen *et al.*, 2015).

Para encapsular los módulos rígidos, se utiliza habitualmente un polímero y un segundo módulo de vidrio mientras que para los módulos flexibles una segunda lámina flexible. Los materiales utilizados para el encapsulamiento deben ser resistentes a los rayos ultravioleta y mantener sus propiedades ópticas y mecánicas durante toda la vida útil del módulo. Así, el fabricante debe realizar una serie de ensayos normalizados que asegure al comprador la calidad y durabilidad del módulo. Algunos de estos ensayos consisten en exponer al módulo a un ambiente extremo de $-40\text{ }^\circ\text{C}$ a $85\text{ }^\circ\text{C}$ con una humedad relativa de 85% durante un lapso de 1000 hs. El módulo también es sometido a un ensayo de ciclado térmico durante el cual se lo expone a temperaturas que van desde los $-40\text{ }^\circ\text{C}$ a los $85\text{ }^\circ\text{C}$. Con estos ensayos se obtiene información del desempeño durante el envejecimiento del módulo. Una vez finalizado el encapsulamiento, el módulo se completa con la instalación de las borneras con las conexiones eléctricas.

4.4. Funcionamiento en condiciones reales.

Las características eléctricas de salida de las celdas solares y módulos sufren con la temperatura. En condiciones de ensayo normalizadas, el coeficiente de temperatura de las celdas solares de CIGS es de $-0,36\%/^\circ\text{C}$, mientras que en las celdas de CdTe es de $-0,21\%/^\circ\text{C}$. En comparación, las celdas de silicio tienen un coeficiente de temperatura mayor, que ronda el valor $-0,45\%/^\circ\text{C}$ (Virtuani *et al.*, 2010).

Debido a que en condiciones reales de funcionamiento un módulo puede trabajar a temperaturas que pueden llegar a los $80\text{ }^\circ\text{C}$, con estos coeficientes de temperatura, un módulo de CIGS trabajando a $60\text{ }^\circ\text{C}$ entregará el 88% de la potencia nominal (obtenida a $25\text{ }^\circ\text{C}$). Por su parte, un módulo de CdTe entregará el 92% de su potencia nominal. Es importante destacar que, en estas mismas condiciones, un módulo de silicio entregará el 84% de su potencia nominal, un 4% menos que el módulo de CIGS y un 8% menos que uno de CdTe.

4.5. Sensibilidad al ensombrecimiento.

Los módulos producidos con integración monolítica poseen arreglos de celdas solares con forma alargada, lo cual también implica una mejora notable del funcionamiento del módulo cuando se encuentra parcialmente sombreado. En la figura 6 se muestra un esquema comparativo del efecto del sombreado parcial de un módulo de lámina delgada con integración monolítica y uno de silicio, donde las flechas indican el sentido de las corrientes de cada módulo. Obsérvese que en el módulo de lámina delgada, la sombra no logra cubrir completamente ninguna celda solar que abarcan todo el ancho del módulo. Esto permite mantener la circulación de corriente. En el módulo de silicio se observa que la sombra cubre completamente la celda ubicada en el ángulo superior izquierdo del módulo. Esto impide que la circulación de corriente se mantenga. Para minimizar este fenómeno, deben colocarse diodos de paso aumentando los costos de producción del módulo.

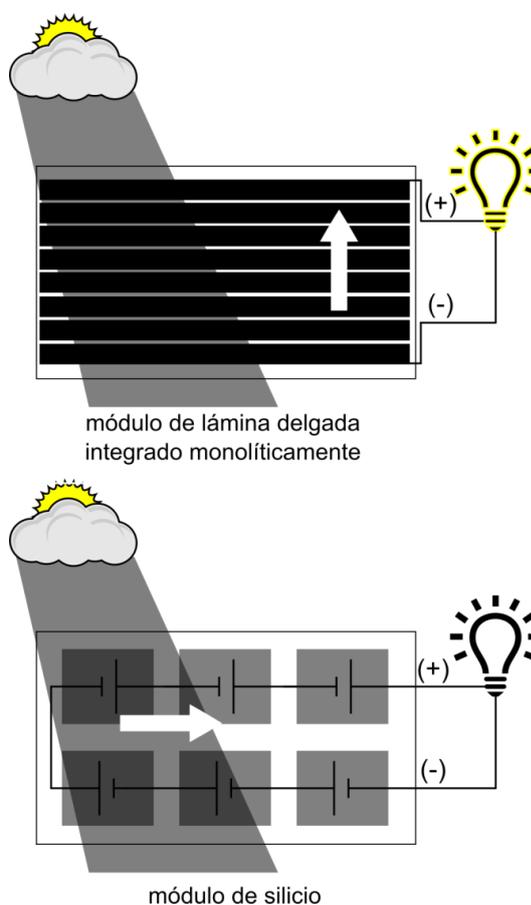


Fig. 6: Esquema de sombreados parciales de un módulo de lámina delgada integrada monolíticamente y uno de silicio. Las flechas indican el sentido de las corrientes.

