



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DISEÑO Y OPERACIÓN DE UNA CAMÁRA  
DE ENVEJECIMIENTO PARA ENSAYOS  
DE PREACONDICIONAMIENTO A  
PANELES FOTOVOLTAICOS BAJO  
CONDICIONES DE FUENTES  
ARTIFICIALES DE RADIACIÓN UV.**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Mecánico**

**P R E S E N T A**

Alejandro Bravo Lugo

**DIRECTORA DE TESIS**

M.I. L. Angélica Quiñones Juárez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

# Agradecimientos

A mi mamá, por haberme guiado y apoyado en todo momento, porque gracias a ella es que hoy en día soy capaz de realizar este trabajo para la culminación de una de mis mayores metas, sin ella todo esto no sería posible.

A mi hermana, por ser mi ejemplo a seguir, porque a pesar de las diferencias que existen entre nosotros, siempre está a mi lado apoyándome y alentándome a seguir adelante.

A mi abuelita, mi segunda mamá, por todas las lecciones que aprendí de su mano, por su disciplina y por el apoyo que día a día me brinda.

A mi mejor amigo y hermano, Gerardo, por esa gran amistad que se formó durante la licenciatura y que trasciende más allá.

A mi asesora, la maestra Angélica, por todo el apoyo, facilidades y conocimientos brindados para la realización del presente trabajo, así como introducirme en el mundo de la energía solar.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, que a través del Colegio de Ciencias y Humanidades Plantel Sur, de la Facultad de Ingeniería y del Instituto de Ingeniería me permitieron completar mi formación académica y personal. De igual forma a la Dirección General de Cooperación e Internacionalización por brindarme unas de las mejores experiencias de mi vida, el intercambio académico en Alemania.

A mis sinodales, el doctor Rafael Almanza, el doctor Adrián Espinosa y el maestro Rogelio Gutiérrez, por el aporte brindado para mejorar el presente trabajo y al Ingeniero Rodolfo Peters por el apoyo proporcionado para la realización de la carga variable, necesaria para las mediciones realizadas a los paneles fotovoltaicos.

A la DGAPA-PAPIIT (IN 111416) que patrocinó parte del proyecto, así como al Dr. José Alberto Escobar, investigador del Instituto de Ingeniería, a través del proyecto R004.

# Introducción

A partir de la revolución industrial que se vivió a finales del siglo XVIII y principios del siglo XIX, la demanda de energía a nivel mundial se incrementó, por lo que fue necesario crear nuevas formas para producirla. Estas nuevas formas de producción de energía implican la quema de combustibles fósiles, tales como el petróleo y el carbón. Sin embargo, la quema de estos combustibles ha generado un daño irreversible al medio ambiente, conocido como calentamiento global.

El calentamiento global es producto de los cambios antropogénicos, principalmente por el uso excesivo de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica. Un cambio antropogénico es conocido como la transformación de los parámetros ambientales debido a las acciones realizadas por el ser humano<sup>24</sup>.

Los cambios en la temperatura global de la Tierra es un proceso natural que se ha dado a lo largo de la historia de ésta, sin embargo, el actual calentamiento es más notorio, pues se da a una tasa de crecimiento mucho más rápida que las anteriores.

En la figura 1 se observa la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera a lo largo de miles de años, gracias a muestras de aire obtenidas de los glaciares en los polos. En esta gráfica se muestra que antes de la intervención del hombre en los procesos de generación de CO<sub>2</sub>, la Tierra tenía la capacidad necesaria para procesar el dióxido de carbono y así no superar un límite. Hoy en día la demanda de energía es muy grande y la quema de combustibles fósiles es un proceso que se lleva a cabo las 24 horas del día en todas partes del mundo, por lo que se está generando demasiado dióxido de carbono que la Tierra no es capaz de procesar y con esto se están generando cambios irreversibles en la vida de todo el planeta<sup>1</sup>.



Fig. 1 Dióxido de Carbono atmosférico<sup>1</sup>

Por otra parte existe otro gran problema con los combustibles fósiles, debido al uso extremo que se les da, cada día se cuenta con una cantidad menor de recursos fósiles para producir la demanda energética mundial.

Estos son los dos problemas principales que han llevado a la búsqueda de nuevas fuentes de energía, que provengan de fuentes limpias e “inagotables”, las cuales se conocen como energías renovables, lo que elimina el problema de la sobreexplotación de los recursos y ayuda a disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y así combatir el cambio climático.

Dentro de estas energías renovables podemos encontrar las siguientes fuentes de generación de energía: eólica, nuclear, hidráulica, geotérmica, marina, biomasa y solar. Todas éstas han sido desarrolladas poco a poco y volviéndose día con día más eficientes.

El presente trabajo se concentrará en la aplicación de la energía solar; cabe mencionar que dentro de la energía solar existen tres clasificaciones: solar térmica, solar química y solar fotovoltaica. La solar térmica se caracteriza por captar la energía proveniente de los rayos del sol y así tener la capacidad de producir calor, para poder satisfacer diferentes necesidades tales como agua caliente, calefacción, generación de vapor, etc. La solar fotovoltaica consiste en la captación de la radiación solar global, para convertirla directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Este efecto consiste en la emisión de electrones de un material debido a la incidencia sobre él de radiación electromagnética.

Para el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se han desarrollado los paneles fotovoltaicos, con diferentes tecnologías y materiales para aprovechar al máximo el efecto fotoeléctrico, teniendo mayor éxito los paneles elaborados con silicio. Debido a la ubicación geográfica de México, el potencial para el desarrollo de la energía solar es muy grande, pues cuenta con uno de los mayores promedios de radiación solar por día,  $5.3 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$  [3].

Hoy en día, México cuenta con el segundo proyecto más grande a gran escala de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos en América Latina, llamado Aura Solar I. Localizado en Baja California Sur este proyecto cuenta con una capacidad instalada de  $39 \text{ [MWp]}$ , generando un total de  $82 \text{ [GWh]}$  al año<sup>22</sup>. La localización de Aura Solar I se determinó tomando en cuenta dos factores: la radiación promedio global y que Baja California Sur no cuenta con una red de distribución de gas natural, por lo que para la producción de energía eléctrica en la región era necesario el uso de Diesel. En esta zona, la radiación promedio es de  $5.7 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$  y un promedio anual de 250 días soleados.

Tomando en cuenta tanto el potencial del recurso solar en México así como el crecimiento del mercado fotovoltaico, es importante la evaluación del deterioro de dichos sistemas en las condiciones de México, ya que los fabricantes de sistemas fotovoltaicos mencionan que estos tienen una vida útil de alrededor de 25 años, pero se

debe considerar que la mayoría de fabricantes toma en cuenta condiciones de irradiancia de países como Alemania y Estados Unidos, o zonas que se ubican al nivel del mar en donde el nivel de radiación ultravioleta es alrededor de tres veces menor que en ciudades altas como es el caso de la Ciudad de México<sup>23</sup>.

Por lo tanto, el objetivo de este trabajo es el diseño, construcción y operación de una cámara de envejecimiento que conste de una fuente de radiación UVA-UVB para simular una exposición al Sol por 25 años de los paneles fotovoltaicos.

Sometiendo los paneles a esta fuente artificial se logrará determinar cómo dicho deterioro afecta su eficiencia eléctrica e identificar aquellos materiales que son susceptibles de degradación por UV.

Identificando estas variables, es posible determinar el costo de un proyecto de energía solar fotovoltaica, así como el tiempo de retorno en la inversión y las ganancias que se generarán. Mientras más alto sea el deterioro de un panel fotovoltaico a lo largo de su vida útil, las ganancias generadas son menores.



Fig. 2 Aura Solar I

# Índice

<b>CAPÍTULO 1: LA ENERGÍA SOLAR Y SU APROVECHAMIENTO.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1 EL SOL.....</b>	<b>1</b>
1.1.1 RADIACIÓN ULTRAVIOLETA .....	3
1.1.2 COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR .....	4
<b>1.2 EFECTO FOTOELÉCTRICO .....</b>	<b>4</b>
<b>1.3 PANELES FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>6</b>
1.3.1 SEMICONDUCTORES.....	6
1.3.2 FABRICACIÓN DE LAS CELDAS SOLARES .....	7
1.3.3 FABRICACIÓN DE PANELES FOTOVOLTAICOS .....	10
<b>1.4 IRRADIANCIA.....</b>	<b>11</b>
<b>1.5 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR.....</b>	<b>12</b>
1.5.1 PIRHELÍOMETRO .....	12
1.5.2 PIRANÓMETRO .....	13
1.5.3 ESPECTRORRADIÓMETRO .....	14
<b>1.6 SIMULACIÓN DE LA LUZ SOLAR .....</b>	<b>15</b>
<b>CAPÍTULO 2: CÁMARA DE ENVEJECIMIENTO .....</b>	<b>16</b>
<b>2.1 ANTECEDENTES .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2 TEORÍA DE FUNCIONAMIENTO .....</b>	<b>20</b>
2.2.1 FUENTE DE RADIACIÓN .....	20
2.2.2 CONCENTRADOR SOLAR.....	23
<b>2.3 NORMAS.....</b>	<b>25</b>
2.3.1 ENSAYO DE PREACONDICIONAMIENTO CON UV .....	26
<b>CAPÍTULO 3: CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE LA CÁMARA DE ENVEJECIMIENTO.....</b>	<b>28</b>
<b>3.1 SELECCIÓN DE LÁMPARAS.....</b>	<b>28</b>
3.1.1 CARACTERIZACIÓN DE LÁMPARAS POR ESPECTRORRADIOMETRÍA. ....	29
<b>3.2 MONTAJE.....</b>	<b>31</b>
3.2.1 PRUEBAS DE ESPECTRORRADIOMETRÍA A LA CÁMARA DE ENVEJECIMIENTO. ....	35
<b>3.3 PRUEBAS INICIALES PANELES FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>36</b>
<b>3.4 OPERACIÓN .....</b>	<b>43</b>
<b>CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE RESULTADOS .....</b>	<b>46</b>
<b>4.1 INSPECCIÓN VISUAL.....</b>	<b>46</b>
<b>4.2 PRUEBAS FINALES A LOS PANELES FOTOVOLTAICOS .....</b>	<b>49</b>
<b>CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES .....</b>	<b>54</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>56</b>

# Capítulo 1: La energía solar y su aprovechamiento

## 1.1 El Sol

El Sol es la mayor fuente de energía que llega a la Tierra, gracias a él es posible toda forma de vida. En el núcleo de éste se lleva a cabo una reacción de fusión, con lo que se logra liberar energía, esta reacción se lleva a cabo con 4 átomos de Hidrógeno, lo que nos da por resultado un átomo de Helio, 2 positrones, 2 neutrinos y una liberación de energía de  $26.2 \text{ [MeV]}^2$ .

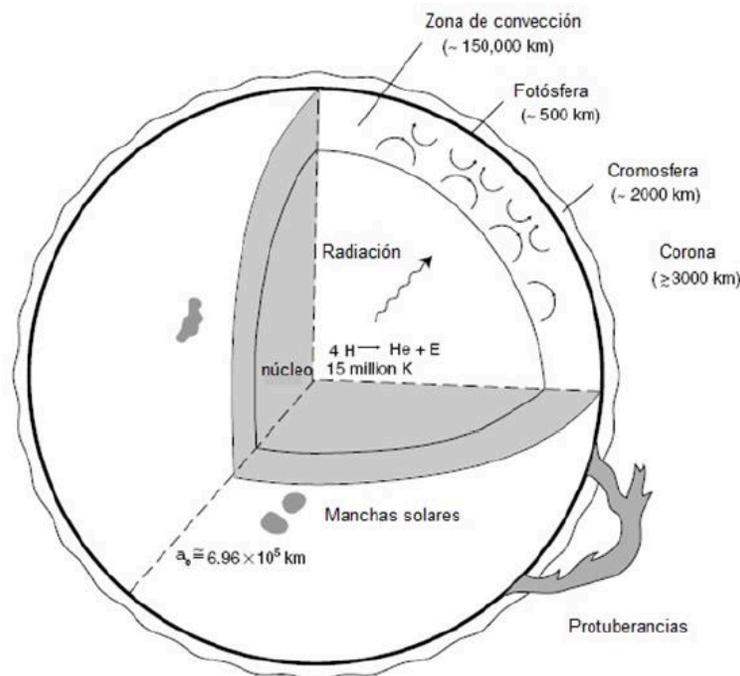


Fig. 3 Composición del Sol<sup>5</sup>

Esta transformación de masa en energía que se da durante la reacción se puede describir mediante la ecuación de Einstein:

$$E = mc^2 \quad \text{ec. 1}$$

Donde

E = energía liberada.

m = masa convertida en energía.

c = velocidad de la luz.

De toda la energía que es generada en el Sol, sólo el 0.0000000457 %<sup>2</sup> llega a la Tierra, esto es 175 945 [TW]<sup>2</sup>. De esta energía, se dice que un 30% es reflejada por la misma Tierra hacia el espacio, obteniendo un total de 123 161.5 [TW]. Datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) afirman que en el año 2012 se consumieron en todo el mundo 11.92 [TW], por lo que se puede observar que con la energía que el Sol produce y nos hace llegar es más que suficiente para poder satisfacer nuestras necesidades energéticas. La energía que recibimos por parte del Sol es en forma de radiación electromagnética.

La radiación electromagnética consta, como su nombre lo dice, de componentes eléctricos y magnéticos que se ven afectados dependiendo de la materia con la que actúan.

Esta energía que llega a la atmósfera terrestre lo hace con diferentes niveles de energía, lo que es conocido como el espectro solar terrestre. Esta energía está contenida en los fotones y se calcula con la ecuación de Planck:

$$E = hv \quad \text{ec. 2}$$

Donde

E = energía de los fotones.

h = constante de Planck, equivalente a  $6,625 \cdot 10^{-34}$  J·s.

v = frecuencia de oscilación de la onda de luz.

El espectro solar terrestre es clasificado según la longitud de onda con la que sus fotones llegan a la atmósfera, de la siguiente manera:

- Rayos gamma,
- Rayos X,
- Radiación ultravioleta,
- Luz visible,
- Radiación infrarroja,
- Ondas de radio.

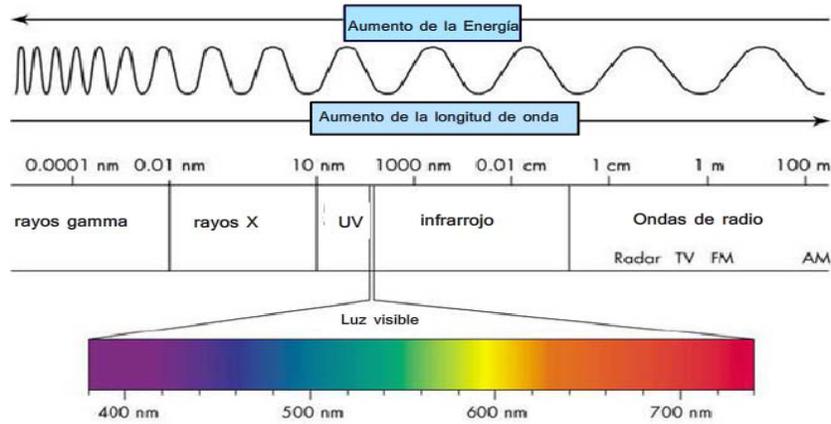


Fig. 4 Espectro electromagnético<sup>6</sup>

En el presente trabajo se abordará con mayor detalle la radiación ultravioleta, debido a la degradación que provoca en los materiales que son expuestos a ésta.

### 1.1.1 Radiación Ultravioleta

La radiación ultravioleta (UV) pertenece al espectro electromagnético abarcando las longitudes de onda entre los 400 [nm] y 15 [nm]. Como se observa en la figura 4, a menor longitud de onda la energía de los fotones es mayor, por lo que la radiación UV teniendo una menor longitud de onda que el espectro visible, tiene una mayor energía. La radiación UV tiene la siguiente subdivisión:

- Radiación UV-A: 99% de la radiación ultravioleta que llega a la superficie terrestre es de este tipo, con una longitud de onda entre los 400 y 315 [nm].
- Radiación UV-B: esta radiación es absorbida casi en su totalidad por la capa de ozono y la que logra llegar a la superficie terrestre es la principal causante de los daños en la piel. Su longitud de onda abarca entre los 315 y 280 [nm].
- Radiación UV-C: este tipo de radiación no llega a la atmósfera terrestre pues es absorbida por el oxígeno y el ozono presentes en la parte alta de la misma, por lo que no produce ninguna afectación. El rango de longitud de onda al que pertenece se encuentra entre los 280 y 100 [nm].

Debido a la alta energía que posee este tipo de radiación, ésta es capaz de ser absorbida por los materiales y causar degradación. En el caso particular del ser humano, este tipo de radiación es causante de diversas enfermedades en la piel.

### 1.1.2 Componentes de la radiación solar

La radiación solar que llega a la Tierra se puede dividir en:

- Radiación directa: es aquella que incide en la superficie sin sufrir ninguna reflexión.
- Radiación difusa: es aquella que al entrar en contacto con la atmósfera terrestre sufre alguna desviación debido a los gases y partículas contenidas en ésta.

La suma de ambas radiaciones da como resultado la radiación global. La cantidad de radiación directa y difusa que percibe una superficie depende de varios factores, tales como: las condiciones climáticas del lugar, el ángulo entre la superficie y los rayos incidentes, el albedo, etc.

Los sistemas fotovoltaicos, así como los sistemas térmicos, son capaces de aprovechar la radiación global.

