



Programa de la asignatura:

# Tecnologías fotovoltaicas

## U2

Tecnología fotovoltaica comercial





## Índice

Presentación de la unidad .....	3
Competencia específica .....	4
Propósitos .....	4
2.1. Tecnología fotovoltaica.....	5
2.1.1. Tecnología de silicio cristalino.....	6
2.1.2. Tecnología de película delgada.....	12
2.2. Inversores.....	25
2.2.1. ¿Qué es un inversor?.....	25
2.2.2. Funcionamiento.....	26
2.2.3. Clasificación de los inversores .....	27
2.3. Baterías.....	36
2.3.1. Concepto de batería.....	36
2.3.2. Funcionamiento.....	40
2.3.3. Clasificación del tipo de baterías.....	45
2.4. Controlador de carga y energía .....	53
2.4.1. Concepto de controlador de carga y energía .....	53
2.4.2. Funcionamiento.....	55
2.5. Bombas .....	60
2.5.1. ¿Qué es una bomba? .....	60
2.5.2. Tipos de bombas.....	66
2.6. Estructuras .....	71
2.6.1. Estructuras fijas.....	72
2.6.2. Seguidor solar .....	76
Cierre de la unidad.....	79
Para saber más .....	80
Fuentes de consulta .....	82



## Presentación de la unidad



En esta unidad se estudiarán los diferentes componentes que forman la estructura básica de un sistema fotovoltaico, así como la función que tienen estos equipos dentro de la implementación de un sistema fotovoltaico (SFV).

En la unidad anterior estudiaste el efecto fotovoltaico, los dispositivos en los que se lleva a cabo este fenómeno y sus principales características, tanto eléctricas como mecánicas.

En esta unidad estudiarás el proceso de fabricación de las celdas solares y MFV, además de la oferta comercial que se tiene de ellas. Por otra parte, también se presentará el funcionamiento y las características de los elementos que forman un SFV (inversores, controladores de carga, baterías, etc.) y, al igual que con los MFV, conocerás la oferta comercial que se tiene para cada uno de los componentes.



## Competencia específica



### Unidad 2

**Elabora** una base de datos de la tecnología de aplicaciones fotovoltaicas para dimensionar un sistema fotovoltaico mediante el análisis de sus parámetros eléctricos.

## Propósitos

1

**Identificar** las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos, así como su proceso de fabricación y las opciones comerciales que actualmente existen.

2

**Identificar** los componentes que intervienen en un sistema fotovoltaico.

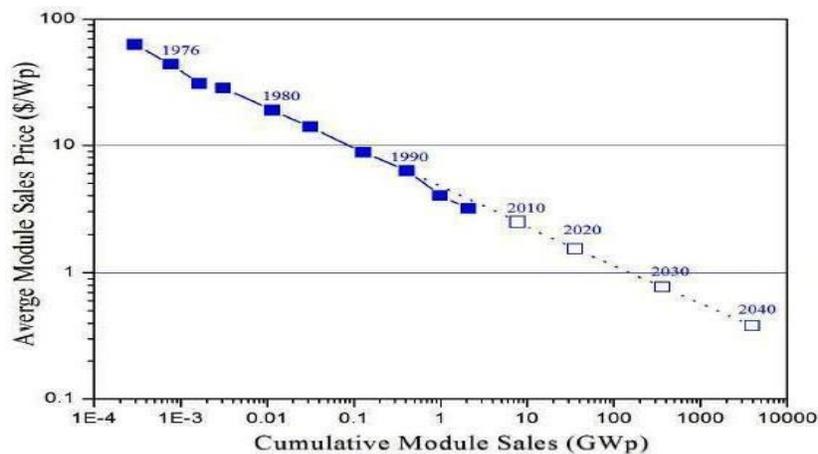
3

**Identificar** el funcionamiento de cada uno de los componentes que forman el SFV y las características principales que se deben considerar en su elección.



## 2.1. Tecnología fotovoltaica

En un principio, las celdas solares eran muy caras; por ejemplo, el *watt-pico* costaba alrededor de cientos de dólares. En la actualidad, estos costos se han reducido considerablemente, tal como se puede observar en la figura siguiente. En México, el precio de los módulos fluctúa entre los 2.00 a 4.00 dólares por Wp y de 4.00 a 6.00 dólares, aproximadamente, por Wp instalado. Para módulos mayores (de 100 Wp) se tienen costos a nivel internacional de \$1.10 para silicio monocristalino, \$1.06 para silicio policristalino y \$0.86 para módulos de película delgada.



Comportamiento histórico de precios de venta de módulos fotovoltaicos.