En la figura 7 se muestra a modo de ejemplo, la potencia normalizada en función del porcentaje de sombreado del módulo, para un módulo de CIGS (en gris) y uno de silicio cristalino sin diodos de by-pass, c-Si (en negro) (Solar Frontier, s. f.). Partiendo del valor sin ensombrecimiento del 100%, al aumentar el porcentaje de área sombreada, la potencia del módulo de silicio decae rápidamente. Con un porcentaje de alrededor del 10% de superficie sombreada, el módulo de silicio entrega sólo la mitad de su potencia nominal mientras que el módulo de CIGS entrega el 90% de su potencia nominal, un 40% más que el módulo de silicio.

Por encima del 40% de superficie sombreada, el módulo de silicio deja de entregar potencia mientras que el módulo de CIGS aún entrega el 60% de su potencia nominal. Es importante destacar que la utilización de diodos de by-pass en los módulos de silicio mejoran su comportamiento ante ensombrecimiento parcial, aunque no superan el comportamiento de un módulo de lámina delgada integrado monolíticamente (Tzikas *et al.*, 2017).

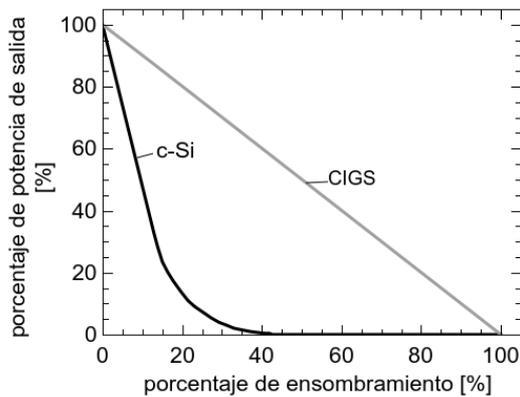


Fig. 7: Potencia de salida porcentual en función del porcentaje de sombreado de la superficie de un módulo solar. La curva negra representa el comportamiento de un módulo de silicio (c-Si) y la curva gris el comportamiento de un módulo de CIGS de Solar Frontier.

4.6. Rendimiento en días nublados.

La disminución de la irradiancia en días nublados, con respecto a días despejados, disminuye la potencia que puede entregar el módulo. Este efecto es sólo parcialmente compensado por una menor temperatura en los días nublados. Además de esto, en los días nublados la irradiancia espectral tiene un menor contenido relativo en las longitudes de onda infrarrojas y mayor contenido relativo de longitudes de onda azules que el espectro estándar (Schweiger *et al.*, 2012). Se han realizado ensayos en condiciones reales, donde se obtuvo la potencia de módulos de CIGS (de Würth Solar) y de CdTe (de First Solar) en función de la irradiancia (Zinsser, B. *et al.*, 2009), comparando el desempeño en días nublados y despejados. Estos ensayos mostraron que los módulos de CdTe tienen un mejor comportamiento en días nublados y en condiciones de baja irradiancia que los módulos de CIGS, relativamente con respecto a sus potencias nominales. Esto se debe a la modificación espectral de la irradiancia (menor contenido infrarrojo), que implica una mayor pérdida relativa de fotocorriente, y en consecuencia, una pérdida de rendimiento, para el módulo de CIGS que para el de CdTe. Esto se desprende de las diferencias en el rango espectral abarcado por las curvas de eficiencia cuántica externa de las celdas de CdTe y CIGS, mostradas en la figura 2 a). La fotocorriente de la celda de CIGS depende en buena medida de la radiación infrarroja, mientras que la fotocorriente del CdTe se halla mucho menos condicionada por el contenido infrarrojo, ya que su eficiencia cuántica externa se extingue en 900 nm.

4.7. Efecto light-soaking.

El rendimiento de los módulos puede alterarse debido a la exposición inicial y prolongada a la luz de los mismos. Este efecto se denomina light-soaking y se presenta en varias tecnologías de módulos solares. En el caso de los módulos de CIGS y CdTe, el light-soaking tiende a producir un aumento

del rendimiento con el tiempo de exposición. En el caso de los módulos de CdTe, distintas investigaciones muestran que la eficiencia aumenta relativamente entre un 6% y un 8% con 1000 hs de exposición (Cueto y von Roedern, 2006). Sin embargo, otros estudios que muestran que una exposición mayor a 5000 hs a la luz solar (Powell *et al.*, 1996) produce un deterioro del rendimiento, y que este efecto se puede acelerar con el aumento de la temperatura del módulo (Hiltner y Sites, 1999). Los módulos de CIGS presentan mejoras en su rendimiento debido al light-soaking que van desde un 7% a un 15% (Willett y Kuriyagawa, 1993), estabilizándose luego de exposiciones prolongadas. En algunos casos se ha observado un efecto negativo del light-soaking (Gostein y Lawrence, 2012; Yanagisawa y Kojima, 2003).