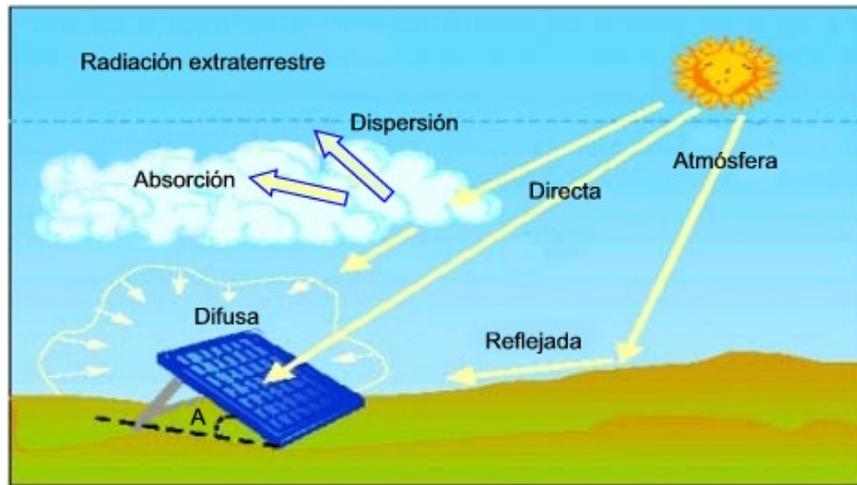


Fig. 5 Componentes de la radiación

## 1.2 Efecto fotoeléctrico

Como se mencionó anteriormente, la radiación proveniente del Sol está compuesta de fotones y éstos tienen diferentes niveles de energía dependiendo de su longitud de onda.

Cuando un rayo incide sobre una superficie, existen 3 escenarios posibles:

- Reflexión: al incidir la luz sobre el objeto, ésta es reflejada en otra dirección.
- Transmisión: la luz atraviesa por completo la superficie.
- Absorción: la luz penetra el objeto y no es capaz de salir, por lo que hay una transformación de la energía.

Lo que sucede con la luz cuando incide sobre la superficie/material será cuestión de las propiedades ópticas de éste. En el caso del efecto fotoeléctrico es necesario que el material tenga la capacidad de absorber los fotones para así lograr la conversión de energía.

Cuando un fotón proveniente de la luz incide sobre un material fotosensible, éste desprende un electrón con una cierta cantidad de energía que dependerá de la longitud de onda del fotón y de las propiedades del material. La interacción de los fotones se da con los electrones de valencia, es decir, con los que se encuentran en el último nivel energético y por lo tanto su unión al núcleo del átomo es menos fuerte que en los demás niveles.

El efecto fotoeléctrico fue observado por primera vez en 1839 por Antoine Becquerel, al percibir que ciertos materiales producían una corriente eléctrica al ser expuestos a la luz. Sin embargo, fue hasta 1905 que Albert Einstein describió la naturaleza de este fenómeno y gracias a ello le fue otorgado el premio Nobel de física.

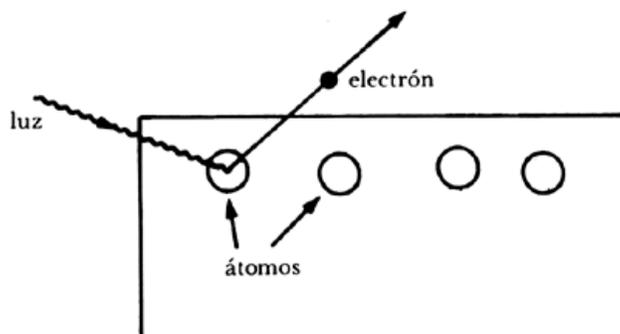


Fig. 6 Efecto Fotoeléctrico<sup>2</sup>

De igual manera, Einstein explicó en su trabajo que el efecto fotoeléctrico no dependía de la intensidad de la luz incidente, sino que la energía con la que los electrones serán expulsados del átomo depende de la frecuencia del fotón.

En 1909 Einstein publicó un nuevo trabajo, donde despejaba todas las dudas que habían surgido a partir del trabajo anterior. Estas dudas estaban relacionadas a la naturaleza de la luz, pues en su trabajo Einstein le daba propiedades de una partícula, pero hasta entonces las propiedades más conocidas de la luz se habían tratado como si ésta fuera una onda. Gracias a que se le daban las propiedades de una onda se pudieron explicar diferentes fenómenos como la interferencia y la difracción. Es así como Einstein describe la dualidad de la luz, pues esta se comporta como onda y partícula. Para frecuencias muy altas la parte predominante de ésta es la de partícula, mientras que para las frecuencias muy bajas la parte predominante es la de onda. Para las frecuencias medias ambos términos contribuyen a las fluctuaciones de energía.

## 1.3 Paneles fotovoltaicos

Un panel fotovoltaico se encuentra formado por la unión de múltiples células fotovoltaicas, las cuales se encargan de transformar la radiación proveniente del Sol en energía eléctrica, haciendo uso del efecto fotoeléctrico.

Las células fotovoltaicas están construidas de un material semiconductor, ya que la energía de ligadura de los electrones de valencia de este tipo de materiales es similar a la de los fotones provenientes de la luz solar, lo que permite un funcionamiento correcto de la célula. Si se tiene que la energía de ligadura de los electrones de valencia es mayor que la energía de los fotones, éstos no serán capaces de romper el enlace electrón-átomo y si la energía que tienen los fotones es mayor que la energía de ligadura de los electrones de valencia, el electrón puede salir disparado con mucha energía cinética y perderse.

### 1.3.1 Semiconductores

Un material conductor es aquel en donde los electrones de valencia cuentan con mucha movilidad y es fácil que pasen de un átomo a otro (valor de conductividad alto), mientras que en los materiales aislantes, los electrones de valencia tienen nula movilidad. Para generar una corriente eléctrica es necesario un flujo de electrones, por lo que un material aislante no es útil. Se llama semiconductor a todos los materiales que su valor de conductividad eléctrica se encuentra entre los materiales conductores y los aislantes.

Las celdas solares constan de una unión entre semiconductores tipo P y tipo N, es decir, semiconductores que han sido dopados para contar con una mayor conductividad y sean más eficientes. Para obtener semiconductores tipo N se añaden impurezas pentavalentes, que son átomos que cuentan con 5 electrones de valencia en su última capa, obteniendo un electrón de sobra en el enlace covalente.

En los semiconductores tipo P se añaden impurezas trivalentes, es decir, átomos con 3 electrones de valencia, por lo que al unirse con el material semiconductor y formar el enlace covalente, éste queda cargado positivamente, con un "hueco", listo para poder ser ocupado por algún electrón libre.

El semiconductor más utilizado es el silicio, éste tiene cuatro electrones de valencia en su última capa, por lo tanto requiere de otros 4 electrones para completar su nivel y así estar en equilibrio. Estos 4 electrones que le faltan los comparte con otro átomo de silicio y así se forma una red cristalina. A temperatura ambiente algunos electrones de valencia adquieren suficiente energía para poder liberarse de este enlace covalente y así lograr moverse por la red cristalina, convirtiéndose así en electrones libres. El

silicio por sí sólo no es buen conductor, por lo que es necesario doparlo para poder crear las capas tipo P y tipo N.

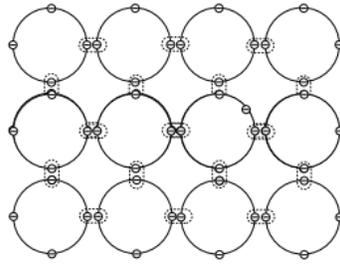


Fig. 7 Semiconductor dopado tipo N

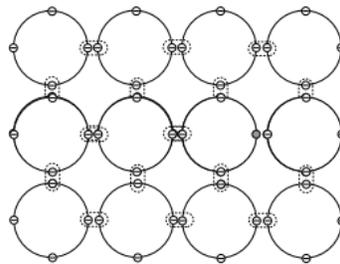


Fig. 8 Semiconductor dopado tipo P

Al formar un material con la unión de estas dos capas, en el centro de la unión se logra llegar a la estabilidad eléctrica, pues los electrones sobrantes en la capa N se colocan en los huecos de la capa tipo P, creando así del lado de la capa N iones positivos y en la capa P los iones negativos. Esta unión genera un campo eléctrico, que no permite la interacción de los electrones que quedaron libres en el lado de la capa N con los de la capa P, pero si se aplica una energía externa, los electrones son capaces de moverse. Cuando un fotón incide sobre la celda solar, éste desprende un electrón dejando un hueco, con lo que los electrones libres en la capa N logran ocuparlo. Si al electrón que fue liberado le damos un camino para poder moverse de la capa P a la capa N, logramos obtener corriente eléctrica.

### 1.3.2 Fabricación de las celdas solares

Las celdas solares pueden ser fabricadas con tres diferentes estructuras del silicio:

- Silicio Monocristalino: su estructura es completamente ordenada, lo que permite una mayor movilidad de los electrones, haciéndolo el más eficiente.

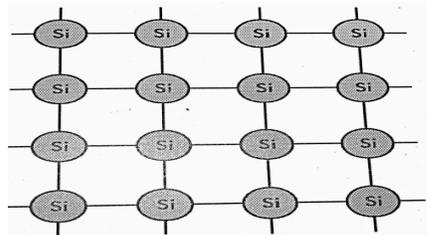


Fig. 9 Silicio Monocristalino<sup>8</sup>

- Silicio Policristalino: presenta una estructura ordenada por partes, por lo que en las uniones de estas regiones la eficiencia decae, generando un decremento en la eficiencia global del sistema.

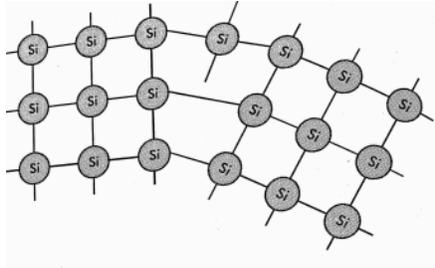


Fig. 10 Silicio Policristalino<sup>8</sup>

- Silicio Amorfo: su estructura presenta un gran desorden de los átomos, son eficientes cuando se presenta una luz artificial, su proceso de fabricación es más simple y por ende menos costoso.

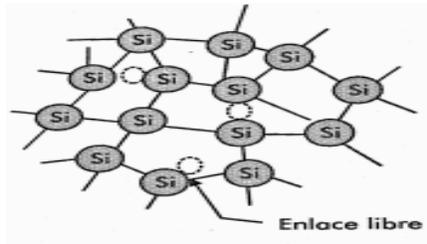


Fig. 11 Silicio Amorfo<sup>8</sup>

El silicio proviene del sílice ( $\text{SiO}_2$ ), el cual es encontrado en la arena y en el cuarzo. Para la obtención del silicio, es necesario derretir el sílice en un horno de arco eléctrico y agregar una cantidad controlada de carbono, éste se combina con el oxígeno del sílice para formar dióxido de carbono y de esta forma obtener silicio de grado metalúrgico, conteniendo aproximadamente un 1% de impurezas.

Después de este proceso, el silicio de grado metalúrgico es refinado para obtener silicio de grado semiconductor, mediante el proceso Siemens, el cual reduce las impurezas a un átomo por cada  $10^9$  átomos de silicio. El material obtenido está formado de pequeños cristales y es comúnmente conocido como "polisilicio".

Después de haber obtenido el polisilicio es necesario transformarlo en una pieza de cristal, es aquí donde se lleva a cabo el proceso llamado Czochralski. En este proceso, el material es derretido nuevamente en un horno especial, en donde la temperatura es controlada. Durante la obtención del cristal es necesario agregar dopantes al silicio para así formar el semiconductor tipo N o bien tipo P, esto dependerá de los átomos que sean agregados al cristal. Si se desea crear el tipo P, se agrega una pequeña porción de boro, mientras que si se desea la obtención del silicio tipo N, el elemento que es agregado es el fósforo.

Para hacer crecer el cristal de manera uniforme, es necesario un contenedor de forma cilíndrica, en donde una "semilla" del cristal es depositada al final de éste. El siguiente material derretido es vertido de manera muy lenta para que crezca bajo condiciones controladas. El silicio se solidifica tomando la forma del recipiente, reproduciendo el

patrón del cristal formado por la semilla, vertida al inicio del proceso. Los lingotes formados tienen en promedio un diámetro de 150 [mm] y una longitud aproximada de 1 [m], éste es un proceso costoso, pues las tasas de crecimiento de los lingotes son aproximadamente de 10 [cm/hora], lo que genera mucho tiempo para su realización y un elevado gasto energético.

El siguiente proceso es obtener las obleas, esto se logra mediante el corte delgado del lingote. Aproximadamente cada oblea tiene un grosor de 250 [ $\mu\text{m}$ ]. Las sierras de corte generalmente son de forma anular, con el borde de corte en el diámetro interior, el medio que se usa para realizar la operación es una suspensión que contiene abrasivo de diamante. Este proceso es el más utilizado en la industria, sin embargo tiene una gran desventaja, se pierde 50% de silicio en forma de aserrín.

La superficie de la oblea necesita ser tratada para remover el daño que se le ha hecho al momento de ser cortadas y de esta forma queden limpias para las operaciones siguientes. Esto se realiza removiendo entre 10 y 20 [ $\mu\text{m}$ ] de superficie al ser sumergidos en atacantes ácidos o alcalinos. Los atacantes ácidos son muy eficientes en la remoción de estos daños sin importar la orientación del cristal, pero suelen ser muy costosos. Por otro lado, los atacantes alcalinos son aproximadamente diez veces más baratos que los ácidos pero tienen el inconveniente de depender de la orientación del cristal.

Una vez que la superficie está lista, es necesario formar la unión p-n. Esto se hace mediante el proceso de implantación de iones, en el cual los iones son implantados con una energía de 10 [keV], seguidos de un recocido térmico. Este proceso da un excelente control reproducible del perfil de dopaje y es adecuado para su automatización.

Después de esto se hace la conexión metálica en ambas caras. Para la cara posterior, se utiliza el método de difusión, haciendo uso de una película de aluminio depositada en la parte trasera. Por otra parte, la metalización de la cara frontal tiene que tener un buen contacto óhmico con el silicio, buena adherencia y buena soldadura. El mejor proceso para realizar esta metalización es mediante el contacto serigrafeado. Con este proceso se logra tener poco desperdicio de material y es muy sencillo de industrializar, pues el equipo es de bajo costo y de fácil mantenimiento. El proceso consiste en usar pasta de plata, la cual se seca y se sintetiza después de ser aplicada a 700 [ $^{\circ}\text{C}$ ], logrando un ancho de aproximadamente 150 [ $\mu\text{m}$ ] en los filamentos de la metalización. Por último, es necesario revestir la celda con un antireflejante y se realiza mediante evaporación al vacío. Estos revestimientos generalmente son de monóxido de silicio, óxido de titanio o pentóxido de tantalio.

Una vez que se ha fabricado la celda solar, es necesario que pase por un proceso de verificación para identificar fallas en la manufactura de ésta, así como mediciones de las propiedades eléctricas que posee, éstas se realizan bajo pruebas en un simulador solar<sup>9</sup>.



Fig. 12 Proceso de fabricación<sup>9</sup>

### 1.3.3 Fabricación de paneles fotovoltaicos

Después de obtenidas las celdas solares es necesario formar un arreglo de ellas para obtener la tensión y corriente deseados, este arreglo es conocido como panel fotovoltaico.

Las celdas están encapsuladas entre un cristal transparente y una cubierta trasera a prueba de humedad para aislarlas y protegerlas de daños accidentales causados por las condiciones ambientales.

Los principales requerimientos para el diseño de un panel fotovoltaico son:

- **Mantenimiento:** debe de ser el mínimo necesario, a pesar de encontrarse expuesto a las condiciones ambientales, de tal manera que su funcionamiento y eficiencia no se vean comprometidos.
- **Transparencia total a la radiación solar** por parte del sistema de encapsulamiento, para evitar que sea afectada su eficiencia. El material encapsulante debe tener poca degradación al ser expuesto a la radiación solar a lo largo de su vida útil.
- Buena resistencia a los impactos y a la abrasión.
- Superficie lisa y plana: para promover una auto-limpieza del panel con la ayuda del viento y la lluvia.
- Absorción mínima del espectro solar que no es utilizado para la generación de energía eléctrica, con la finalidad de mantener la temperatura del panel dentro de los límites de operación.
- Sello hermético: para evitar la penetración de agua, gases o vapor de agua que podrían generar un corto circuito dentro del panel o corrosión, así como fallas en el enfriamiento del panel o reacción del elemento químico con las celdas fotovoltaicas.

El sistema de encapsulamiento consta de tres componentes principales: cubierta exterior, encapsulante y cubierta posterior.

La cubierta exterior está diseñada generalmente de vidrio templado con bajo contenido de hierro, el cual cuenta con una alta transparencia a la luz y es altamente impermeable a la humedad y a los gases. Con un grosor de 3 [mm] es suficiente para cumplir con las necesidades de diseño antes mencionadas. Aunque no se trata de un material de bajo costo, sus características lo convierten en la opción óptima.

El encapsulante más utilizado para la fabricación de los módulos fotovoltaicos es el etilen-vinil-acetato (EVA) que consta de una alta transparencia, una resistencia alta a

la fatiga térmica y cuenta con buena adherencia para enlazar la cubierta exterior, las celdas fotovoltaicas y la cubierta posterior.

Para la cubierta posterior existen diferentes materiales que nos proporcionan diferentes características, por lo que es común que en un panel existan diferentes capas que conformen la cubierta. El aluminio es uno de los materiales más utilizados, pues es un material con una gran resistencia mecánica y cuenta con una buena conducción de calor, sin embargo, es necesario aislarlo para evitar generar un corto circuito con las celdas.

## 1.4 Irradiancia

La irradiancia es la cantidad de energía proveniente del Sol que recibe un cierto lugar en un instante de tiempo y se mide en watts por metro cuadrado [ $W/m^2$ ].

Este valor no es constante, ya que depende de factores tales como: las condiciones climáticas del lugar, la posición en la que se encuentre el Sol, la latitud y la longitud del lugar donde se mide, etc. Incluso en la misma área geográfica, este valor va cambiando conforme transcurre el día e irá cambiando el ángulo con el que incide sobre la superficie terrestre.

La irradiancia es muy importante para poder determinar cuanta energía eléctrica será producida por un sistema fotovoltaico, así como para determinar el nivel de degradación de sus materiales.