Fuente: tomado de [www.solarbuzz.com](http://www.solarbuzz.com)

Esto dio la oportunidad de investigar nuevos materiales que redujeran los costos de las celdas fotovoltaicas. En las últimas dos décadas, tanto en el ámbito industrial como en el académico, se ha observado un fuerte desarrollo tecnológico en el área de la conversión fotovoltaica. De esta manera, de ser considerada una fuente de energía cara, la tecnología fotovoltaica ha encontrado un escenario práctico, transformándose en fuente de energía común, con un amplio rango de aplicaciones.

El mercado actual de módulos fotovoltaicos está dominado por las celdas solares de silicio cristalino con un 91% de la producción mundial. La permanencia y éxito de éste semiconductor se debe a que su tecnología de elaboración es muy conocida y, aunque cara, es una tecnología madura y confiable. El x-Si puede fabricarse en dos configuraciones cristalinas: monocristal (m-Si) y policristal (p-Si), siendo el primero el material base de la industria de la microelectrónica con costos de fabricación más altos



que los del p-Si. A nivel laboratorio, la más alta eficiencia de conversión a la que se ha llegado es de 25.0% con m-Si y de 20.5% para p-Si (M.A.Green, 2010).

Por otra parte, gracias al avance en la tecnología de fabricación de semiconductores en película delgada, actualmente se cuenta con una amplia variedad de dichos materiales, que han sido considerados, con base a sus características ópticas y eléctricas, como buenos candidatos para formar una celda solar. Entre estos, el que ha recibido un fuerte impulso en la investigación y desarrollo tecnológico es el silicio amorfo hidrogenado (a-Si). En consecuencia, se han desarrollado celdas a nivel experimental y comercial basadas en a-Si. Su proceso de producción es más barato en comparación con el silicio cristalino, sin embargo, su eficiencia es menor con valores máximos del 10.1% para una unión simple y de hasta 11.7% para una triple unión. A nivel comercial, la eficiencia para una triple unión apenas llega al 10.4%. El inconveniente de éste material es la degradación ocasionada por el efecto Staebler-Wronski, sin embargo, la compañía United Solar Ovonic ha elaborado celdas de triple unión a nivel experimental con eficiencias estables del 13% (UNISOLAR). Las eficiencias para productos comerciales oscilan desde el 5% para celdas doble unión, hasta el 10.4% para celdas triple unión. El uso de estas celdas solares es muy común, ya que se les puede encontrar en relojes, calculadoras, sistemas de señalización y hasta módulos con 64 watts de potencia, con garantía de fábrica por 20 años y con los que se puede dimensionar sistemas de potencia.

Otros compuestos semiconductores en película delgada que han sido considerados para aplicaciones fotovoltaicas son: el telurio de cadmio (CdTe), el cobre-Indio-Galio Selenio (CIGS) y el  $\text{CuInSe}_2$ . Las celdas solares elaboradas con estos compuestos presentan grandes expectativas de aplicación comercial, porque las eficiencias experimentales son del orden de 16.8%, 18.8%, y 13%, respectivamente. Las tres tecnologías están disponibles comercialmente, aunque con eficiencias menores a las experimentales (10.9%, 13.8%, y 9%, respectivamente) y, aparentemente, satisfacen la combinación requerida de bajo costo y eficiencia de conversión aceptable.

Actualmente se está desarrollando, innovando y evolucionando, con otros materiales, una tercera generación de celdas fotovoltaicas; entre ellas, se tienen: celdas solares basadas en materiales nano-estructurados, celdas solares foto electroquímicas y celdas solares poliméricas.

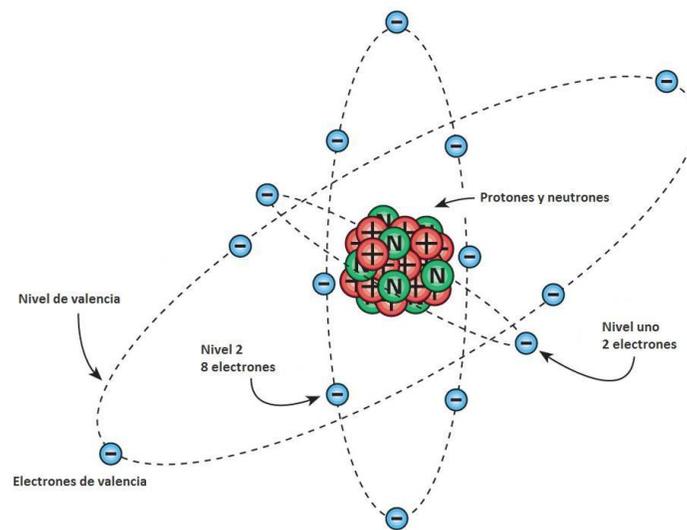
### 2.1.1. Tecnología de silicio cristalino

El elemento base para la elaboración de celdas fotovoltaicas es el silicio, debido a que es un elemento muy abundante y se encuentra en la corteza terrestre. El silicio puro ha sido muy utilizado en la ingeniería de la microelectrónica en la fabricación de chips,



transistores, etc. Las celdas de silicio cristalino están hechas de átomos de silicio unidos entre sí para formar una red cristalina.