4.8. Evolución de la producción a escala industrial.

Al igual que el resto de las empresas del rubro fotovoltaico, a nivel mundial las fábricas de módulos de CIGS y CdTe han sufrido la caída de los precios de sus competidores, los módulos de silicio. En los últimos años, más de 100 compañías de lámina delgada, incluyendo numerosas fábricas de módulos de CIGS y CdTe, han sido vendidas, fusionadas o han cerrado. La participación en el mercado fotovoltaico de los módulos solares de lámina delgada superaba el 16% en 2009 y sufrió una caída hasta llegar a menos del 5% en 2017. Para 2019 aumentó levemente su participación en el mercado a 5,48%. Los precios actuales de las celdas de silicio ponen en duda la supervivencia de la tecnología de lámina delgada. Sin embargo, existen varios argumentos que permiten suponer la permanencia de estas tecnologías como mínimo en el mediano plazo. Algunos de ellos son: los bajos costos de producción debido a que se utiliza mucho menos material; que el vidrio donde se depositan es cerca de 10 veces menos costoso que el silicio y es más fácil de trabajar que el silicio; que una línea de producción de lámina delgada puede producir hasta 300 MWp, comparada a los 25 MWp por línea típicos de la industria del silicio. Además, los costos relacionados a depreciación de equipamiento, personal y otros, son mucho menores y las herramientas para procesar vidrio son hasta 4 veces menos costosas que las de silicio.

Dentro de las tecnologías de lámina delgada, los módulos de CdTe y CIGS han ido ganando espacio en el mercado de las láminas delgadas. En la figura 8, (Frauhofer ISE, 2020, p. 23) se observa la evolución temporal de la producción anual de módulos en MWp para tecnologías de CIGS, CdTe y silicio amorfo (a-Si). Respecto a la tecnología de CdTe, se observa que desde el 2008 al 2011 aumentó la producción anual unos 500 MWp por año y en 2009 superó la barrera de los 1000 MWp de producción anual. Desde 2011 a 2013 sufrió una caída en la producción debido a la crisis que se produjo en el mercado fotovoltaico internacional pero ya en 2014, mostró señales de mejoría y la producción anual aumentó hasta 2016 donde alcanzó un pico de producción que superó los 3000 MWp. En 2019 la producción de esta tecnología alcanzó los 5.700 MWp que representó el 76% de la producción total de módulos de lámina delgada.

La tecnología de CIGS comenzó a producir en masa más tarde que la tecnología de CdTe, superando en 2013 una producción anual mundial de 1000 MWp. Interesantemente, no se vio fuertemente afectada por la crisis del mercado debido a que el mercado japonés impulsó la demanda de módulos de CIGS. En 2019, el 21% (1,6 Gwp) de la producción anual de lámina delgada correspondió a la tecnología de CIGS.

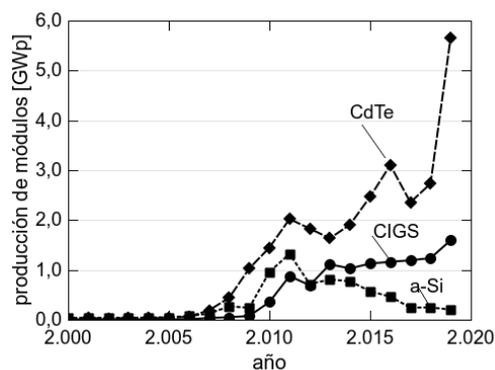


Fig. 8: Evolución temporal de la producción anual de módulos fotovoltaicos de CIGS, CdTe y silicio amorfo (a-Si).

En el mercado actual de la fotovoltaica, dos empresas de lámina delgada se destacan sobre las demás: la estadounidense First Solar (First Solar, 2020), con sus módulos de CdTe y la japonesa Solar Frontier (Solar Frontier, 2020), productora de módulos de CIGS. Ambas empresas fabrican módulos rígidos sobre vidrio utilizando integración monolítica. Actualmente su estrategia de negocio se está modificando, para pasar de ser empresas que fabrican módulos solares a empresas que venden proyectos de centrales fotovoltaicas.

Respecto a los módulos flexibles, la empresa china Hanergy (Hanergy, 2020) a partir de 2012 ha adquirido, varias empresas de módulos flexibles de CIGS como Solibro, una de las pocas empresas que logró comercializar módulos producidos por co-evaporación. En 2019 la empresa presentaba problemas de insolvencia (PV Magazine, 2020b). Otra empresa adquirida por Hanergy fue MiaSolé (MiaSolé, 2020a), que desarrolló una tecnología de fabricación por sputtering de un paso y logró aumentar la eficiencia de 5% en 2007 a 18,6% en 2018 para un módulo de CIGS de 10858 cm² siendo el récord para módulos de CIGS. Además la empresa está desarrollando celdas de CIGS en tándem con perovskitas y reportan eficiencias de 23% (Miasolé, 2020b). y Global Solar (Global Solar, 2020), con módulos flexibles livianos de 15% de eficiencia y un peso específico de sólo 2,5 Kg/m². Con estas adquisiciones, Hanergy tiene la capacidad de producir casi 3 GWp por año y es posible que se convierta en un competidor de peso dentro de las tecnologías de lámina delgada.