Debido a esto, el estudio de los materiales con los que un panel fotovoltaico será construido es muy importante, ya que no sólo debe contar con las propiedades esenciales para hacer uso del efecto fotoeléctrico, si no también debe garantizar una buena durabilidad, pues se encontrará expuesto a diferentes condiciones ambientales que pueden mermar su eficiencia.

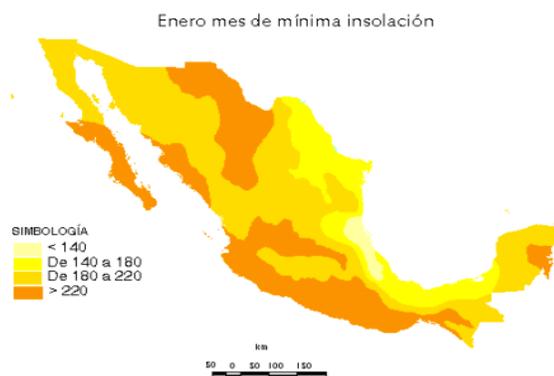


Fig. 13 Irradiancia solar mínima. En [ $W/m^2$ ]<sup>3</sup>



Fig. 14 Irradiancia solar máxima. En  $[W/m^2]^3$

## 1.5 Medición de la energía solar

La medición de la energía que llega a la Tierra proveniente del Sol es necesaria para poder conocer el potencial que cada área geográfica posee. Con base en esto, se puede optar por la mejor alternativa para el aprovechamiento del recurso solar.

Estas mediciones nos permiten tomar una mejor decisión para conocer la viabilidad del proyecto y qué tipo de energía solar es más conveniente utilizar: energía solar fotovoltaica o energía solar térmica.

Para estas mediciones, han sido desarrollados diferentes instrumentos y es posible medir los diferentes tipos de radiación que pueden llegar a la superficie terrestre:

- Radiación global,
- Radiación difusa y
- Radiación directa.

### 1.5.1 Pirheliómetro

El pirheliómetro es el encargado de medir la radiación directa proveniente del Sol. Es por eso que es necesario que la superficie receptora de esta radiación se encuentre siempre perpendicular a los rayos solares, para prevenir que se capte una radiación diferente y afecte la precisión del instrumento.

El parámetro físico medido por este instrumento es la densidad de flujo de energía de radiación (irradiancia), expresada en  $[Wm^{-2}]$

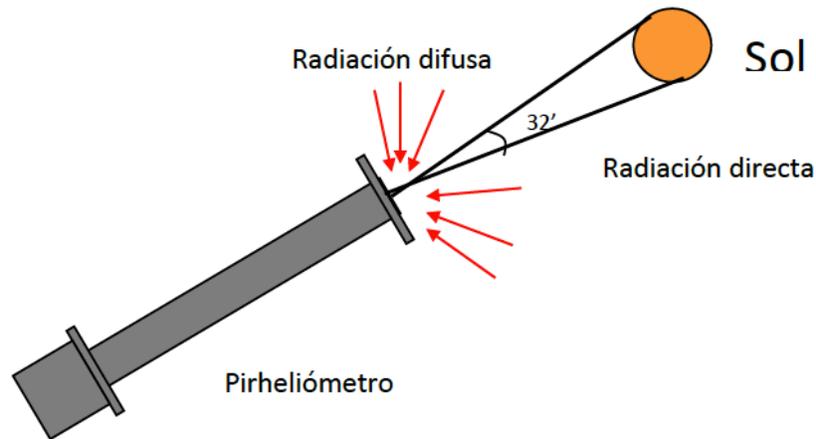


Fig. 15 Funcionamiento piranómetro<sup>5</sup>

### 1.5.2 Piranómetro

El piranómetro es el instrumento utilizado para la medición de la radiación global. Este sensor cuenta con una superficie plana, colocada horizontalmente, lo que le permite recibir la radiación de todas las direcciones. El parámetro físico que es medido por este aparato es la densidad de flujo de radiación solar (irradiancia global) y se expresa en unidades de  $[Wm^{-2}]$

En la parte superior del sensor se colocan dos cúpulas de cuarzo o vidrio (por su transparencia cercana a 1) para evitar que éste se vea afectado por las condiciones climáticas del lugar.

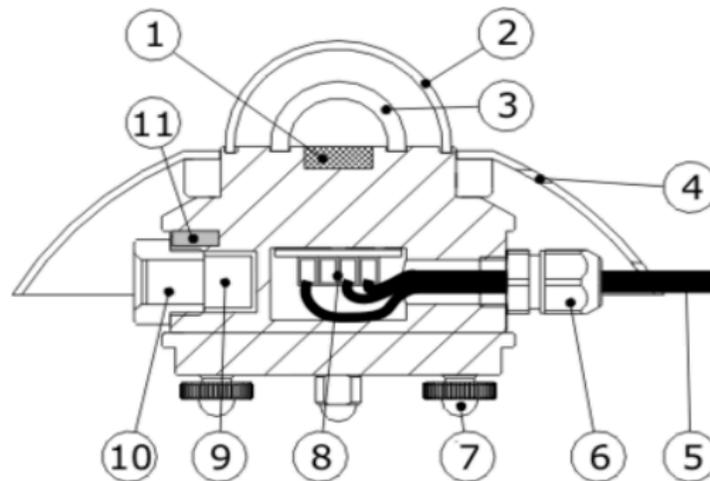


Fig. 16 Componentes de un piranómetro: 1 termopila, 2 cúpula exterior, 3 cúpula interior, 4 cuerpo, 5 cable, 6 conector, 7 tornillos de nivelación, 8 circuito, 9 desecante, 10 tapa del desecante, 11 nivel<sup>11</sup>

### 1.5.3 Espectrorradiómetro

Los espectrorradiómetros son instrumentos que miden la radiación solar en cada longitud de onda del espectro radiométrico. Se diferencian de los anteriores instrumentos en darnos una lectura más específica del tipo de energía que se está recibiendo. Funcionan con un cable de fibra óptica, por lo que disminuye las alteraciones por vibraciones y son generalmente de un tamaño pequeño para poder ser utilizados en mediciones de campo.

Cuentan con un monocromador, el cual sirve como receptor y transmite la radiación a través del cable de fibra óptica para dirigirla al detector óptico. La respuesta de éste es procesada y analizada en un ordenador para su envío al dispositivo de salida.

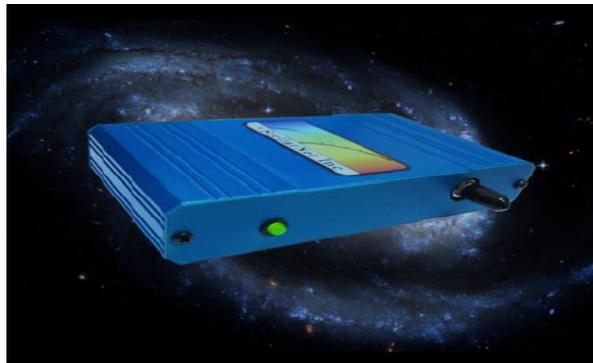


Fig. 17 Espectrorradiómetro StellarNet Blue-wave



Fig. 18 Medición del espectro solar con espectrorradiómetro StellarNet Blue-wave

## 1.6 Simulación de la luz solar

Las fuentes simuladoras de luz solar son dispositivos que ofrecen una composición espectral muy parecida a la radiación solar. Son muy utilizadas para la realización de pruebas a materiales en espacios interiores controlados, con el fin de analizar los efectos que les provoca la radiación solar, sin la necesidad de esperar largos periodos de tiempo. Principalmente estos simuladores cuentan con tres componentes básicos:

- Fuente de radiación
- Filtros ópticos para el mejoramiento o modificación del haz de luz de salida
- Controles de operación

El auge en el desarrollo de la simulación solar se da en la década de los 60's, cuando la necesidad de indagar más a fondo los efectos del Sol se hizo presente. Existen diferentes tipos de simulación solar, la variación de éstos depende de la composición del espectro solar que se desea simular, ya que en muchos casos sólo una cierta longitud de onda es la que será caso de estudio. Si es necesario simular la composición exacta de la radiación es posible adaptar filtros y concentradores que nos permitirán replicarla casi en su totalidad.

Con base en esto, surge una clasificación de los simuladores solares:

- Simulador solar espacial (longitudes de onda desde 15 [nm] hasta [1000000nm]).
- Simulador solar estándar para pruebas terrestres de paneles fotovoltaicos (longitudes de onda desde 15 [nm] hasta 750[nm]).
- Simulador solar de escala larga para pruebas de colectores solares (longitudes de onda desde 800 [nm] hasta 1000000[nm]).
- Simulador solar de alto flujo (longitudes de onda desde 15 [nm] hasta 750 [nm]).

Este trabajo se enfoca en la simulación solar para pruebas de paneles fotovoltaicos.

El desarrollo tecnológico de la industria fotovoltaica hizo necesario contar con diferentes métodos para la medición del desempeño de las celdas y paneles solares, es por eso que en la década de los años 70 fue necesario crear métodos estandarizados, que permiten realizar diferentes tipos de pruebas, tales como:

- Pruebas de desempeño.
- Pruebas de comparación entre diferentes fabricantes.
- Estudio de los cambios en los dispositivos debido a su exposición.

## Capítulo 2: Cámara de envejecimiento

Con el desarrollo de la industria fotovoltaica surgió la necesidad de evaluar el desempeño de ésta para conocer la cantidad de recursos que era necesario invertir y en cuánto tiempo éstos serán recuperados. La energía solar fotovoltaica es una alternativa para lograr reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, es por eso que tanto la industria como diferentes gobiernos a nivel mundial realizan hasta la actualidad diferentes investigaciones con el fin de mejorar la eficiencia y durabilidad de los paneles fotovoltaicos.

La vida útil de un panel fotovoltaico es un factor clave de investigación, por lo que predecir el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos despeja la incertidumbre sobre el buen o mal comportamiento que se tendrá y la viabilidad del proyecto. A este estudio se le conoce como tasa de degradación, el cual indica el cambio en la potencia de salida que sufre un panel fotovoltaico debido a su exposición a la radiación solar. Una tasa de degradación alta se traduce en menor potencia de salida a lo largo de la vida útil y por lo tanto un riesgo financiero mayor.

Debido a que realizar pruebas para la obtención de la tasa de degradación de un panel fotovoltaico con la fuente natural de radiación tomaría entre 20 y 25 años, se han diseñado las cámaras de simulación solar, también conocidas como cámaras de envejecimiento, para poder cuantificar la tasa de degradación de una manera controlada y con mayor rapidez.

Como consecuencia del crecimiento de estas pruebas con diferentes tipos de simuladores solares fue necesaria su estandarización, para que los resultados puedan ser comparados entre sí y tener una mayor precisión. La comisión electrónica internacional (IEC por sus siglas en inglés) es la encargada de publicar las normas internacionales para las pruebas a paneles fotovoltaicos.



Fig. 19 Cámara de envejecimiento con fuente de radiación UV<sup>13</sup>

## 2.1 Antecedentes

El nacimiento de la energía solar fotovoltaica se da a partir del inicio de la era espacial en la década de los años 50's, donde surgió como una solución para el abastecimiento de energía a los satélites que eran puestos en órbita. El primer satélite en contar con esta tecnología fue el Vanguard I para suministrar energía a un transistor de 5 [mW]<sup>14</sup>. Fue hasta la crisis petrolera del año de 1973 cuando se comenzó a pensar en la energía solar fotovoltaica como una solución no sólo para las aplicaciones espaciales, sino también para su uso como fuente de energía renovable.

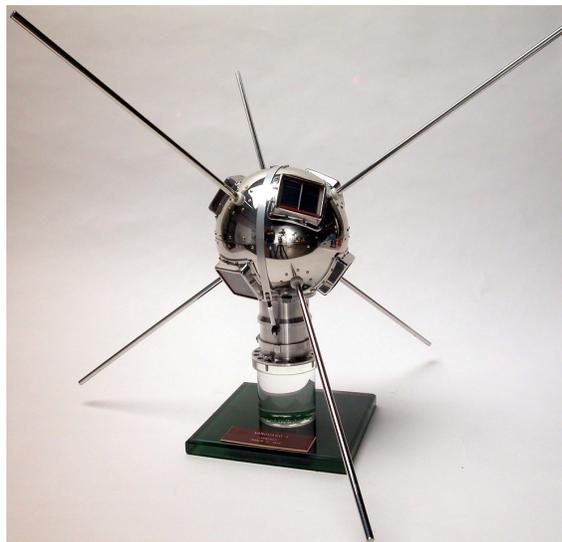


Fig. 20 Réplica del Vanguard I exhibido en el Museo Nacional del Aire y el Espacio "Smithsonian", Washington DC, Estados Unidos

El costo de la energía solar fotovoltaica utilizada para el suministro de energía a los satélites era elevado, sin embargo, para la industria espacial era algo de poca importancia pues el beneficio que les otorgaba era mayor comparado con otras fuentes de energía que solían utilizar para poder mantener funcionando el satélite una vez estando en órbita. Sin embargo, para la aplicación de este tipo de energía en la superficie terrestre, estos costos no eran económicamente viables comparados con las energías provenientes de los combustibles fósiles, por lo que surge la necesidad de hacer más rentables los paneles fotovoltaicos y así poder competir con las formas de generación de energía tradicionales.

Es así como en la década de los años 70's que el Dr. Elliot Berman logró construir celdas solares con un silicio de menor pureza y usando materiales más baratos para el encapsulante, logrando bajar el costo por [kW] de 100 dólares a tan sólo 20 dólares<sup>15</sup>. Esta baja en los precios de producción logro hacer competitiva a la energía solar en lugares donde la red de distribución de energía eléctrica era de difícil acceso, reemplazando a los sistemas de generación mecánicos que utilizaban como

combustible diesel o gas natural, así como sistemas de generación termoeléctricos con baterías recargables o primarias. Estos sistemas de generación mecánicos requerían de un constante mantenimiento, ya sea para cambiar las baterías o suministrar combustible, lo cual era muy costoso. Con la introducción de los paneles fotovoltaicos, el costo de mantenimiento bajó, debido a que no es necesaria ninguna recarga de combustible, lo que permite que sean menos frecuentes las visitas por parte del personal técnico<sup>20</sup>.

A pesar de este avance en la reducción de costos, la energía producida por los paneles fotovoltaicos seguía siendo poco rentable comparada con la quema de combustibles fósiles, es por eso, que tanto el sector privado como público unieron esfuerzos para poder crear paneles fotovoltaicos más eficientes y que fueran competitivos con los medios tradicionales de producción de energía.



**Fig. 21 Arreglo de paneles fotovoltaicos de la estación espacial internacional.** Fuente: [https://www.nasa.gov/mission\\_pages/station/structure/elements/solar\\_arrays.html#.VvjB6JPhCRs](https://www.nasa.gov/mission_pages/station/structure/elements/solar_arrays.html#.VvjB6JPhCRs)

Los paneles fotovoltaicos al estar expuestos a las condiciones ambientales y a la radiación solar tienen un tiempo de vida útil, que está determinado por los materiales con los que son construidos, por lo que surgió la necesidad de encontrar procesos de fabricación donde se involucren materiales de bajo costo pero que a su vez ayuden al mejoramiento de los paneles fotovoltaicos aumentando su eficiencia y que la tasa de degradación de éstos sea menor.

Con la instalación de los paneles en lugares donde no existía red de energía eléctrica, se comenzaron a dar las primeras observaciones del comportamiento de éstos, por lo que se empezó a determinar que son susceptibles a sufrir diferentes tipos de fallas, debido a su proceso de manufactura así como de los diferentes accidentes que pueden sufrir en el lugar donde se encuentran colocados.

Las fallas que puede presentar un panel fotovoltaico son de dos tipos: eléctricas y mecánicas. Las fallas eléctricas son aquellas donde algún componente eléctrico sufrió un daño. En cuanto a las fallas de tipo mecánico, son aquellas que se derivan del rompimiento o mal funcionamiento de algún componente del panel. En ambos casos la eficiencia del panel se verá comprometida, lo que se traduce en una pérdida de potencia, así como la exposición de ciertos materiales a condiciones diferentes a las de diseño.

Debido a estos problemas, los investigadores se dieron a la tarea de crear pruebas para poder medir la resistencia de los paneles fotovoltaicos al tipo de fallas que pueden sufrir y así predecir cómo es que éstos son susceptibles a fallar en condiciones ambientales. Estas pruebas son generadas en espacios interiores y con una mayor velocidad que si se realizaran en condiciones naturales.

Las cámaras de envejecimiento fotovoltaico son esenciales para conocer el comportamiento que los materiales tendrán al ser expuestos a la radiación ultravioleta. Esta radiación es capaz de provocar diferentes fallas, debido a que es la principal causa de degradación, por lo que los materiales pierden las características originales y su rendimiento se ve afectado.

Hoy en día la expectativa de vida de los paneles fotovoltaicos se encuentra aproximadamente en 25 años pero puede variar dependiendo a las condiciones originales de diseño y de las condiciones reales a las que se encuentre expuesto, ya que dependiendo del lugar de operación éstas pueden cambiar de manera drástica.

Un ejemplo de este tipo de variaciones climáticas es la radiación UV. Ésta no es la misma en todo el planeta ya que depende de diversos factores tales como la contaminación, altitud, capa de ozono, etcétera, por lo que no se puede caracterizar un mismo panel solar fotovoltaico para la Ciudad de México que para la ciudad de Hamburgo en Alemania.

Los componentes que más afectados se ven al ser expuestos a la radiación UV y cuya degradación provoca un decaimiento en la eficiencia, son:

- Capa protectora externa, generalmente fabricada de vidrio templado
- Encapsulante
- Celdas solares

Entre los principales defectos observados en estos materiales se encuentra la delaminación y el oscurecimiento de las superficies.