Como se sabe, toda materia está compuesta de átomos y un átomo de silicio tiene 14 electrones, de los cuales solo cuatro electrones pueden interactuar con otros átomos para formar otras estructuras. Estos cuatro electrones son llamados electrones de valencia y juegan un papel importante en el efecto fotoeléctrico. En la siguiente figura se presenta un átomo de silicio; como se puede advertir, los electrones de valencia son los que se encuentran en el nivel de mayor energía; estos electrones pueden ser cedidos o aceptar electrones de otros átomos.



Estructura de un átomo de silicio.

Fuente: tomado de <http://www.homepower.com/articles/solar-electricity/equipment-products/peek-inside-pv-cell>

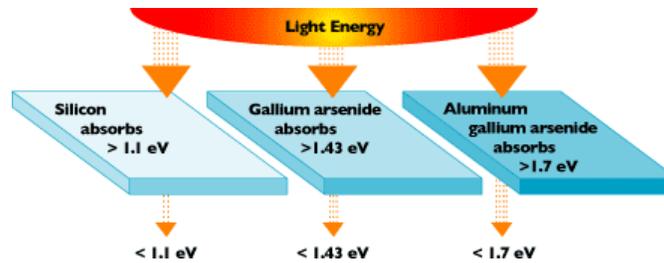
Para formar una red cristalina, cada átomo de silicio comparte uno de sus cuatro electrones de valencia con cada uno de los cuatro de los átomos de silicio vecinos a través de un enlace covalente.

### Brecha de energía

La brecha de energía es la cantidad de energía requerida por un electrón para romper su enlace covalente y quedar libre para conducirse dentro del material. Cuando la luz incide sobre el material de silicio cristalino, los electrones pueden ser liberados. Para esto la energía de un fotón debe ser igual que la energía de la banda prohibida (brecha de energía). Sin embargo, si la energía del fotón es mayor a la brecha de energía, ésta se disipará en forma de calor al liberar los electrones.



El silicio cristalino tiene una brecha de energía de 1,1 electrón-volt (eV). Un electrón volt es la energía adquirida por un electrón cuando pasa a través de un potencial de 1 volt en el vacío. La energía de los fotones de la luz solar varía en función de las longitudes de onda de la luz. Los rayos ultravioletas, cubren un rango de 0.5 eV a aproximadamente 2.9 eV. La luz roja 1.7 eV, la luz azul 2.7 eV. En la siguiente imagen se presentan los valores de brecha de energía de algunos materiales.



Brecha de energía de diferentes materiales.

Fuente: tomado de [http://www.eere.energy.gov/basics/renewable\\_energy/crystalline\\_silicon.html](http://www.eere.energy.gov/basics/renewable_energy/crystalline_silicon.html)

Las obleas que se utilizan en la fabricación de una celda tienen, regularmente, un espesor de 150-200 micras. El silicio cristalino puede ser de dos formas: monocristalino o policristalino; la diferencia entre ellos es, básicamente, el tamaño de los cristales interiores de cada una de sus estructuras. Las dos obleas se obtienen a partir de lingotes y su proceso de cristalización, en ambos casos, es muy costoso debido a las grandes cantidades de energía que se consumen. Otra técnica de crecimiento de silicio es la de cinta o ribbon, en la cual se cristaliza el silicio directamente en láminas de las que posteriormente pueden cortarse obleas.

En nuestros días, existen varios tipos de materiales monocristalino y policristalino usados en la fabricación de celdas solares. Estos materiales se pueden clasificar de acuerdo con su tamaño estructural. En la tabla que se muestra a continuación se presenta una clasificación de dichos materiales (Fonash, 2010):

Clasificación de material según su tipo de estructura.