Dentro de las empresas que fabrican módulos de lámina delgada existen algunas que se destacan por particularidades de su tecnología como la empresa Reel Solar (Reel Solar, 2020), que ha logrado módulos de CdTe con un área de 1,5 m² a través de un proceso de electrodeposición y está desarrollando la nueva generación de paneles de 2,88 m². Por su parte la empresa Avancis (Avancis, 2020) también ha producido módulos especiales en cuanto a color para ser integrados en arquitectura y el diseño, y hasta semitransparentes para mostrar su flexibilidad e intentar motivar a los arquitectos que incluyan los módulos solares en sus diseños.

Más allá de la amplia variedad de empresas y estrategias de fabricación, a continuación nos focalizamos en las dos empresas más relevantes en el mercado actual de módulos de CIGS y CdTe, Solar Frontier y First Solar, respectivamente.

4.9. Solar Frontier como caso testigo de módulos de CIGS.

Esta empresa japonesa produce módulos de CIGS sobre vidrio rígido utilizando integración monolítica y, a diferencia de los módulos de lámina delgada de otras empresas, éstos no utilizan cadmio, ya que han conseguido aplicar otro material como capa tipo n para conformar la unión pn. La ausencia de cadmio le permite a Solar Frontier vender sus módulos en países con estrictas regulaciones ambientales como Japón.

La empresa tiene una capacidad de producción anual que ronda 1 GWp y lleva vendidos más de 5 GWp desde su fundación. Posee una de las fábricas de paneles más grandes del mundo con una capacidad de producción anual de 900 MWp y una manufactura de 15 mil módulos por día. Más del 90% de las ventas de 2014 ocurrieron en el mercado japonés, que se encuentra en plena expansión por el cambio de política energética que está atravesando el país. Aunque las ventas en el mercado japonés le permitieron a la empresa desarrollarse y crecer, actualmente está intentando tener más presencia en el mercado internacional.

La serie de módulos SFXXX-S (Solar Frontier, 2020c) producen una potencia entre 160 Wp a 195 Wp según el modelo de módulo, para el cual se reemplazan las equis por la potencia máxima. Como ejemplo, el SF170-S entrega una potencia máxima de 170 Wp a una tensión de 87,5 V y una corriente de 1,95 A. En la figura 9, se muestra una curva de tensión-corriente de un módulo SF170-S donde la tensión de circuito abierto es 112 V y la corriente de corto circuito es 2,2 A. Estos módulos tienen una eficiencia 13,8%, en condiciones estándar de ensayo, es decir a 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m². Cuando el módulo se caracteriza en condiciones nominales de operación, es decir con una irradiancia de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C y velocidad de viento de 1 m/s, la potencia disminuye a 126 Wp. La reducción de la eficiencia de máxima potencia desde una irradiancia de 1000 W/m² a 200 W/m² es típicamente del 2% relativo, con un coeficiente de temperatura relativo de -0,31%/°C. Los módulos tienen un tamaño de 1,257 m × 0,977 m, arrojando un área de 1,22 m². El espesor de estos módulos es de 35 mm, y el peso es de 20 Kg, unos 16,4 Kg/m².

Los módulos certifican varios estándares, mostrando ser resistentes a la corrosión, al amoníaco, a ambientes extremos y húmedos. Debido a que estos módulos están realizados con integración monolítica carecen de problemas que tienen los módulos de silicio como ser puntos calientes o problemas de degradación en puntos de soldadura.

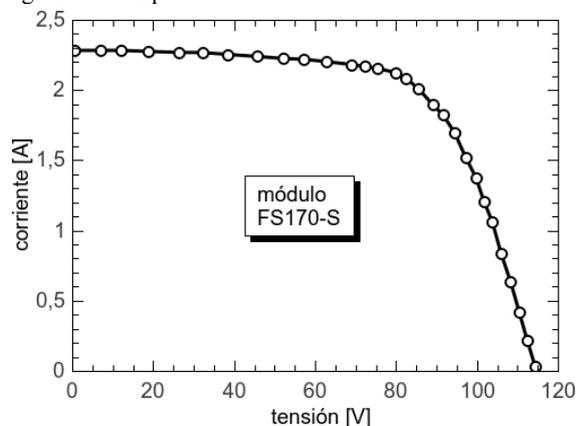


Fig. 9: Curva de tensión-corriente del módulo de CIGS de 170 W de Solar Frontier.

Un indicador destacable en esta tecnología es el tiempo de retorno energético (energy payback time) EPT, definido como el tiempo necesario para recuperar la energía invertida en la fabricación de un módulo solar. Se estima que el EPT de un módulo de Solar Frontier es de 0,9 años, mientras que el de un módulo de silicio es de 1,5 años. Solar Frontier ha realizado ensayos en distintas partes de mundo durante períodos mayores a un año para determinar la cantidad de energía que producen sus módulos de CIGS, comparando los resultados con los arrojados por módulos de silicio. En todos los casos, los módulos de CIGS entregaron como mínimo un 8,5% más energía que los módulos de silicio. Esta mayor producción de energía en condiciones reales de funcionamiento también fue observada por otros ensayos independientes (Solar Frontier, 2020a).