Las cámaras de envejecimiento fotovoltaico se enfocan en simular las condiciones a las que serán sometidos los paneles fotovoltaicos y así lograr replicar estas fallas para conocer el tiempo estimado de vida. Se dice que un panel fotovoltaico ha concluido su vida útil cuando la potencia que genera es menor del 80% de la potencia inicial<sup>16</sup>.

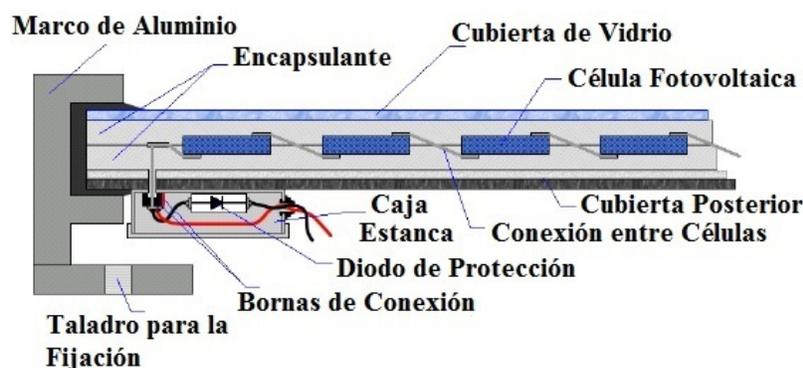


Fig. 22 Elementos de un panel fotovoltaico<sup>9</sup>

## 2.2 Teoría de funcionamiento

En la actualidad existen diferentes formas para simular la radiación solar, todas éstas varían en la distribución espectral que brindan, por lo que para poder reproducir en su totalidad la radiación proveniente del Sol es necesario contar con otros tipos de aditamentos los cuales permitirán realizar los ajustes necesarios. En esta sección analizaremos las diferentes tecnologías existentes para la simulación solar, así como las normas internacionales que deben cumplirse para la realización de pruebas en paneles fotovoltaicos.

### 2.2.1 Fuente de radiación

La fuente de radiación es el componente principal en un simulador solar, dado que es el encargado de proporcionarnos el espectro que simulará la radiación solar. Este espectro debe ser lo más parecido posible al que recibimos por parte del Sol, para poder obtener resultados confiables. A lo largo de la historia de los simuladores solares se han empleado diferentes tipos de lámparas tales como: lámparas de arco de carbono, lámparas de arco de haluro metálico, lámparas halógenas de cuarzo y tungsteno, lámparas de arco de xenón, lámparas de mercurio y xenón, lámparas de arco de argón y lámparas de diodos emisores de luz (LED)<sup>16</sup>.

- Las lámparas de arco de carbono fueron las pioneras en la simulación solar al ser utilizadas en los simuladores espaciales, gracias a su composición espectral muy parecida a la del Sol, sin embargo debido a su corto tiempo de operación, su inestabilidad durante operación y la emisión de mucha radiación azul, dejaron de ser utilizadas.

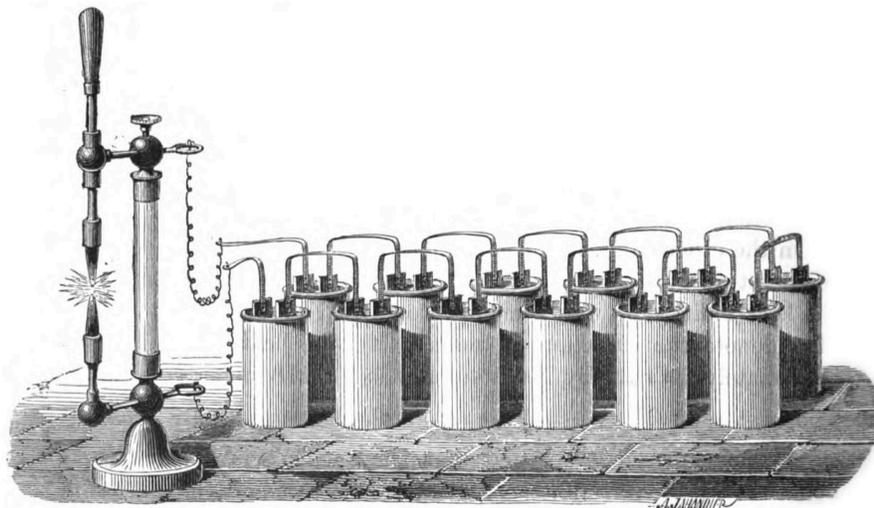


Fig. 23 Experimento de arco de carbono<sup>16</sup>

- Las lámparas halógenas de cuarzo y tungsteno operan a una temperatura de color de aproximadamente 3400 [K], mientras que el Sol lo hace a 5900 [K], por lo que se tiene que a longitudes de onda cortas su radiación es más débil, mientras que en la sección infrarroja irradian más. Estas lámparas son usadas como fuentes de radiación infrarroja generalmente en los simuladores solares para colectores solares, donde los requerimientos del espectro solar no son tan exigentes.



Fig. 24 Lámparas halógenas de cuarzo y tungsteno

- Las lámparas de mercurio y xenón fueron utilizadas para reemplazar a las de arco de carbono debido a que su distribución espectral era más parecida a la del Sol, pero dado que la presión de operación era de 300 [atmósferas] surgieron problemas de seguridad como: emisión de ozono, explosión de las lámparas y emisión de vapor de mercurio, por lo que fue necesario dejar de utilizarlas.



Fig. 25 Lámpara de mercurio y xenón

- Como sustitución para las lámparas de mercurio y xenón surgieron las lámparas de arco de xenón, las cuales hoy en día son las más utilizadas para cualquier tipo de simulador solar, debido a que proveen una composición espectral muy estable y continua en las bandas del ultravioleta y de la luz visible, este espectro no depende de la potencia con la que opera la lámpara, por lo que no es necesario suministrar un voltaje totalmente estable. Las principales desventajas de este tipo de lámpara son: 1) emisión alta de espectro infrarrojo, lo cual ha sido solucionado con el uso de lentes que filtran este espectro y 2) alta presión de trabajo, entre 10 y 40 [bar].

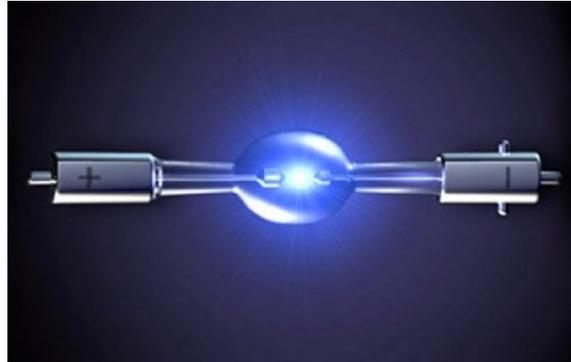


Fig. 26 Lámpara de arco de xenón

- Los diodos emisores de luz (LED) son semiconductores basados en el efecto electroluminiscente, el cual es totalmente diferente a las lámparas de arco o de filamento. Entre las ventajas que caracterizan a las lámparas LED son:
  1. Control rápido de operación (microsegundos),
  2. Cuentan con una salida monocromática relativamente estrecha y en una gran variedad de colores y longitudes de onda, lo que permite que con la correcta combinación de colores se tenga una mayor aproximación del espectro deseado,
  3. El tiempo de vida es muy grande, entre 50,000 y 100,000 horas, lo que disminuye costo inicial y de mantenimiento,
  4. Son muy compactos y con un consumo de energía bajo.

Las desventajas de esta lámpara son:

1. Al incrementarse la temperatura de trabajo, el tiempo de vida, la eficiencia y la energía de salida disminuyen,
2. Densidad de flujo baja, lo que genera que no sean utilizados en los simuladores solares de concentración,
3. Alta tasa de degradación.



Fig. 27 Diodos emisores de luz (LEDs)

### 2.2.2 Concentrador Solar

Debido a que las fuentes de radiación en los simuladores solares generan trayectorias en diferentes direcciones, es necesario introducir un componente que nos ayude a dirigir estas trayectorias en la dirección deseada y así aprovechar en su totalidad la energía que se genera, este componente es conocido como concentrador solar. Además de modificar la trayectoria, según la configuración de un concentrador solar, éste será capaz de incrementar la densidad de energía para ajustarla a los requerimientos necesarios. En la figura 28 es posible observar el diagrama esquemático de un concentrador, el cual cambia la dirección de la radiación y la concentra en un área menor que la inicial o de entrada.

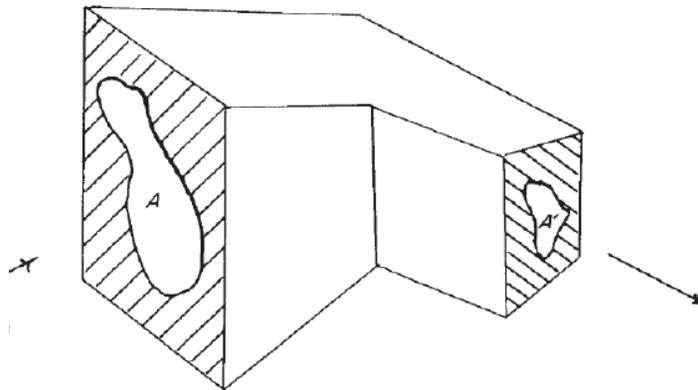


Fig. 28 Diagrama esquemático de un concentrador solar<sup>17</sup>

A este cambio de área se le conoce como factor de concentración (C) y está definido como:

$$C = \frac{A}{A'} \quad \text{ec. 3}$$

Donde

A = área de entrada  
A' = área de salida

La forma más primitiva y sencilla de un concentrador solar, con las dos propiedades antes mencionadas, es el concentrador cónico. Este arreglo es muy sencillo de construir pero es necesario cuidar la longitud del mismo, ya que es posible que los rayos entrantes puedan ser reflejados de regreso hacia la fuente de radiación. En la figura 29 se ejemplifica como funciona este tipo de concentrador, mostrando tanto el rayo que es capaz de salir del cono, como el rayo que puede ser reflejado de regreso.

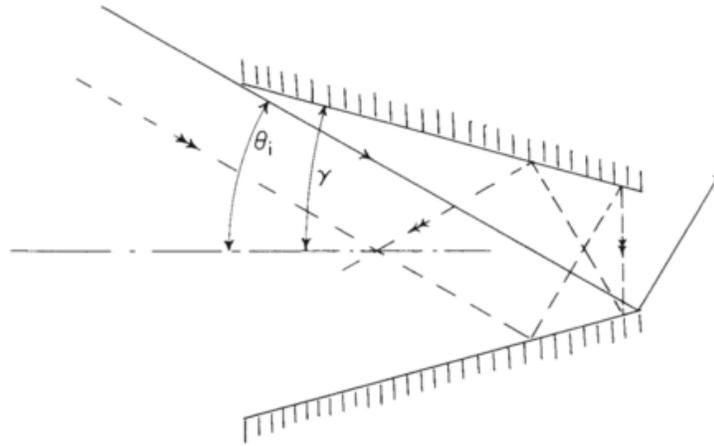


Fig. 29 Esquema de un concentrador cónico<sup>17</sup>

Idealmente es necesario que el material utilizado en la construcción del concentrador solar sea capaz de reflejar en su totalidad la radiación a la que es expuesto, sin embargo, en la realidad todo material absorbe parte de esta radiación, por lo que es necesario utilizar materiales en los cuales la absorción sea mínima y la reflexión sea la máxima posible.

El aluminio tiene una reflectancia muy buena, lo que lo hace uno de los mejores metales para la construcción de concentradores solares. Para poder aumentar aún más la reflexión de un material se le agregan recubrimientos, entre los principales se pueden encontrar el aluminio anodizado y la plata, que ayudan a reflejar diferentes longitudes de onda que el aluminio por sí solo no es capaz de reflejar.

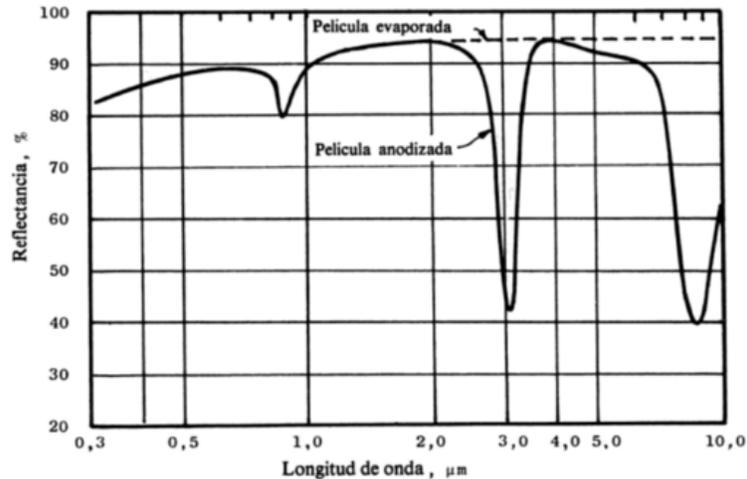


Fig. 30 Curva de reflectancia para aluminio comercial pulido con recubrimiento de aluminio anodizado ( $Al_2O_3$ )<sup>18</sup>

## 2.3 Normas

La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC por sus siglas en inglés) es la encargada de publicar las normas internacionales para la normalización de los productos que conviertan la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico. Para ello, reúne a todos los comités electrotécnicos nacionales y cualquiera de ellos puede participar en la elaboración de las normas, así como organizaciones internacionales gubernamentales y no gubernamentales. La IEC colabora con la organización internacional de normalización (ISO por sus siglas en inglés).

Para la normalización de los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre se emitió la norma IEC-61215, la cual cualifica y homologa el diseño.

Para el cumplimiento de esta norma es necesario realizar a los paneles fotovoltaicos las siguientes pruebas:

- Inspección visual
- Determinación de la potencia máxima
- Ensayo de aislamiento
- Medición de los coeficientes de temperatura
- Medición de la temperatura de operación nominal de la célula, TONC
- Comportamiento en CEM y TONC
- Funcionamiento a baja irradiancia
- Ensayo de exposición en exterior
- Ensayo de resistencia a la formación de puntos calientes
- Ensayo de preacondicionamiento con UV
- Ensayos de ciclos térmicos
- Ensayo de humedad-congelación
- Ensayo de calor húmedo
- Ensayo de robustez de los terminales
- Ensayo de corriente de fugas del módulo mojado

- Ensayo de carga mecánica
- Ensayo de granizo
- Ensayo térmico de diodos de derivación

CEM: Condiciones estándar de medida, las cuales son:

Temperatura de la Célula	25 [°C]
Irradiancia	1000 [W/m <sup>2</sup> ]
Distribución espectral	AM 1.5

Tabla 1 CEM

TONC: Temperatura de Operación Nominal de la Célula, la cual se mide bajo las siguientes condiciones:

Irradiancia	800 [W/m <sup>2</sup> ]
Temperatura Ambiente	20 °C
Distribución espectral	AM 1.5
Velocidad del viento	1 [m/s]

Tabla 2 TONC

### 2.3.1 Ensayo de preconditionamiento con UV

El objetivo del presente trabajo se enfoca en el ensayo de preconditionamiento UV, por lo que se hará un análisis de esta prueba bajo la norma IEC-61215.

Esta prueba tiene como objetivo identificar los materiales que son susceptibles a la degradación por exposición a la radiación UV.

Para la realización de este ensayo, la norma pide que se cuente con el siguiente equipo:

- a) Equipo para controlar la temperatura del módulo mientras es irradiado con luz UV. El equipo debe ser capaz de mantener el módulo a la temperatura de 60 [°C]±5 [°C].
- b) Medios para medir y grabar la temperatura del módulo con una precisión de ±2 [°C]. Los sensores de temperatura deben estar fijados a la parte frontal o posterior del módulo, cerca de su punto medio. Si se ensaya más de un módulo simultáneamente, será suficiente registrar la temperatura de una muestra significativa.
- c) Instrumentación capaz de medir la irradiación de la luz UV producida por la fuente de luz UV en el plano de ensayo del módulo, dentro de los intervalos de

longitud de onda de 280 [nm] a 320 [nm] y de 320 [nm] a 385 [nm], con una incertidumbre de  $\pm 15\%$ .

- d) Una fuente de luz UV capaz de producir irradiación UV con una uniformidad de irradiancia de  $\pm 15\%$  sobre el plano de ensayo del módulo sin irradiancia apreciable a longitudes de onda inferiores a 280 [nm] y capaz de suministrar la irradiación necesaria en las diferentes regiones espectrales de interés.

Una vez que se cuenta con el equipo necesario para realizar la prueba, el procedimiento que se lleva a cabo es el siguiente:

- a) Utilizando el radiómetro calibrado se mide la irradiancia en el plano de ensayo del módulo propuesto y se garantiza que a longitudes de onda entre 280 [nm] y 385 [nm] no supera  $250 [W \cdot m^{-2}]$  (es decir, en torno a cinco veces el nivel de la luz solar natural) y que tiene una uniformidad de  $\pm 15\%$  sobre el plano de ensayo.
- b) Se monta un módulo en circuito abierto en el plano de ensayo en la posición seleccionada en el punto a), normal al haz de irradiancia UV. Se verifica que la temperatura del módulo es de  $60 [^{\circ}C] \pm 5 [^{\circ}C]$ .
- c) Se expone el módulo a una irradiación UV total de  $15 [kWh \cdot m^{-2}]$  en el intervalo de longitudes de onda entre 280 [nm] y 385 [nm], con al menos  $5 [kWh \cdot m^{-2}]$  en el intervalo de longitudes de onda entre 280 [nm] y 320 [nm], mientras se mantiene la temperatura del módulo dentro del intervalo prescrito.

Al terminar de realizar estos ensayos, se dice que el panel fotovoltaico cumple con la norma si:

- a) No existen defectos visuales importantes.
- b) La potencia máxima de salida no es menor al 5% de la potencia máxima medida antes del ensayo.
- c) La resistencia de aislamiento debe permanecer sin cambios con respecto a las mediciones iniciales.