Los módulos de CIGS de Solar Frontier presentan una mejora de la eficiencia debido efecto light-soaking. Gracias a este fenómeno, los módulos comienzan a aumentar su rendimiento una vez que son expuestos a la luz solar hasta estabilizarse luego de unas 50 hs de exposición solar. Una vez alcanzado este nuevo estado, el módulo presenta una degradación natural menor al 0,5% por año.

4.10. First Solar como caso testigo de módulos de CdTe

Esta empresa produce módulos de CdTe sobre vidrio rígido con integración monolítica. El tiempo que le lleva fabricar un módulo es de sólo 2,5 hs, logrando un tiempo de retorno energético EPT de 0,5 años (Wild-Scholten, 2013). Esta empresa lleva vendidos más de 25 GW de módulos de CdTe, actualmente tiene una capacidad de producción cercana a 2 GWp por año. Su tecnología certifica más de 10 estándares, entre ellos se destacan ensayos normalizados de resistencia al amoníaco, corrosión en ambientes salinos, y estabilidad en ambientes extremos y húmedos.

Parte de su estrategia de desarrollo, en este competitivo mercado, la empresa mantiene una política de inversión basada en adquirir otras empresas de CdTe, y hasta ha adquirido una empresa de silicio policristalino en Japón para acceder a ese mercado, ya que en ese país no es posible vender módulos que contengan Cd.

En 2018 la empresa lanzó al mercado los módulos de la serie 6 (First Solar, 2020b) que tienen un tamaño de $2\text{ m} \times 1,20\text{ m}$, correspondiente a un área de $2,47\text{ m}^2$, y pesan 35 kg, resultando $14,17\text{ kg/m}^2$, con un espesor de 48.5 mm. El módulo de mayor potencia de la serie entrega una potencia de 445 Wp a una tensión de 185,7 V y una corriente de 2,4 A. La tensión de vacío es de 220,4 V y la corriente de corto circuito de 2,56 A. Presenta un coeficiente de temperatura de $-0,32\%/^{\circ}\text{C}$. Da una garantía de 25 años para sus módulos y asegura la estabilidad del módulo con un deterioro anual de potencia de 0,5% por año. Por otra parte, la empresa ofrece un servicio para el reciclado del módulo al final de su vida útil.

5. PERSPECTIVAS FUTURAS

Gran parte de las perspectivas para mejorar las tecnologías de CIGS y CdTe están centradas en entender detalles del comportamiento optoelectrónico de las distintas capas y sus interfaces como así también la búsqueda de nuevos materiales, métodos de fabricación, caracterización y escalabilidad de los desarrollos de laboratorio con el objetivo

de mejorar el rendimiento y bajar costos de fabricación (Wilson *et al.*, 2020).

Otro aspecto a destacar son las investigaciones que buscan combinar las tecnologías de CIGS y CdTe con tecnologías maduras como el caso del silicio o con tecnologías emergentes como el caso de celdas de perovskitas para producir celdas multijuntura o tándem.

Este tipo de celdas utiliza más de una juntura pn, generalmente superpuestas, donde cada juntura es elaborada con distintos materiales semiconductores que absorben eficientemente distintos rangos de longitudes de onda del espectro solar. Así es posible obtener eficiencias mayores a las logradas con una celda solar de una juntura pn.

Las celdas de perovskitas son una tecnología de celdas solares emergentes de lámina delgada, que aún no tiene presencia en el mercado, pero han mostrado eficiencias del orden de 25%.

Recientemente se destaca la celda tándem perovskita/CIGS con una eficiencia de 24,2% con un área de alrededor de 1 cm^2 en una configuración de 2 terminales sobre sustrato rígido (Green, 2020b). También, a finales de 2019. Miasolé anunció que obtuvo una eficiencia de 23% con una celda tándem de perovskita/CIGS sobre sustrato flexible (Miasolé, 2020b). Esta combinación de tecnologías tienen una eficiencia máxima teórica cercana al 45% (Wilson *et al.*, 2020).

Se puede combinar la tecnología de CdTe, que tiene un ancho de la banda prohibida de 1,5 eV, como celda superior con la tecnología de silicio como celda inferior. La eficiencia máxima teórica posible es mayor al 42% (Wilson *et al.*, 2020). Sin embargo, se ha conseguido experimentalmente una celda tándem CdZnTe/Si con eficiencia de 16,8% (Carmody *et al.*, 2010).

Existen otras combinaciones posibles para producir celdas tándem utilizando alguna de las tecnologías de CIGS o CdTe hasta incluso combinaciones de ellas (Ratnasinghe, 2018). Esta área requiere de investigaciones y desarrollos que en el futuro serán relevantes para el aumento de la eficiencia de los módulos solares.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se da una revisión del estado del arte y las perspectivas a futuro de las celdas solares de lámina delgada basadas en CIGS y CdTe. Se presentaron las estructuras de las celdas, los métodos de deposición de las capas delgadas de CIGS y CdTe, y se mencionaron aspectos referidos a la utilización del material. Se mostraron las principales características de la fabricación de los módulos de estas tecnologías y se mencionaron algunas ventajas estos módulos frente a los tradicionales de silicio. Por último se presentó la evolución de la producción a escala industrial y se detallaron algunos aspectos de las empresas más importantes de cada tecnología.

Si bien las tecnologías de CIGS y CdTe presentan la dificultad de la relativa escasez de algunos materiales utilizados, actualmente los módulos de CIGS y CdTe resultan comercialmente competitivos en el mercado de módulos fotovoltaicos, gracias a que han logrado ventajas respecto a los módulos de silicio. Una de las ventajas más evidentes es la de la integración monolítica de los módulos de CIGS y CdTe, que les confiere menor propensión a fallas por

calentamientos localizados, y que les permite entregar más potencia durante situaciones de ensombrecimiento parcial que los módulos de silicio. Además, poseen una menor pérdida de potencia que los módulos de silicio en condiciones de días nublados, y durante aumentos de la temperatura. Por otra parte, se destaca también la fabricación de módulos flexibles de CIGS y CdTe, que no tiene equivalente en la tecnología de silicio cristalino. Estos módulos tienen nichos de mercado únicos, donde la flexibilidad es determinante para la elección del tipo de módulo fotovoltaico a utilizar.

Otro aspecto importante es el poco uso de material y alta velocidad alcanzada en la fabricación de módulos de CIGS y CdTe. Esto repercute en el tiempo de retorno energético, o EPT, de los módulos de CIGS y CdTe, que es actualmente menor a un año, y de esta manera considerablemente menor al año y medio de los módulos de silicio cristalino. Esta particularidad cobrará cada vez mayor relevancia cuando el impacto ambiental sea un factor determinante para la elección de la tecnología.

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a K. Taretto por los valiosos aportes y la corrección de gran parte de este trabajo.

REFERENCIAS

- Avancis. "Home page". Recuperado de: <http://www.avancis.de/en/>. 05/11/2015.
- Bairamov B. K., Nikolaev Y. A., Rud' V. Y., Rud' Y. V., Terukov E. I., y Yakushev M. V. (2005). Effect of electron irradiation on the photopoleochroism of ZnO/CdS/Cu(In,Ga)Se₂ solar cells. *Technical Physics Letters*, **31**, 8, 698-701.
- Batzner D. L., Romeo A., Dobeli M., Weinert K., Zogg H., y Tiwari A. N. (2002). High energy irradiation properties of CdTe/CdS solar cells. En: *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. p. 982-985.
- Candelise C., Winkler M., y Gross R. (2012). Implications for CdTe and CIGS technologies production costs of indium and tellurium scarcity: Effects of indium and tellurium scarcity. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **20**, 6, 816-831.
- Carmody M., Mallick S., Margetis J., Kodama R., Biegala T., Xu D., Bechmann P., Garland J. W., y Sivananthan S. (2010). Single-crystal II-VI on Si single-junction and tandem solar cells. *Applied Physics Letters*, **96**, 15, 153502.
- Cueto J. A. del, y von Roedern B. (2006). Long-term transient and metastable effects in cadmium telluride photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **14**, 7, 615-628.
- Decock K., Lauwaert J., y Burgelman M. (2010). Characterization of graded CIGS solar cells. *Energy Procedia*, **2**, 1, 49-54.
- First Solar. "Home page". Recuperado de: <http://www.firstsolar.com/>. 04/05/2020a.
- First Solar. "Series 6". Recuperado de: http://www.firstsolar.com/en/Modules/Series_6. 22/07/2020b.
- Flisom. "Home page". Recuperado de: <http://flisom.com/>. (03/07/2020).
- Fraunhofer ISE. "Photovoltaic Report". Recuperado de: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/docum> ents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf). 23/01/2020.
- Global Solar. "Home page". Recuperado de: <http://www.globalsolar.com/>. (04/04/2020).
- Gostein M., y Lawrence D. (2012). "Light Soaking Effects on PV Modules: Overview and Literature Review". http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/pvmrw2011_p2_5_tf_dunn.pdf. (02/07/2020)
- Green M. A., Dunlop E. D., Hohl-Ebinger J., Yoshita M., Kopidakis N., y Hao X. (2020a). Solar cell efficiency tables (version 56). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **28**, 7, 629-638.
- Green M. A., Dunlop E. D., Hohl-Ebinger J., Yoshita M., Kopidakis N., y Ho-Baillie A. W. Y. (2020b). Solar cell efficiency tables (Version 55). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **28**, 1, 3-15.
- Green M. A., Dunlop E. D., Levi D. H., Hohl-Ebinger J., Yoshita M., y Ho-Baillie A. W. Y. (2019). Solar cell efficiency tables (version 54). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **27**, 7, 565-575.
- Green M. A., Emery K., Hishikawa Y., Warta W., y Dunlop E. D. (2015). Solar cell efficiency tables (Version 45). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **23**, 1, 1-9.
- Hanergy. "Home page". Recuperado de: <http://www.hanergy.com/en/>. 04/05/2020.
- Hiltner J. F., y Sites J. R. (1999). Stability of CdTe solar cells at elevated temperatures: Bias, temperature, and Cu dependence. En *National center for photovoltaics (NCPV) 15th program review meeting, AIP Publishing*, **462**, 170-175.
- Jackson P., Hariskos D., Wuerz R., Wischmann W., y Powalla M. (2014). Compositional investigation of potassium doped Cu(In,Ga)Se₂ solar cells with efficiencies up to 20.8%. *physica status solidi (RRL) - Rapid Research Letters*, **8**, 3, 219-222.
- Jackson P., Würz R., Rau U., Mattheis J., Kurth M., Schlötzer T., Bilger G., y Werner J. H. (2007). High quality baseline for high efficiency, Cu(In_{1-x}Ga_x)Se₂ solar cells. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **15**, 6, 507-519.
- Jasenek A., y Rau U. (2001). Defect generation in Cu(In,Ga)Se₂ heterojunction solar cells by high-energy electron and proton irradiation. *Journal of Applied Physics*, **90**, 2, 650.
- Kranz L., Buecheler S., y Tiwari A. N. (2013). Technological status of CdTe photovoltaics. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **119**, 278-280.
- Lee D.-W., Cho W.-J., Song J.-K., Kwon O.-Y., Lee W.-H., Park C.-H., Park K.-E., Lee H., y Kim Y.-N. (2015). Failure analysis of Cu(In,Ga)Se₂ photovoltaic modules: degradation mechanism of Cu(In,Ga)Se₂ solar cells under harsh environmental conditions: Failure analysis of CIGS photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **23**, 7, 829-837.
- Luque A., y Hegedus S. (2003). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Wiley.
- Wild-Scholten M. J. (2013). Energy payback time and carbon footprint of commercial photovoltaic systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **119**, 296-305.
- MiaSolé. "Home page". Recuperado de: <http://miasole.com/>. 04/01/2020a.
- Miasolé. "Record breaking 23% efficiency proved for flexible Perovskite/CIGS-tandem". Recuperado de: <http://miasole.com/record-breaking-23-efficiency-proved-for-flexible-perovskite-cigs-tandem/>. 22/07/2020b.