# Capítulo 3: Construcción y operación de la cámara de envejecimiento

## 3.1 Selección de lámparas

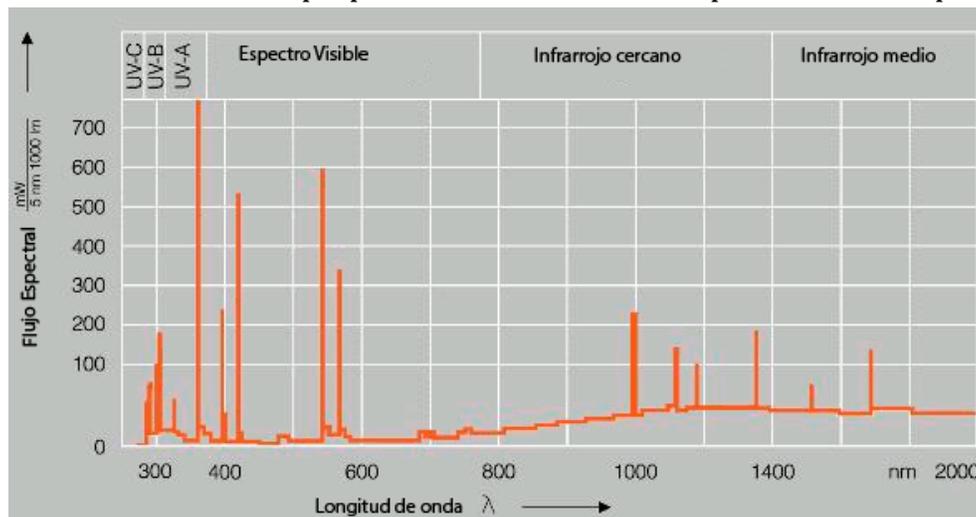
El tipo de lámparas más utilizado hoy en día para la simulación solar terrestre son las de arco de xenón. Estas lámparas ofrecen una distribución espectral muy parecida a la radiación proveniente del Sol, con un costo relativamente bajo y una vida útil de aproximadamente 1000 horas, lo que las convierte en la opción más rentable.

La empresa OSRAM tiene diferentes tipos de lámparas UV, entre las cuales podemos encontrar el modelo ULTRAVITALUX de 300 [W]. El fabricante menciona las siguientes características:

<b>Información eléctrica</b>	
Potencia nominal	300 [W]
Voltaje nominal	230 [V]
Voltaje de la lámpara	230 [V]
Voltaje de construcción	230 [V]
<b>Información fotométrica</b>	
Potencia radiada 315..400 nm (UVA)	13.6 [W]
Potencia radiada 280..315 nm (UVB)	3 [W]
<b>Dimensiones</b>	
Diámetro	127 [mm]
Largo	185 [mm]

Tabla 3 Información lámparas Ultravitalux

De igual forma, el fabricante proporciona la distribución espectral de la lámpara:



Gráfica 1 Espectro lámpara Ultravitalux, datos de fabricante

Como se puede observar en la información obtenida del fabricante, esta lámpara cumple con los requisitos para poder ser utilizada como fuente de radiación en un simulador solar fotovoltaico según la norma IEC-61215. Sin embargo, es necesario realizar las pruebas de espectrorradiometría para confirmar estos datos y conocer el comportamiento real de la lámpara.

### **3.1.1 Caracterización de lámparas por espectrorradiometría.**

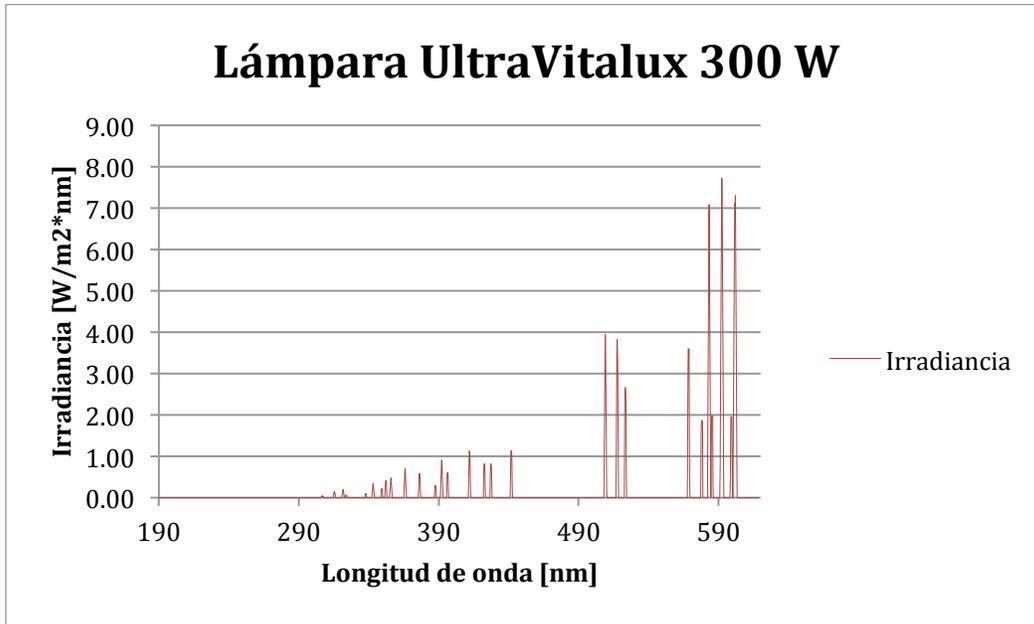
Para la realización de las pruebas de espectrorradiometría se utilizó un espectrorradiómetro StellarNet Blue-wave, el cual mide en un rango de longitud de onda de 190 hasta 620 [nm].

El espectrorradiómetro cuenta con un software llamado spectrawiz, el cual se encarga de procesar la información recabada por el espectrorradiómetro y como resultado final se obtiene la gráfica de irradiancia de la fuente. De igual forma, los datos recabados pueden ser exportados a un archivo de excel para su análisis y manejo.

El primer objetivo de la prueba de espectrorradiometría es encontrar el punto máximo dónde la lámpara emite la mayor cantidad de radiación, ya que si ésta se coloca muy cerca del objeto a irradiar, existe una saturación de radiación, por lo que no se obtendrá la máxima eficiencia de la lámpara. De igual forma, si el objeto a irradiar se encuentra demasiado lejos de la lámpara, la radiación emitida por ésta se habrá dispersado y se obtendrá menor radiación que la deseada.

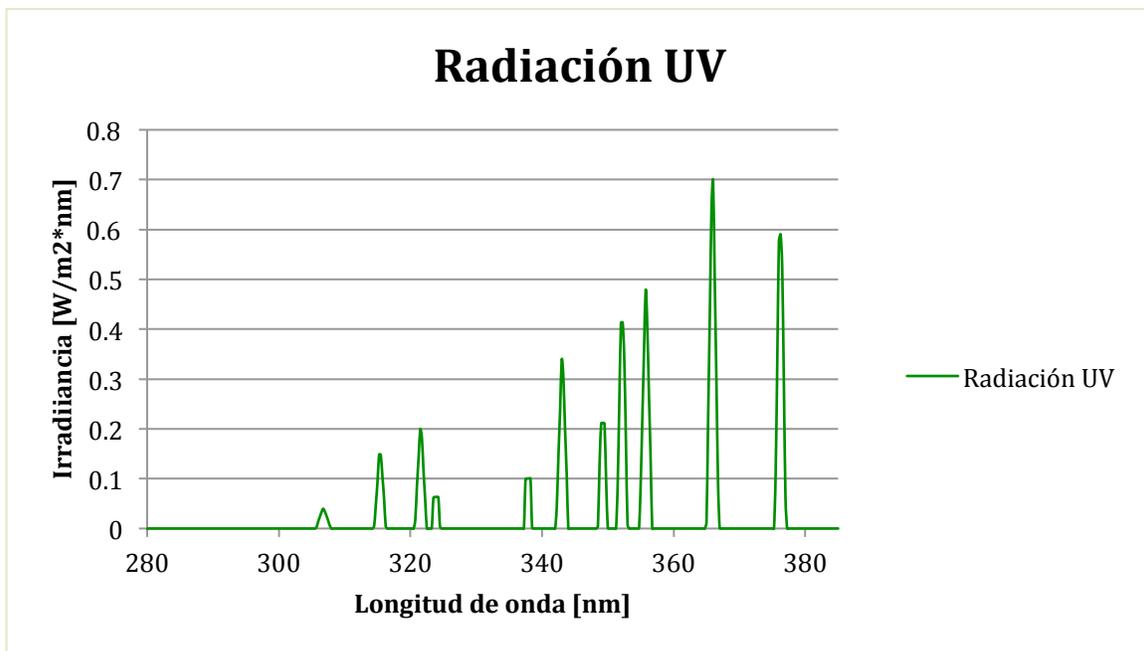
Se realizaron diferentes pruebas colocando a diferentes alturas el espectrorradiómetro con respecto a la lámpara y se concluyó que la altura óptima que debe existir entre ésta y el objeto irradiado es de 15 [cm], estas mediciones fueron realizadas en el centro de la lámpara. Una vez conocida la altura óptima, es necesario conocer cuál es el alcance máximo que tiene la lámpara, por lo que las siguientes pruebas se realizaron colocando el espectrorradiómetro a 15 [cm] de altura y separándolo del centro en dirección horizontal, logrando concluir que el alcance de la lámpara es de 18 [cm].

Con estos datos, se logra obtener el espectro emitido por la lámpara, el cual se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 2 Espectro lámpara Ultravitalux

En esta gráfica se puede observar que la emisión de la fuente cuenta con componentes de irradiancia tanto en el espectro visible como en la zona de radiación UV, teniendo su valor de irradiancia máxima en los 592 [nm], es decir en la zona del amarillo. Como su nombre lo menciona, las pruebas de acondicionamiento UV necesitan de la radiación UV, por lo que se realiza un acercamiento a las longitudes de onda entre los 280 y 385 [nm], obteniendo la siguiente gráfica:



Gráfica 3 Espectro ultravioleta lámpara Ultravitalux

El área bajo la curva de la gráfica anterior nos da como resultado un total de  $13.6 \text{ [W/m}^2\text{]}$  aproximadamente, por lo que se concluyó que este tipo de lámpara es apta para pruebas de preacondicionamiento UV.

### 3.2 Montaje

Con base en la norma IEC -61215, el panel fotovoltaico necesita ser irradiado con  $15 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$ , lo que equivaldría a 25 años de exposición solar. En consecuencia, es necesario construir un arreglo de lámparas que nos ayude a lograr esta radiación en el menor tiempo posible.

Se cuenta con una base en forma decagonal, con el mismo número de sockets para poder colocar las lámparas, por lo que se construirá un concentrador solar que se ajuste a estas características.

El concentrador solar más eficiente y sencillo de construir es de tipo conoidal. Para acoplarlo a la base se le dará una forma octagonal, de tal forma que pueda integrarse a la parte decagonal de la base, esto con el fin de reducir el número de vértices que tiene el concentrador y aumentar su eficiencia.

Para la construcción del concentrador solar se utilizó lámina de aluminio de la marca Alanod Aluminium modelo 4270KKS, las cuales, según el fabricante, son para uso en aplicaciones fotovoltaicas.

La siguiente imagen muestra como quedó construido el concentrador solar:



Fig. 31 Concentrador solar

Una vez fabricado el concentrador solar, se monta en la estructura junto con las lámparas y como resultado final tenemos la siguiente figura:



**Fig. 32 Estructura cámara de envejecimiento**

Una vez que todo se encuentra instalado, es necesario realizar las pruebas de espectrorradiometría al conjunto de lámparas, para poder conocer cuanta radiación total estamos recibiendo y así poder calcular el tiempo de exposición necesario para alcanzar los 15 [kWh/m<sup>2</sup>] que son requeridos en la norma IEC- 61215.

Al realizar las pruebas de espectrorradiometría se encuentra que el arreglo total de lámparas emite aproximadamente 5 [W/m<sup>2</sup>] de radiación UV, valor que es menor a los 13.6 [W/m<sup>2</sup>] emitidos por una sola lámpara en la misma zona de longitud de onda. Esto nos indica que existe una pérdida de radiación UV, por lo que se sospecha que el material utilizado para la construcción del concentrador solar se encuentra absorbiendo parte de la radiación emitida por las lámparas. Si este arreglo se utilizara para irradiar los paneles fotovoltaicos, se necesitarían aproximadamente 3 meses para lograr alcanzar los 15 [kWh/m<sup>2</sup>] de radiación UV.

En la tesis doctoral llamada: “Eliminación fotocatalítica de H<sub>2</sub>S en aire mediante TiO<sub>2</sub> soportado sobre sustratos transparentes en el UV-A” de la autora Raquel Portela Rodríguez se puede encontrar el siguiente gráfico, donde se analizan diferentes tipos de aluminio de la marca Alanod Aluminium, con el fin de conocer la reflectancia de estos a diferentes longitudes de onda.

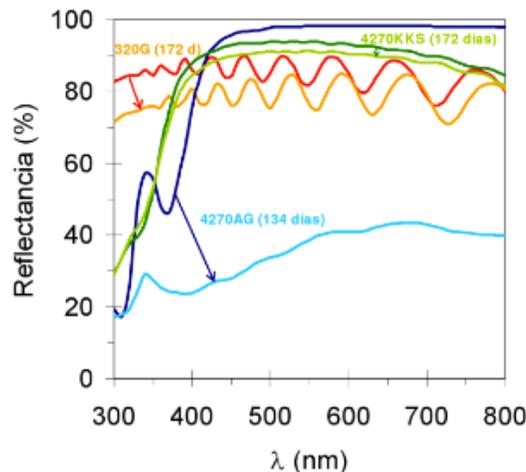


Fig. 33 Reflectancia del aluminio 320G, 4270AGy 4270KKS (Alanod Aluminium GmbH) y pérdida sufrida después de varios meses de envejecimiento en la cámara QUV<sup>21</sup>

Como se logra observar en la gráfica, el aluminio modelo 4270KKS muestra una reflectancia en la zona del ultravioleta no mayor al 70% en el mejor de los casos, siendo menor en la zona del UV-B, por lo que se puede concluir que no es un material apto para la concentración de radiación UV y es el causante de las pérdidas antes mencionadas.

Otra problemática que surgió a partir de la observación fue la forma octagonal del concentrador solar. Al irradiar el panel fotovoltaico con esta forma se obtendrán patrones irregulares, es decir, existirán zonas dónde el panel no habrá sido irradiado y en consecuencia no existirá uniformidad.

Por lo tanto, el material así como la forma octagonal, utilizados para realizar el concentrador solar, fueron descartados.

Como se puede observar en la figura 30 del capítulo 2, el aluminio sin ninguna aleación, cuenta con una reflectancia en la zona de UV de aproximadamente el 90%, por lo que este material se ha elegido para construir el nuevo concentrador.

Debido a la distribución espectral de las lámparas se decidió realizar un concentrador solar que sea de las mismas dimensiones que el panel fotovoltaico, esto con el fin de contener dentro del área del panel fotovoltaico el mayor número de lámparas posibles, sin que éstas se saturen y la función del concentrador solar será únicamente la de delimitar la zona de radiación, evitando así que parte de la radiación emitida por la fuente salga del área del panel fotovoltaico.

Para evitar la saturación de radiación debido a la cercanía que pudieran tener las lámparas, se han colocado 8 de éstas en una hilera, respetando los 18 [cm] de espacio que debe de haber entre ellas, y 3 hileras a lo ancho del panel, por lo que se tiene un total de 24 lámparas distribuidas en la área a irradiar. Por lo tanto, se tiene el siguiente montaje preliminar:



**Fig. 34 Montaje de la estructura con concentrador solar**

Una vez que todo ha sido montado, se colocaron las lámparas, las cuales, según las pruebas de espectrorradiometría realizadas y la reflectancia del nuevo material para el concentrador solar, tendrán un aumento en la radiación UV. A continuación se muestra la imagen del funcionamiento de la cámara de envejecimiento:

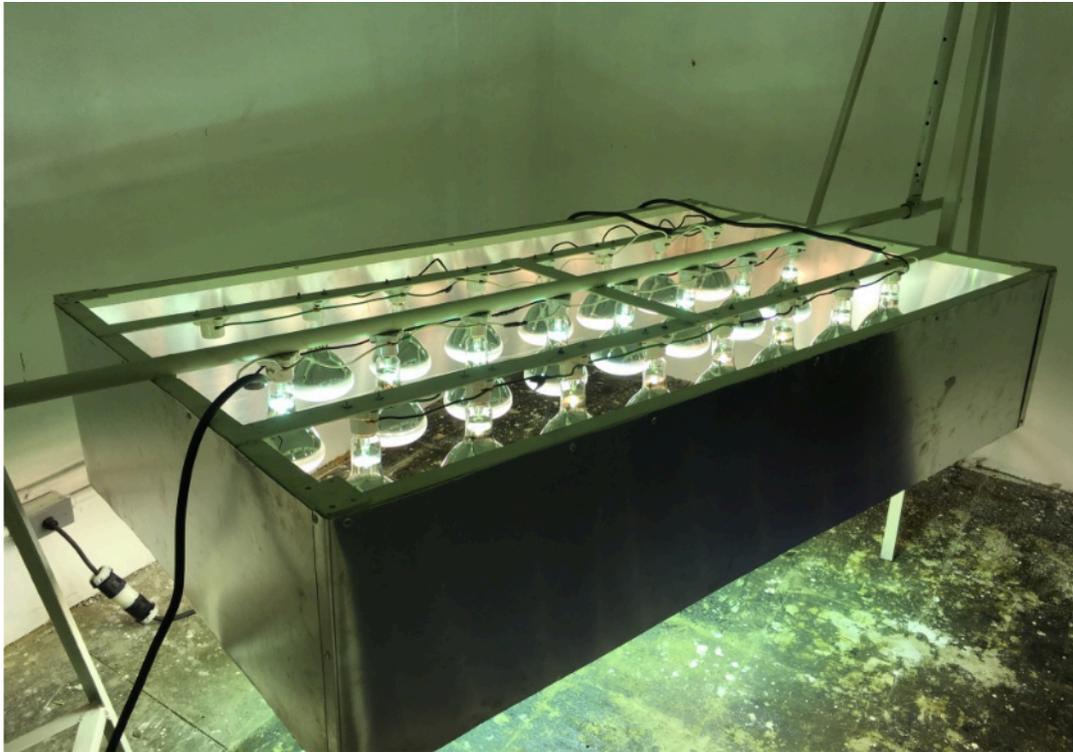
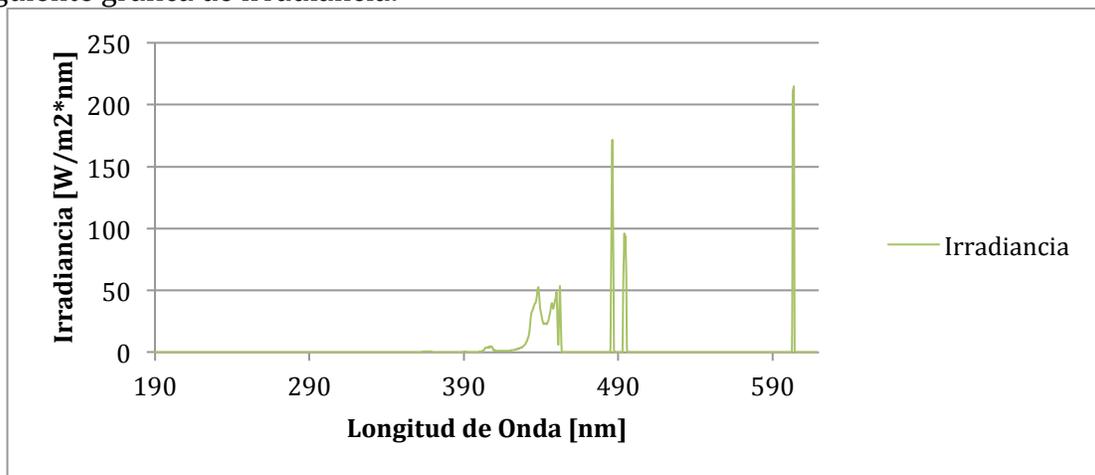


Fig. 35 Funcionamiento cámara de envejecimiento

### 3.2.1 Pruebas de espectrorradiometría a la cámara de envejecimiento.

Una vez instaladas las 24 lámparas es necesario realizar con el espectrorradiómetro la caracterización del arreglo, para conocer la irradiancia total obtenida por el arreglo de lámparas y poder determinar el tiempo necesario de exposición de los paneles.

De igual manera que en las pruebas anteriores de espectrorradiometría, se utilizará el espectrorradiómetro StellarNet Blue-wave. Una vez procesados los datos se obtiene la siguiente gráfica de irradiancia:



Gráfica 4 Espectro cámara de envejecimiento

En la gráfica 4 se puede observar la irradiancia emitida por la fuente de radiación. El punto máximo se concentra en los 603 [nm], es decir, la zona del amarillo, con un total

de  $210 \text{ [W/m}^2\cdot\text{nm]}$  También se observa que en la zona de radiación UV se obtienen más de los  $13.6 \text{ [W/m}^2]$  que una sola lámpara nos brinda.

Al obtener el área bajo la curva en la zona de radiación UV de esta gráfica, se obtiene un total de  $63.02 \text{ [W/m}^2]$  de radiación UV, por lo que para tener un total irradiado de  $15 \text{ [kWh/m}^2]$  es necesario exponer el panel fotovoltaico a 237.94 horas, es decir, 9 días con 21 horas y 36 minutos. Es por eso que se puede concluir que este arreglo es más eficiente que el que se presentó en un principio, por lo que es el ideal para continuar con la prueba de preconditionamiento UV.

### 3.3 Pruebas iniciales paneles fotovoltaicos

Para poder obtener un punto de comparación después de haber realizado el preconditionamiento UV, es necesario realizar pruebas de medición de corriente y tensión a los paneles fotovoltaicos antes de ser expuestos al envejecimiento. Estas pruebas se realizan para conocer el comportamiento de los paneles, así como su potencia máxima, mediante la obtención de la curva tensión-corriente. Los paneles fotovoltaicos utilizados para la prueba de preconditionamiento UV son de silicio policristalino y cuentan con la siguiente gráfica teórica de tensión-corriente:

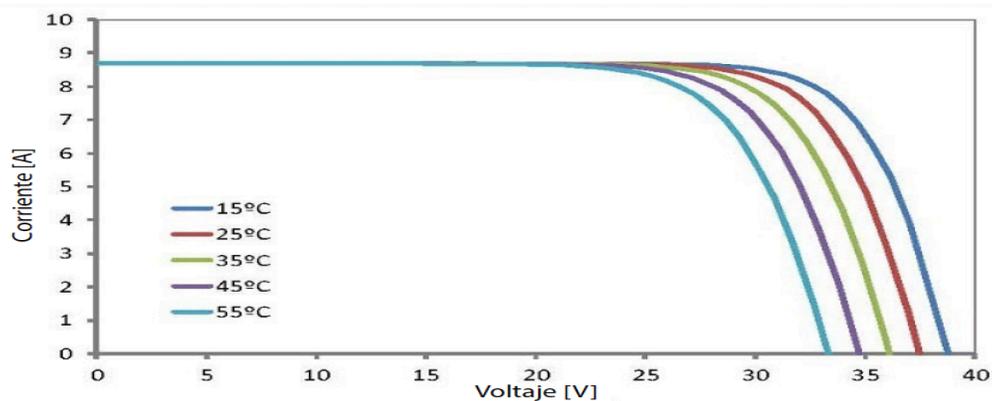


Fig. 36 Corriente-tensión para paneles fotovoltaicos policristalinos a diferentes temperaturas de operación

El primer paso para la realización de las pruebas es realizar una inspección visual de los paneles fotovoltaicos y constatar que no se tengan defectos que puedan poner en peligro la instalación y en consecuencia sufrir algún accidente, por lo tanto se tiene la siguiente bitácora, tomando en consideración los requerimientos de la norma IEC-61215:

Panel marcado con el número 2:

Componente	Estado			
Superficies externas	Bueno	Malo		
		Rotas	Dobladas	Desalineadas
	x			
Células	Bueno	Malo		
		Rotas	Agrietadas	Contacto
	x			
Conexiones Eléctricas	Bueno	Malo		
		Interconexiones defectuosas	Terminales defectuosas	Partes activas expuestas
	x			
Superficies Plásticas	Bueno	Malo		
		Rotas	Pegajosas	
	x			
Adhesión	Bueno	Malo		
	x			
Otros				
Observaciones	El panel se encuentra en buenas condiciones			

Panel marcado como roto:

Componente	Estado				
Superficies externas	Bueno	Malo			
		Rotas	Dobladas	Desalineadas	Rasgados
	x				
Células	Bueno	Malo			
		Rotas	Agrietadas	Contacto	
				Entre ellas	Con el marco
x					
Conexiones Eléctricas	Bueno	Malo			
		Interconexiones defectuosas	Terminales defectuosas	Partes activas expuestas	Uniones defectuosas
x					
Superficies Plásticas	Bueno	Malo			
		Rotas		Pegajosas	
x					
Adhesión	Bueno	Malo			
x					
Otros					
Observaciones	Cubierta de vidrio rota				



Fig. 37 Paneles fotovoltaicos que serán utilizados para pruebas de envejecimiento

Una vez realizada la inspección visual, se procede a realizar las pruebas de tensión-corriente, para esto, fue necesario la construcción de una carga variable, la cual permite drenar la corriente generada por el panel fotovoltaico, con lo que existirá un cambio en la tensión de salida.

Se contó con el apoyo del Ing. Rodolfo Federico Peters Lammel de la coordinación de Electrónica del Instituto de Ingeniería de la U.N.A.M. El circuito consta de 5 transistores los cuales se encargan de disipar la potencia que genera el panel, en forma de calor, por lo que éstos se encuentran montados en un disipador de calor. De igual forma, para poder variar la carga se cuenta con un potenciómetro conectado a un circuito, el cual se muestra a continuación:

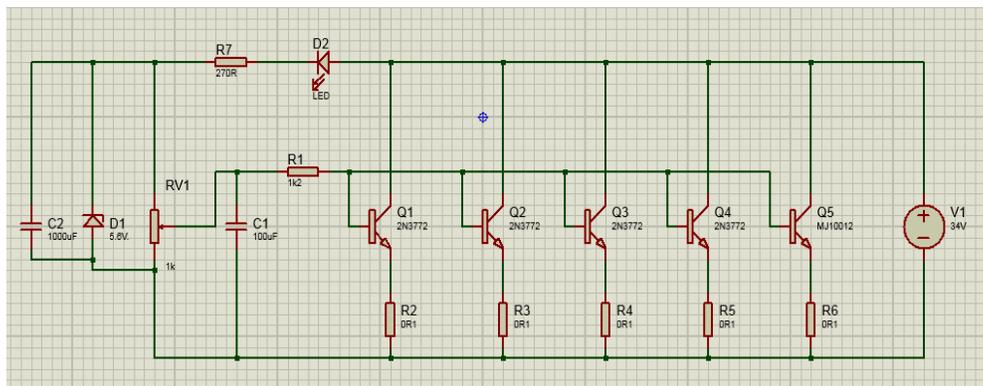


Fig. 38 Circuito carga variable

Físicamente la carga variable se construyó de la siguiente forma:

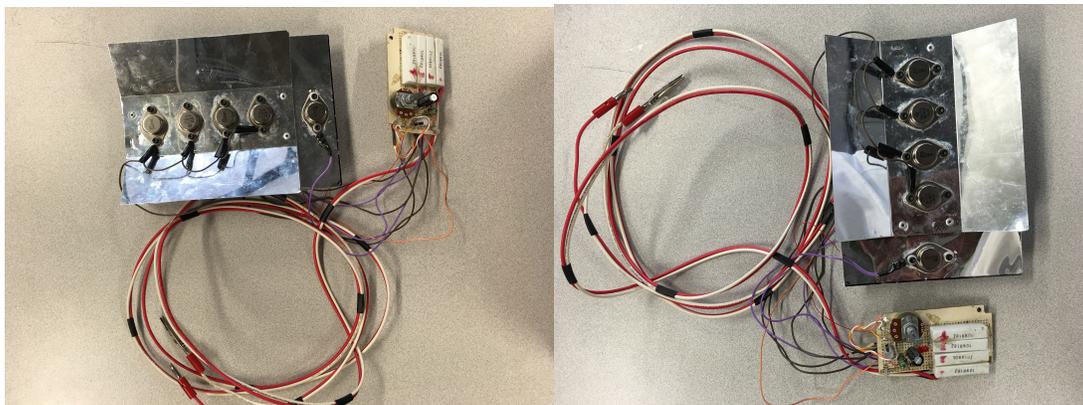


Fig. 39 Carga variable con disipador de calor

Los paneles fotovoltaicos son expuestos a la radiación solar, de tal forma que estos generen energía eléctrica. Primero es necesario realizar las mediciones de tensión de circuito abierto y de corriente de corto circuito, éstas se realizan sin la necesidad de conectar la carga variable. Una vez realizadas estas mediciones, se conecta la carga variable al panel fotovoltaico y ésta se va modificando con el fin de obtener las

diferentes lecturas de tensión y corriente que sufre el panel fotovoltaico al ser afectado por la carga. Junto con la realización de estas mediciones a los paneles fotovoltaicos, se realizan mediciones de irradiancia, para conocer la cantidad de energía que se está recibiendo por parte del Sol, así como de la temperatura de operación de las células fotovoltaicas, ya que son dos parámetros que influyen directamente en el desempeño del panel fotovoltaico.

Se utilizarán dos paneles fotovoltaicos para la prueba de preacondicionamiento UV. El primero de ellos se encuentra en óptimas condiciones de funcionamiento, mientras que el segundo cuenta con la cubierta de vidrio rota, esto debido a que anteriormente fueron realizadas pruebas en el túnel de viento, por la coordinación de estructuras y materiales del Instituto de Ingeniería.



**Fig. 40 Realización de pruebas a paneles fotovoltaicos**

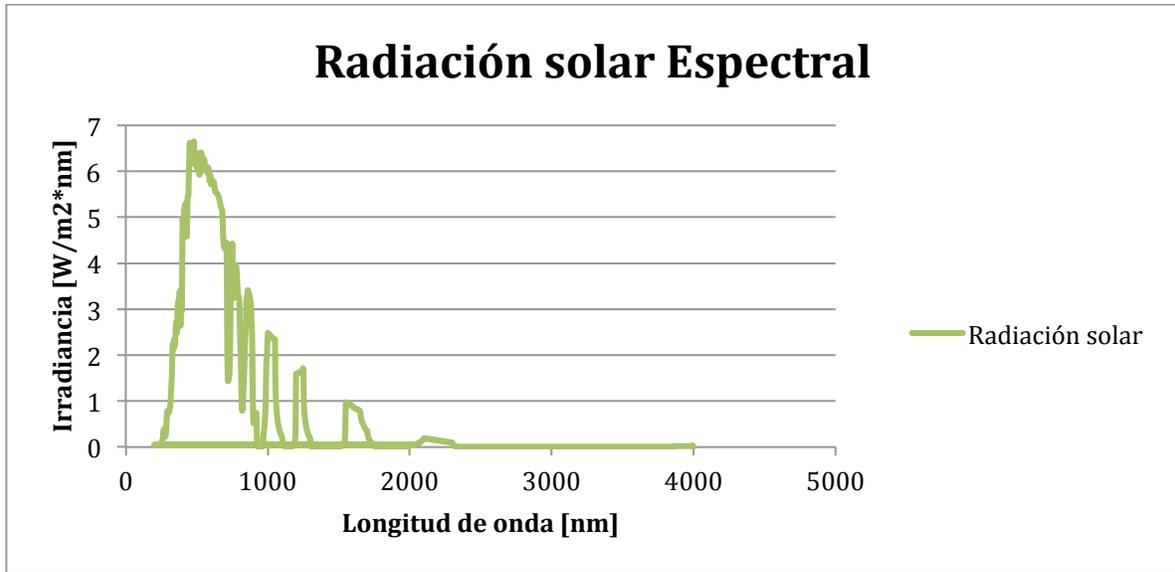
Una vez realizadas estas pruebas, se obtienen las siguientes tablas de resultados:

Panel 2	Vmax	33.81
Tensión [V]	Corriente [A]	Resistencia [Ohm]
0	7.7	Aproximadamente 0
5.46	7.45	5
5.46	7.42	9
5.45	7.47	25
5.49	7.44	110
5.47	7.46	230
5.48	7.46	440
5.47	7.51	526
5.48	7.55	752
5.58	7.95	990
5.46	8	1220
33.81	0	

Tabla 4 Caracterización panel fotovoltaico 2

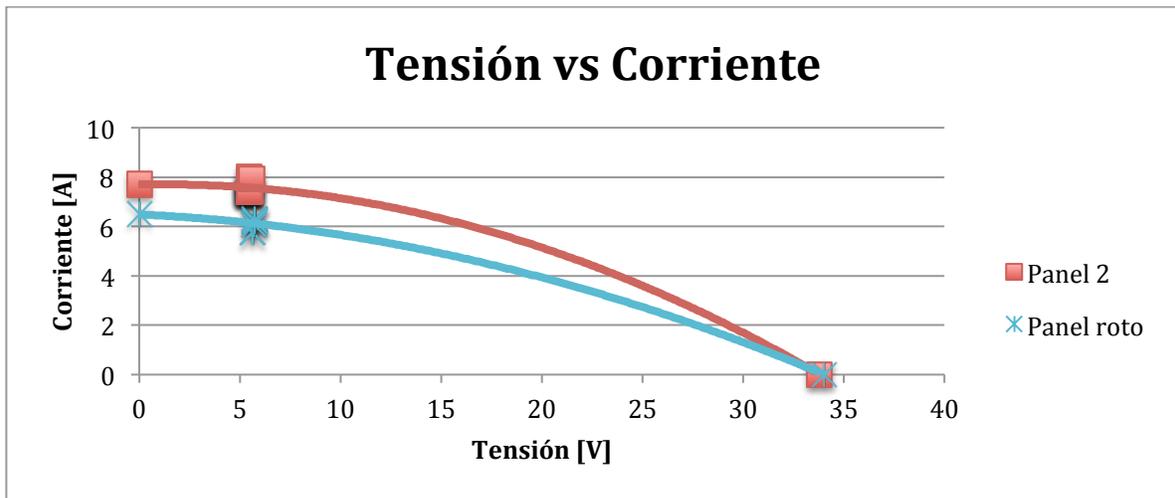
Panel roto	Vmax	34.03
Tensión [V]	Corriente [A]	Resistencia [Ohm]
0	6.5	Aproximadamente 0
5.69	6.07	3
5.63	5.75	5
5.62	5.76	13
5.71	6.08	19
5.72	6.22	85
5.72	6.32	162
5.73	6.28	229
5.75	6.3	477
5.76	6.22	757
5.76	6.23	1102
34.03	0	

Tabla 5 Caracterización panel fotovoltaico roto

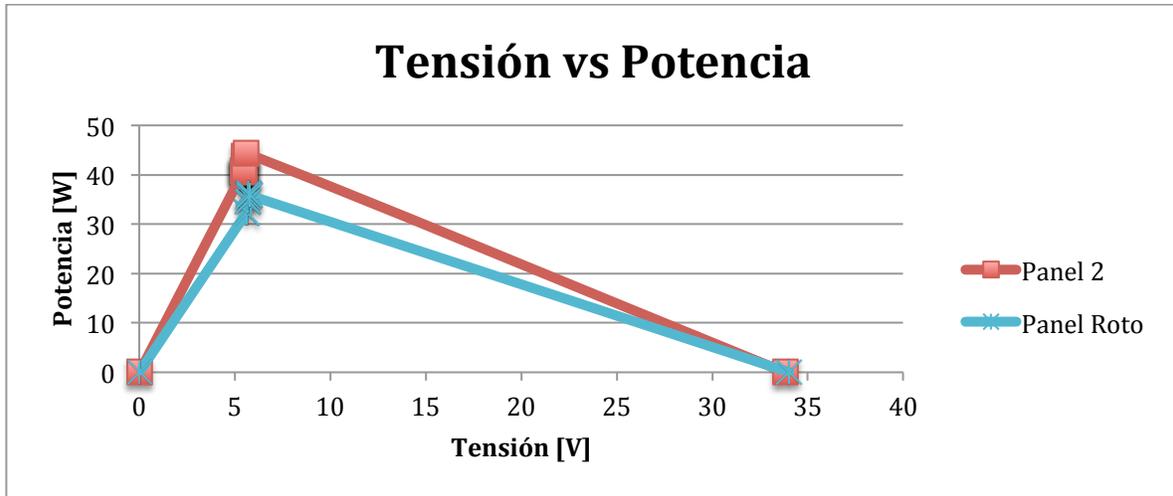


Gráfica 5 Radiación solar 04-02-2016

En la gráfica 5 se puede observar la radiación solar a la que fueron expuestos los paneles fotovoltaicos, obteniendo el área bajo la curva se tiene un total de 605.28  $[\text{W}/\text{m}^2]$ . Este dato es importante, ya que al momento de medir el rendimiento de los paneles fotovoltaicos después de haber realizado las pruebas de preacondicionamiento UV, es necesario que la radiación solar a la que son expuestos sea prácticamente la misma. Con los datos obtenidos de los paneles fotovoltaicos se obtienen las gráficas de tensión-corriente y tensión-potencia:



Gráfica 6 Curvas características paneles fotovoltaicos



Gráfica 7 Curva de tensión vs potencia paneles fotovoltaicos

La diferencia que existe entre los paneles que se encuentran en buenas condiciones y el panel que tiene la cubierta de vidrio rota es de 16.74%, por lo que se puede deducir que existe una afectación considerable debido a la cubierta rota del panel fotovoltaico. De igual forma se puede observar que existe una diferencia entre la gráfica proporcionada por el fabricante y la gráfica obtenida por medio de las mediciones utilizando la carga variable, esto debido a que para la realización de la gráfica teórica, el circuito se modela con diodos ideales, lo cual al momento de realizar las mediciones prácticas estas idealizaciones hacen notar su diferencia con el cambio en la curva de tensión-corriente.