- Netter T. "Cell efficiency on polyimide nears that of glass". Recuperado de: http://www.interpv.net/wsr/wsr_view.asp?idx=248&part_code=01. 16/07/2020.
- Niki S., Contreras M., Repins I., Powalla M., Kushiya K., Ishizuka S., y Matsubara K. (2010). CIGS absorbers and processes. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, **18**, 6, 453-466.
- NREL. "Best Research-Cell Efficiency Chart". Recuperado de: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>. 23/01/2020.
- Paire M., Delbos S., Vidal J., Naghavi N., y Guillemoles J. f. (2014). Chalcogenide Thin-Film Solar Cells. En: G. Conibeer, A. Willoughby (Eds.). *Solar Cell Materials*. p. 145-215. John Wiley y Sons, Ltd.
- Perrenoud J., Schaffner B., Buecheler S., y Tiwari A. N. (2011). Fabrication of flexible CdTe solar modules with monolithic cell interconnection. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **95**, 1, S8-S12.
- Powell R. C., Sasala R., Rich G., Steele M., Bihn K., Reiter N., Cox S., y Dorer G. (1996). Stability testing of CdTe/CdS thin-film photovoltaic modules. En: *Conference Record of the Twenty Fifth IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. p. 785-788.
- PV. Magazine. "German thin-film manufacturer Solibro reportedly set to file for insolvency". Recuperado de: <https://www.pv-magazine.com/2019/08/22/hanergys-solibro-unit-reportedly-set-to-file-for-insolvency/>. 22/07/2020b.
- PV. Magazine. "Solibro ceases operations". Recuperado de: <https://www.pv-magazine.com/2019/11/04/solibro-ceases-operations/>. 21/07/2020a.
- Rance W. L., Burst J. M., Meysing D. M., Wolden C. A., Reese M. O., Gessert T. A., Metzger W. K., Garner S., Cimo P., y Barnes T. M. (2014). 14%-efficient flexible CdTe solar cells on ultra-thin glass substrates. *Applied Physics Letters*, **104**, 14, 143903.
- Ratnasinghe D. y Attygalle M. (2018). Parameter optimization of the II-VI thin-film photovoltaic tandem solar cell model of MZO/CdTe and CdS/CIGS. En *3rd International Conference on Advances in Computing and Technology (ICACT - 2018), At Faculty of Computing and Technology, University of Kelaniya, Sri Lanka*. Recuperado de: https://www.researchgate.net/publication/333164515_Parameter_optimization_of_the_II-VI_thin-film_photovoltaic_tandem_solar_cell_model_of_MZOCdTe_and_CdSCIGS. 22/07/2020.
- Reel Solar. "Home page" Recuperado de: <http://reelsolar.com>. 22/07/2020.
- Reinhard P., Chirila A., Blosch P., Pianezzi F., Nishiwaki S., Buechelers S., y Tiwari A. N. (2013). Review of Progress Toward 20% Efficiency Flexible CIGS Solar Cells and Manufacturing Issues of Solar Modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, **3**, 1, 572-580.
- Schweiger M., Ulrich M., Nixdorf I., Rimmelpacher L., Jahn U., y Herrmann W. (2012). Spectral Analysis of Various Thin-Film Modules Using High Precision Spectral Response Data and Solar Spectral Irradiance Data. En *27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. pp. 3284-3290. Frankfurt, Germany.
- Solar Frontier. "Competitive Advantages of CIS Technology from Solar Frontier". Recuperado de: <http://www.vindogsol.dk/Solar%20Frontier%20comparison%20data%202013.pdf>. (05/06/2020a).
- Solar Frontier. "Home page". Recuperado de: <http://www.solar-frontier.com/eng/>. (04/07/2020b).
- Solar Frontier. "SF150-170-S Series "Modules". Recuperado de: <http://www.solar-frontier.com/eng/solutions/modules/S002210.html>. 05/06/2020c.
- Solar Frontier. "Solar Frontier Achieves World Record Thin-Film Solar Cell Efficiency of 23.35%". Recuperado de: http://www.solar-frontier.com/eng/news/2019/0117_press.html. 18/07/2020.