Después de haber realizado las pruebas de preconditionamiento UV, volveremos a obtener estas gráficas con ayuda de la carga variable, para poder comparar y así definir la tasa de degradación que sufrieron los paneles fotovoltaicos debido a la Radiación UV.

### 3.4 Operación

Una vez determinadas todas las variables necesarias, el panel es colocado dentro de la estructura, para poder recibir la radiación durante el tiempo establecido (9 días, 21 horas con 36 minutos). Dentro de la cámara se ha colocado un sensor de temperatura, el cual ayudará a monitorear que no se rebasen los 60 [°C], debido a que controla un extractor de aire que es activado a partir de los 25 [°C], si esto no fuera suficiente, una alarma se activará al rebasar los 60 [°C] para dar aviso que es necesario el enfriamiento de la cámara.

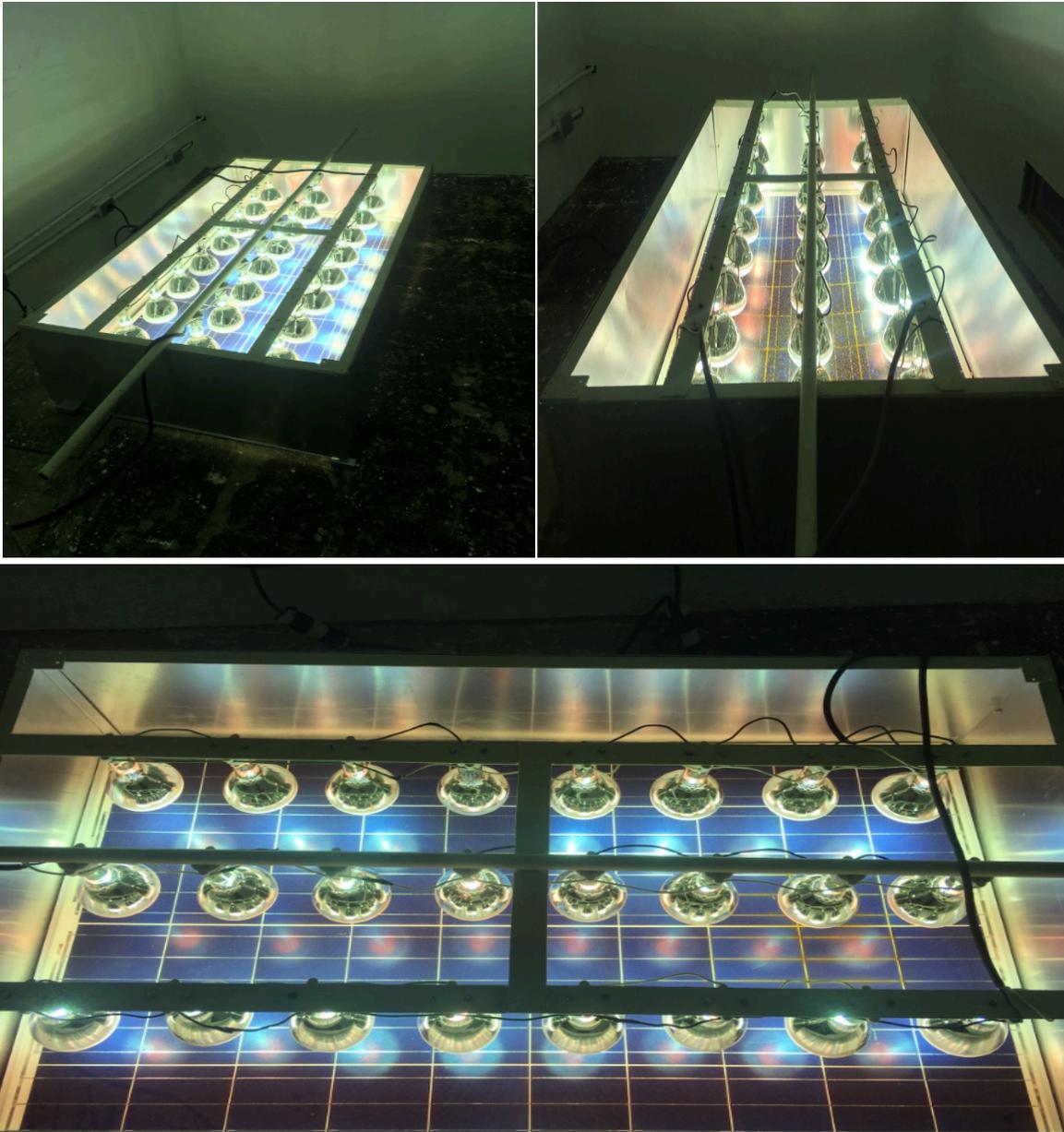


Fig. 41 Operación de la cámara de envejecimiento



**Fig. 42** Extractor de aire



**Fig. 43** PLC conectado al sensor de temperatura y extractor de aire

## Capítulo 4: Análisis de resultados

### 4.1 Inspección visual

Una vez que los paneles fotovoltaicos han sido expuestos a los 15 [kWh/m<sup>2</sup>] se realiza la inspección visual necesaria para verificar si existieron cambios físicos en el panel fotovoltaico.

El primer panel a evaluar es el panel con la etiqueta número dos, en el cual se puede observar lo siguiente:



Fig. 44 Panel 2 envejecido, parte frontal

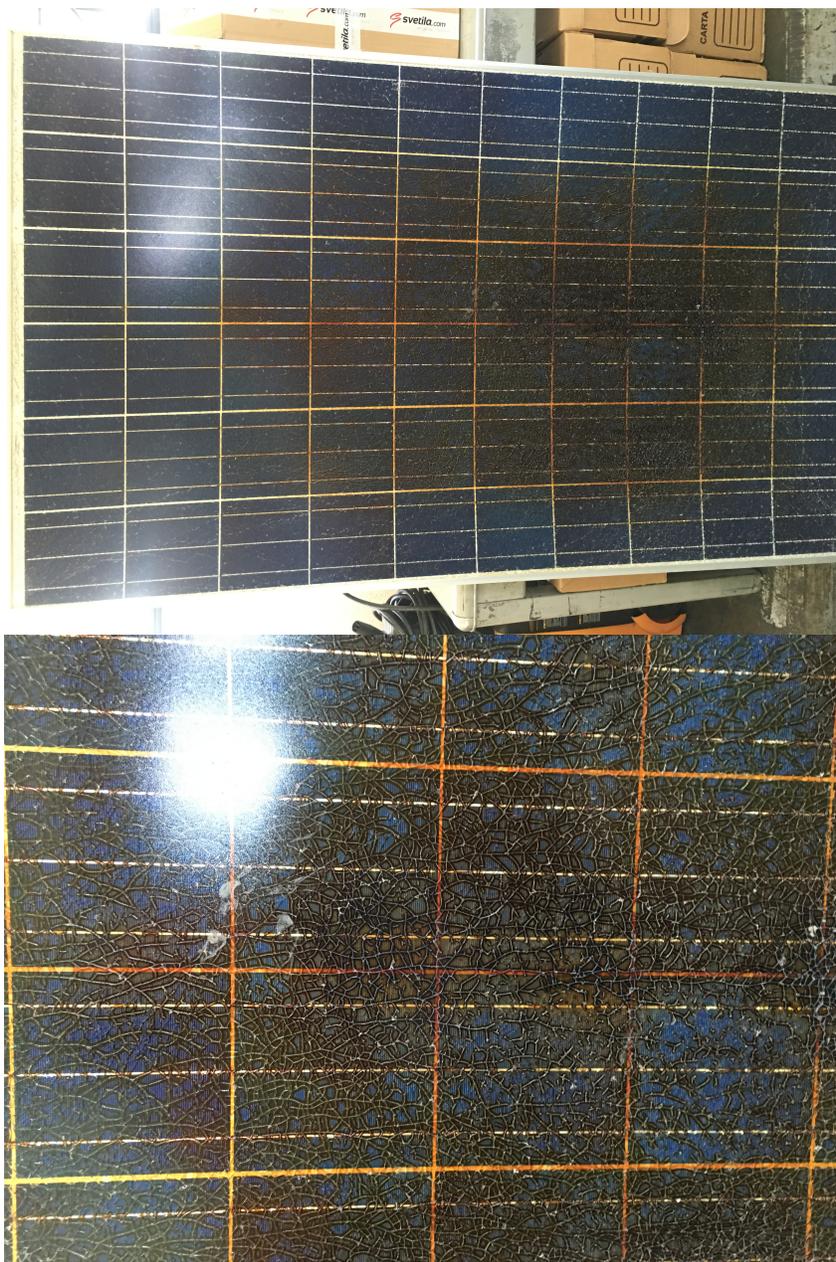
Como se puede observar en la figura 44, el panel fotovoltaico sufrió de un cambio de color por parte del encapsulante, tornándolo café, afectando de esta forma la transmitancia del mismo y en consecuencia, reduciendo la eficiencia eléctrica del panel fotovoltaico. Esta figura muestra la parte frontal del panel fotovoltaico, en cuanto a la parte posterior se cuenta con la siguiente imagen:



Fig. 45 Panel dos envejecido, parte posterior

En la figura 45, se puede observar que existe delaminación entre las celdas fotovoltaicas y el recubrimiento trasero, es decir, existe una separación entre estos dos materiales, lo que puede provocar entrada de humedad y por lo tanto corrosión o un corto circuito dentro del panel fotovoltaico.

A continuación, se muestra la imagen del panel fotovoltaico que tiene la cubierta de vidrio rota:



**Fig. 46 Panel roto envejecido, parte frontal**

En la figura 46 es posible observar el deterioro que sufrió el encapsulante del panel fotovoltaico. Al igual que el panel dos, este panel fotovoltaico sufrió un cambio de color, sin embargo, es más notorio y el área afectada es mucho mayor. Esto se debe a

la desventaja con la que el panel fotovoltaico roto contaba con un deterioro, ya que al estar la cubierta de vidrio rota, se tiene una menor protección tanto para el encapsulante como para la celda solar.



**Fig. 47 Panel roto envejecido, vista lateral**

En la figura 47 se muestra el panel roto envejecido desde una vista lateral, esto con el fin de mostrar que debido a la cubierta de vidrio rota se presenta un doblamiento en la parte central del panel, ya que no cuenta con la rigidez que el vidrio proporciona en los demás paneles fotovoltaicos.



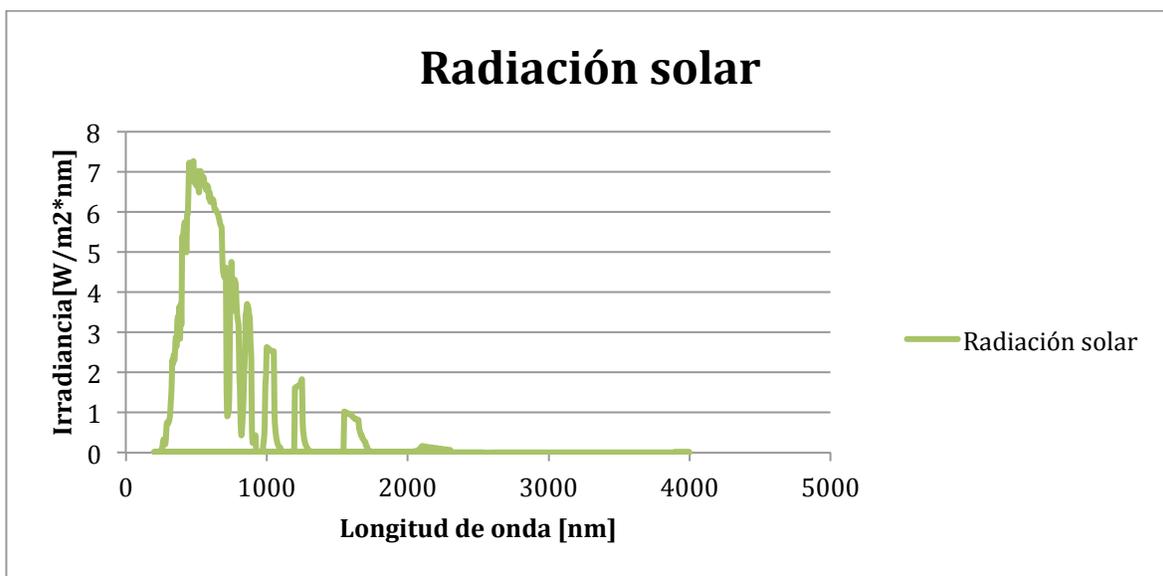
**Fig. 48 Panel roto envejecido, parte posterior**

Por último en la figura 48 se observa la parte posterior del panel, que cuenta con zonas pequeñas de delaminación y con grietas a lo largo del panel fotovoltaico. Estas

fallas en la cubierta posterior pueden ocasionar, al igual que con el panel dos, entrada de humedad y por lo tanto fallas en el funcionamiento del panel fotovoltaico.

## 4.2 Pruebas finales a los paneles fotovoltaicos

Las pruebas para determinar el desempeño de los paneles fotovoltaicos una vez expuestos a la fuente de radiación UV se realizaron el día 4 de agosto de 2016, bajo las siguientes condiciones de radiación solar:



Gráfica 8 Radiación solar 04-08-2016

Obteniendo el área bajo la curva de la gráfica 8, el resultado es de 629.5 [W/m<sup>2</sup>], una diferencia de tan solo 24.5 [W/m<sup>2</sup>] con respecto a las pruebas iniciales realizadas el 4 de febrero de 2016, por lo que cantidad de energía que se recibe por parte del Sol es muy similar.