- Solar Frontier. "Better tolerance for shadows". Recuperado de: <http://www.solar-frontier.com/eng/technology/Performance/index.html>. 05/11/2018.
- Solibro. "video presentación" Recuperado de: <https://www.youtube.com/watch?v=itht90KFo9I>. 18/07/2020.
- SoloPower. "Home page". Recuperado de: <http://solopower.com/>. (05/17/2020).
- Taretto K., y Rau U. (2008). Numerical simulation of carrier collection and recombination at grain boundaries in Cu(In,Ga)Se₂ solar cells. *Journal of Applied Physics*, **103**, 9, 094523.
- Theelen M., Foster C., Steijvers H., Barreau N., Frijters C., Vroon Z., y Zeman M. (2015). The impact of atmospheric species on the degradation of CIGS solar cells and molybdenum films. En *Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems VIII*, p. 95630H San Diego, California, United States.
- Tzikas C., Gómez G., Van den Donker M., Bakker K., Smets A. y Folkerts W. (2017). Do Thin Film PV Modules Offer an Advantage Under Partial Shading Conditions? En *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, p. 1593-1596. Amsterdam, Holanda. https://www.researchgate.net/publication/320957284_Do_Thin_Film_PV_Modules_Offer_an_Advantage_Under_Partial_Shading_Conditions. (18/07/2020).
- Virtuani A., Pavanello D., y Friesen G. (2010). Overview of Temperature Coefficients of Different Thin Film Photovoltaic Technologies. En *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition / 5th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Vol. 4AV.3.83. p. 4248-4252. Valencia, Spain.
- Voorwinden G., Kniese R., y Powalla M. (2003). In-line Cu(In,Ga)Se₂ co-evaporation processes with graded band gaps on large substrates. *Thin Solid Films*, **431-432**, 538-542.
- Willett D., y Kuriyagawa S. (1993). The effects of sweep rate, voltage bias and light soaking on the measurement of CIS-based solar cell characteristics. En *Photovoltaic Specialists Conference, 1993., Conference Record of the Twenty Third IEEE, IEEE*. pp. 495-500.
- Wilson G. M., Al-Jassim M. M., Metzger W. K., Glunz S. W., Verlinden P., Gang X., Mansfield L. M., Stanbery B. J., Zhu K., Yan Y., Berry J. J., Ptak A. J., Dimroth F., Kayes B. M., Tamboli A. C., Peibst R., Catchpole K. R., Reese M., Klinga C., Denholm P., Morjaria M., Deceglie M. G., Freeman J. M., Mikofski M. A., Jordan D. C., Tamizhmani G., y Sulas D. B. (2020). The 2020 Photovoltaic Technologies Roadmap. *Journal of Physics D: Applied Physics*.
- Woodhouse M., Goodrich A., Margolis R., James T. L., Lokanc M., y Eggert R. (2013b). Supply-Chain Dynamics of Tellurium, Indium, and Gallium Within the Context of PV Manufacturing Costs. *IEEE Journal of Photovoltaics*, **3**, 2, 833-837.

- Woodhouse M., Goodrich A., Margolis R., James T., Dhere R., Gessert T., Barnes T., Eggert R., y Albin D. (2013a). Perspectives on the pathways for cadmium telluride photovoltaic module manufacturers to address expected increases in the price for tellurium. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **115**, 199-212.
- Yanagisawa T., y Kojima T. (2003). Behavior of a CuInSe₂ solar module under light irradiation in light/dark cycle tests. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **77**, 1, 83-87.
- Zinsser, B., Makrides, G., Schubert, M., Georghiou, G.E., y Werner, J.H. (2009). Temperature and Irradiance Effects on Outdoor Field Performance. *En 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference*. Hamburgo, Alemania.