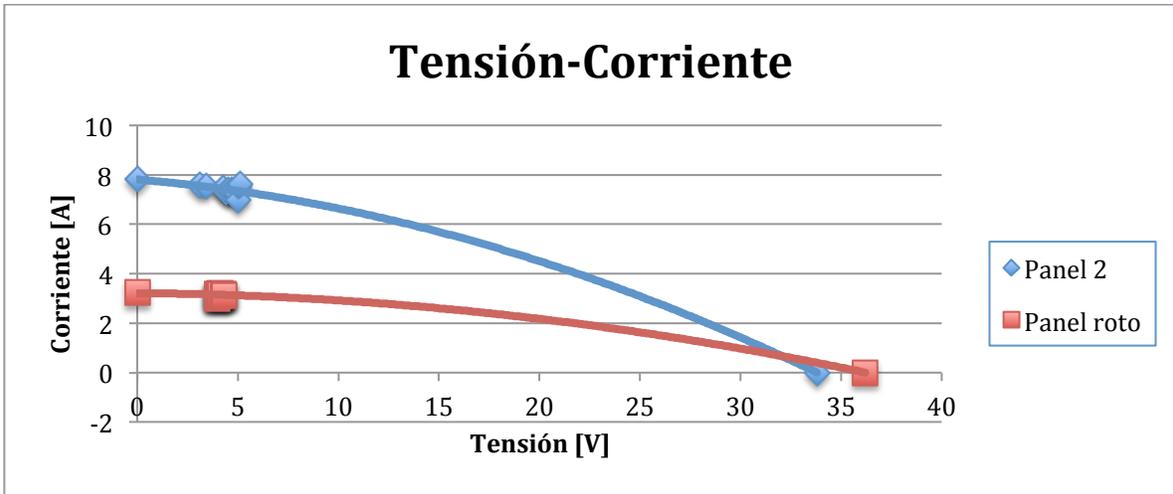
Las pruebas para obtener la curva de tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos, se realizan de la misma manera que el capítulo pasado, utilizando la carga variable, obteniendo los siguientes resultados:

Panel 2	Vmax	33.8
Tensión [V]	Corriente [A]	Resistencia [Ohm]
0	7.8	Aproximadamente 0
3.1	8.38	0.92
3.42	8.35	8
4.4	8.13	222
4.28	8.27	300
5.02	7.8	230
4.98	8.11	440
5.1	8.15	526
5.04	8.14	752
4.7	8.18	990
4.5	8.2	1220

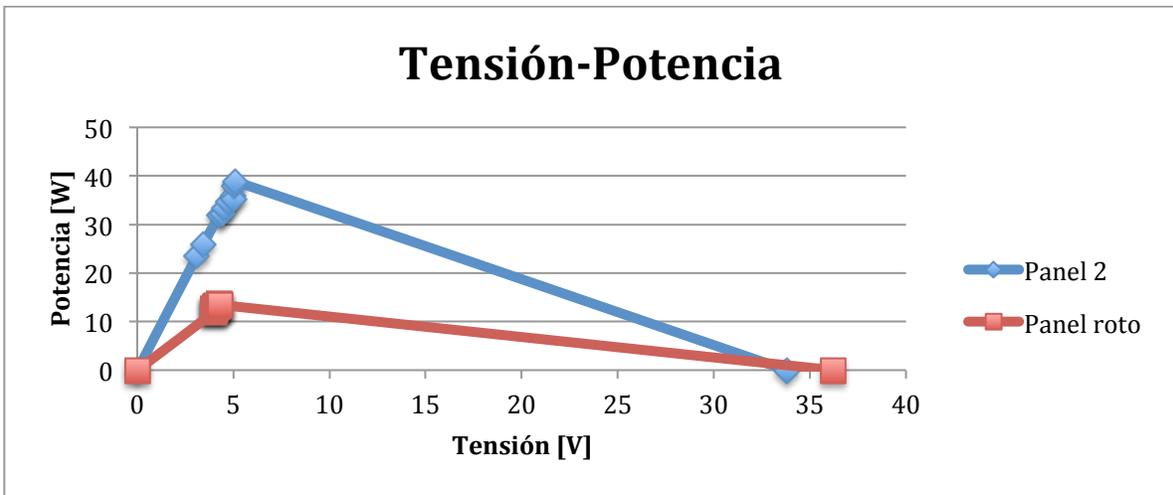
Tabla 6 Resultados pruebas panel 2

Panel roto	Vmax	36.2
Tensión [V]	Corriente [A]	Resistencia [Ohm]
0	3.22	Aproximadamente 0
4.27	3.18	3
4.28	3.17	5
4.31	3.12	13
4.14	3.18	19
4	3.15	85
3.98	3	162
4.06	3.11	229
4.11	3.21	477
4.09	3.19	757
4	3.17	1102

Tabla 7 Resultados pruebas panel roto

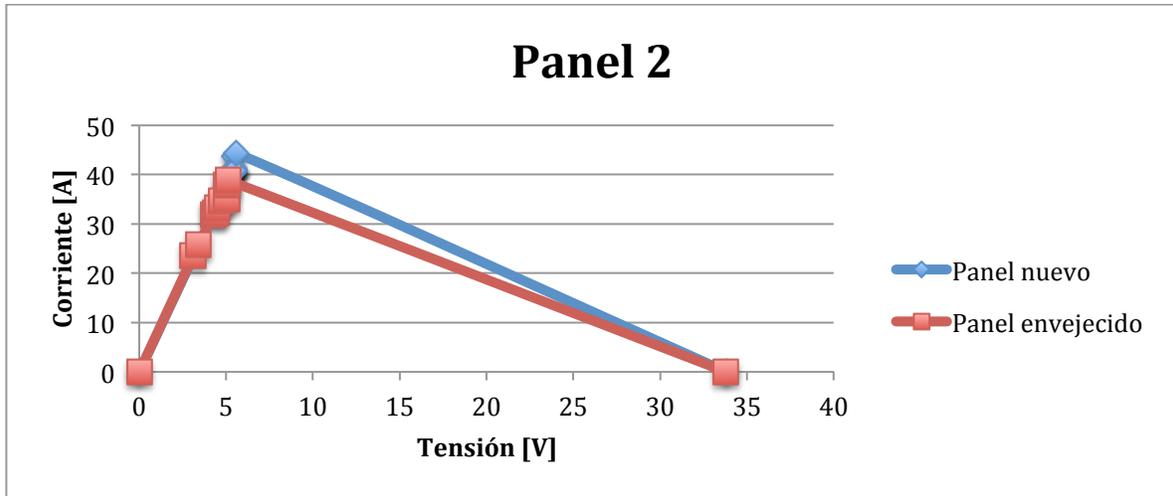


Gráfica 9 Curvas tensión-corriente



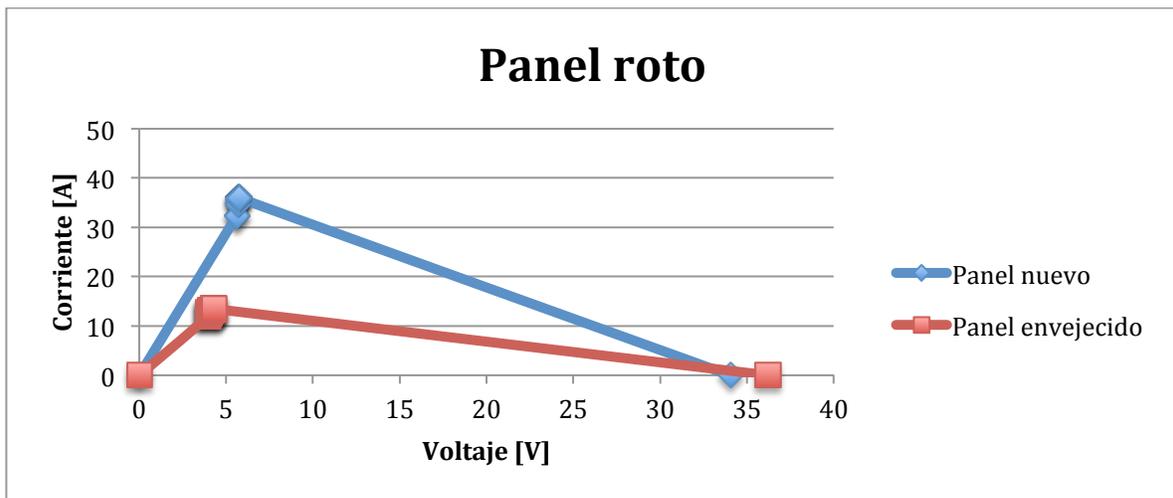
Gráfica 10 Curvas tensión-potencia

En un inicio es posible observar como el panel roto tiene una caída en la potencia mayor que el panel número dos. A continuación se muestran las gráficas de tensión-potencia cuando el panel es nuevo y una vez que se ha envejecido.



Gráfica 11 Diferencia en la potencia de salida del panel 2

Como se puede observar en la gráfica 11, la pérdida de potencia que se da en el panel número dos es baja, exactamente del 12.4% del valor original, sin embargo, la norma establece que la pérdida de potencia ha de ser menor al 5% de la potencia inicial, por lo que se concluye que el panel fotovoltaico incumple con las condiciones que establece la norma IEC - 61215 en cuanto a la potencia de salida y defectos visuales.



Gráfica 12 Diferencia en la potencia de salida del panel roto

La gráfica 12 muestra la diferencia en la salida de potencia del panel roto, la cual es de 62.5%. De igual forma, los efectos visibles son mucho mayores que en el caso anterior, pues el encapsulante se ha deteriorado demasiado y el color que muestra es el de un café oscuro y se encuentra una pérdida de la rigidez en el centro del panel fotovoltaico. Esta diferencia es más grande comparada con la del panel 2, debido a la desventaja con la que se contaba desde un principio. Al igual que el panel 2, este panel fotovoltaico no cumple con las condiciones establecidas por la norma internacional, por lo que se puede concluir que la vida útil de los paneles fotovoltaicos es inferior a los 25 años, tomando en cuenta la norma internacional.

Sin embargo, los textos que se han escrito con relación a la tasa de degradación<sup>12</sup>, coinciden en considerar que un panel fotovoltaico ha terminado su vida útil, cuando éste pierde al menos el 20% de la potencia inicial. Con base en esto, se puede decir que el panel 2 se encuentra aún con suficiente potencia para poder considerar que es funcional. En el caso del panel fotovoltaico con la cubierta de vidrio rota, se ha perdido tres veces más del 20% de la potencia inicial, por lo que en este caso también se descarta que pueda seguir teniendo una vida útil, pues la puesta en marcha de éste significaría un alto riesgo para la instalación.

## CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

En el presente trabajo se diseñó, construyó y operó una cámara de envejecimiento, la cual cuenta con una fuente de radiación ultravioleta que sirvió para simular la exposición al Sol de paneles fotovoltaicos por 25 años, con base en la norma del Comité Internacional de Electrotecnia IEC – 61215, las consideraciones de esta norma para determinar la radiación que un panel fotovoltaico recibe en 25 años fueron realizadas con base en condiciones atmosféricas en países europeos, las cuales son menores que en zonas más cercanas al Ecuador.

En el caso específico de la Ciudad de México, además de encontrarse en una zona con alto potencial solar, cuenta con una altitud de 2,250 metros sobre el nivel del mar, lo que incrementa el valor de radiación ultravioleta que recibimos, pues como se explicó en capítulos anteriores, a mayor altitud existe un aumento en la radiación UV.

La importancia de este estudio residió en evaluar los paneles fotovoltaicos con el fin de conocer el comportamiento de éstos a lo largo de su vida útil e identificar los materiales que son susceptibles a degradación por radiación UV, generando pérdidas en la potencia generada. Una vez identificadas estas variables, es posible proporcionar esta información a los fabricantes con el fin de trabajar en la mejora de los materiales para lograr un desempeño óptimo de los paneles fotovoltaicos sometidos a las pruebas de envejecimiento, lo cual se traduce en una vida útil más larga y por lo tanto se generarán mayores ganancias.

Dos paneles fotovoltaicos fueron puestos a prueba, ambos son del mismo fabricante y el mismo modelo, sin embargo, uno contaba con una desventaja inicial, el vidrio protector frontal se encontraba estrellado. Esta desventaja fue clave para conocer si existirían mayores afectaciones al panel fotovoltaico debido a su exposición a la radiación solar.

El primer panel, que se encontraba en óptimas condiciones, sufrió una caída de potencia de aproximadamente un 12%, mientras que el panel que contaba con el vidrio estrellado, sufrió una caída de potencia de 62.5%; se puede observar que esta desventaja influyó en el rendimiento del panel fotovoltaico. Por lo tanto, se puede concluir que ninguno de los dos paneles fotovoltaicos superan las condiciones que establece la normal IEC – 61215.

El resultado obtenido en esta prueba fue puntual, pues únicamente se midió la potencia de salida al terminar la prueba, sin embargo, es posible realizar una adaptación a la cámara de envejecimiento con el fin de medir en todo momento la potencia eléctrica que los paneles fotovoltaicos están generando y de esta forma lograr conocer como es la tasa de degradación del panel fotovoltaico en todo momento y si es que ésta se realiza de una manera lineal, exponencial, polinomial o escalonada.

Este estudio sirvió para concluir que en la construcción de un concentrador solar, el tipo de material que se necesita utilizar dependerá totalmente del tipo de aplicación que se le desea dar. En el caso de la lámina 4270KKS, el fabricante señala que son para uso en aplicaciones fotovoltaicas, logrando construir concentradores que ayudarán a reflejar el espectro visible de la radiación solar para generar energía eléctrica con

mayor eficiencia, sin embargo, estas láminas no reflejan la radiación ultravioleta, evitando que los paneles fotovoltaicos sufran una mayor exposición a esta radiación y por lo tanto, una mayor degradación de éstos. Para la aplicación de la cámara de envejecimiento se requiere aumentar la radiación ultravioleta, por lo que las láminas 4270KKS no son óptimas, resultando mejor material las láminas de aluminio, las cuales reflejan en un 90% la radiación UV.

En conclusión, la cámara de envejecimiento cuenta con las condiciones necesarias para poder exponer paneles fotovoltaicos a la radiación UV, la cual es la responsable de la degradación sufrida en estos sistemas. Gracias a la construcción de la cámara de envejecimiento es posible conocer el desempeño de diferentes marcas de paneles fotovoltaicos y poder determinar cuál de ellos es el más apto para cada región, dependiendo de la cantidad de radiación ultravioleta que llegue. Esta información abre nuevas líneas de investigación para la selección de los materiales utilizados en la fabricación de los paneles fotovoltaicos.

# Bibliografía

1. Earth Science Communications Team (2016). Global Climate Change. California, EU. Recuperado de: <http://climate.nasa.gov/evidence/> [Fecha de consulta: 12/enero/2016].
2. Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa (2016). IX. EINSTEIN Y EL EFECTO FOTOELÉCTRICO. Ciudad de México, México. Recuperado de: [http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/19/htm/sec\\_12.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/19/htm/sec_12.htm) [Fecha de consulta: 15/enero/2016].
3. Facultad de Ingeniería (2016). El potencial de la radiación solar. Ciudad de México, México. Recuperado de: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/277/A5.pdf?sequence=5> [Fecha de consulta: 13/enero/2016].
4. Poliskie, M., (2011), *Solar Module Packaging*, Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL, EU, 214 pp.
5. Quiñones, L (Octubre, 2014). Medición del recurso solar. XXXVIII Semana Nacional de Energía Solar. Asociación Nacional de Energía Solar. Universidad Tecnológica de San Juan del Río, Querétaro.
6. Almanza, R., Arboit, M., Barón, J., Hernández, V., Lentz, A., Mesa, Alejandro., Morillón, D., Quiñones, L., De Rosa, C., Rosas, J., Santiago, L., Scollo, L. & Valdez, P. (2010). *Modernización de la Estación Meteorológica de la Planta Solar del Instituto de Ingeniería*. Series del Instituto de Ingeniería, SID/665, IIUNAM, 228 pp.
7. Sanz, J., Navas, L., Rey, M., & Correa, A (2009), *Fundamentos de energía solar fotovoltaica para los grados de titulaciones científico-técnicas*, Universidad Europea Miguel de Cervantes, Servicio de Publicaciones, Studium, Valladolid, España, 135 pp.
8. Sánchez, M. (2008), *Energía solar fotovoltaica*, Limusa, Ciudad de México, México, 316 pp.
9. Universidad de Jaén (2004). WEB CURSOLAR. Jaén, España. Recuperado de: [https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home\\_main\\_frame/03\\_celula/01\\_basico/3\\_celula\\_05.htm](https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_05.htm) [Fecha de consulta: 14/febrero/2016].
10. Treble, F. (1991), *Generating Electricity from the Sun*, Pergamon Press, Farnborough, Reino Unido, 293 pp.

11. Pérez, D. (2007). Procedimiento de Mantenimiento y Calibración de Estación Radiométrica. Universidad de Sevilla, Sevilla, España. Recuperado de:<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4443/fichero/Memoria+PFC%252F3.pdf> [Fecha de consulta: 15/febrero/2016].
12. Jordan, D. & Kurtz, R. (2011), Photovoltaic Degradation Rates - an Analytical Review. *Progress in Photovoltaics*, **21**(1), 12-29.
13. Koehl, M., Philipp, L., Lenck, N. & Zundel, M. (2009). Development and Application of a UV Light Source for PV-Module Testing. Friburgo, Alemania. Recuperado de:  
[https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/konferenzbeitraege/2009/24th-european-photovoltaic-solar-energy-conference-and-exhibition-hamburg-germany/koehl\\_development-and-application.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/konferenzbeitraege/2009/24th-european-photovoltaic-solar-energy-conference-and-exhibition-hamburg-germany/koehl_development-and-application.pdf) [Fecha de consulta: 24/febrero/2016].
14. Agredano, J. (2008), *Tecnología Fotovoltaica*, Boletín IIE, 22008, Instituto de Investigaciones Eléctricas. Ciudad de México, México, 64 pp.
15. Perlin, J. (2008). A History of Photovoltaics. California, EU. Recuperado de:  
<http://www.usc.edu/org/edisonchallenge/2008/ws1/A%20History%20of%20Photovoltaics.pdf> [Fecha de consulta: 1/marzo/2016].
16. Privat, A. (1880), *Elementary Treatise on Natural Philosophy*, Blackie & Son, Londres, Reino Unido, 1173 pp.
17. Winston, R., Miñano, J. & Benítez, P. (2005), *Nonimaging Optics*, Elsevier Academic Press, Londres, Reino Unido, 497 pp.
18. Meinel, A. & Meinel, M. (1982), *Aplicaciones de la energía solar*, Reverte, Barcelona, España, 699 pp.
19. Comisión Electrotécnica Internacional (2005). Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para uso terrestre. *Cualificación del diseño y homologación. IEC-61215*. Ginebra, Suiza, 48 pp.
20. Linden, L., Bottaro, D., Moskowitz, J. & Ocasio, W. (1977), The solar photovoltaics industry: the status and evolution of the technology and institutions. *M.I.T. energy laboratory*, Massachusetts, EU, 126 pp.
21. Portela, R. (2008), Eliminación fotocatalítica de H<sub>2</sub>S en aire mediante TiO<sub>2</sub> soportado sobre sustratos transparentes en el UV-A, tesis de doctorado, *Universidad de Santiago de Compostela*. Santiago de Compostela, España, 190 pp.

22. Toguna, S de R.L. de C.V. (2015), Aura Solar I, *Mexico Energy & Sustainability Review*,192-193
23. Quiñones, A. & Almanza, R. (2013), Modeling Ultraviolet Radiation for Mexican Conditions. *Energy Procedia*, **57**(1), 1220-1226.
24. Almanza, R. (2008), Energía y cambio climático: Energías renovables, *Instituto de Ingeniería, U.N.A.M.*, Serie Docencia, SD/52, México, DF, 58 pp.