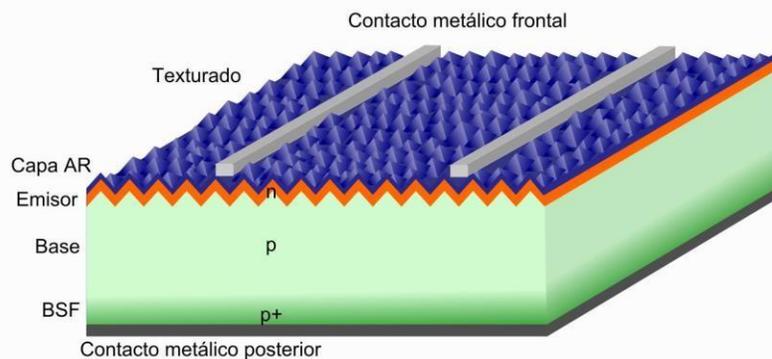
Fuente: tomado de (Fonash, 2010).

Tipo de material	Tamaño de la región de simple cristal
Nano partícula	Tamaño de la partícula <100. Puede ser monocristal, policristal o amorfo
Material nanocristalino (nc)	Compuesto de un simple cristal, tamaño del grano de 100 nm cada una
Material microcristalino ( $\mu$ C)	Granos e simple cristal <1000 $\mu$ m a 100 nm
Material multicristalino	Grano de simple cristal >1 mm



(mc) o semi-cristal	
Material simple cristal	No hay granos ni límites

La estructura más común de una celda de c-Si es la que se muestra en la siguiente figura. Como se puede observar, se tiene una oblea de silicio cristalino tipo p (silicio dopado con boro), la cual se utiliza para maximizar la captación de luz. Sobre ella se encuentra una unión p-n para formar una estructura tipo n (dopado con fósforo). En la parte frontal se tiene un antirreflejante, el cual ayuda a disminuir la recombinación superficial. Los contactos metálicos son aplicados mediante serigrafía. En la parte frontal, el contacto se coloca en forma de malla para dejar pasar la luz solar. En la cara posterior se utilizan pastas con un cierto contenido en aluminio para crear el *back surfacefield* BFS, que es una zona con un fuerte dopado positivo, que aumenta la eficiencia de la celda.



Celda solar de silicio cristalino con estructura BFS.

### Métodos de fabricación de celdas de silicio cristalino

Dentro de todos los métodos de fabricación de celdas de silicio, a continuación, se mencionan las técnicas con las que se han logrado mejores rendimientos.

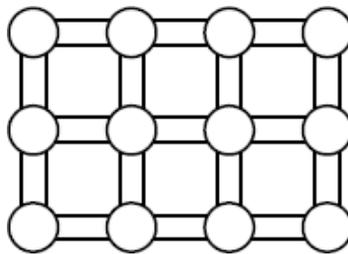
- Método de Czocharalski: en este proceso se hace girar una semilla de cristal sumergida en el cristal de silicio previamente fundido, a la vez que se saca lentamente. Con esta técnica se obtienen celdas con un rendimiento entre 15% y 18%, sin embargo, se pierde hasta un 70% del silicio al cortarlo.
- Proceso Westinghouse: con esta técnica se forma una cinta estrecha de silicio entre dos semillas y se tira hacia arriba de un fundido superenfriado de silicio. Se puede llegar a obtener 24 cm<sup>2</sup>/ minuto con eficiencias del 12%.
- Proceso E.F.G. o de borde definido: es una técnica de formación de cinta en la cual se tira de la ella haciéndola pasar a través de una ranura que forman dos moldes de grafito, Con esta técnica se obtienen grosores de las celdas de 0.25 mm, con eficiencias del 11%.



- Proceso R.T.R: es un método por el cual se hace crecer capas de Silicio en Vapor sobre un sustrato del que se obtendrán láminas, las cuales llevarán un proceso de refinado usando rayos láser. Con esta técnica se obtienen celdas con eficiencias de 9% a 10%.

### Silicio monocristalino

El silicio monocristalino tiene una estructura cristalina ordenada, ya que cada uno de sus átomos se encuentran idealmente situados en una posición pre-ordenada. Sin embargo, es el tipo más costoso de silicio, debido a que su proceso de fabricación es lento. En la siguiente figura se muestra su estructura atómica.



Estructura atómica del silicio monocristalino.

Fuente: tomado de (Wenham, Green, Watt, & Corkish, 2012).

Las celdas de silicio monocristalino son la tecnología estándar de los módulos fotovoltaicos. El proceso de fabricación de las celdas de silicio monocristalino consiste en purificar el material, fundirlo y cristalizarlo en forma de lingotes o láminas delgadas. Este material se presenta en forma de lingotes cilíndricos de 20 y 200 mm de diámetro y 11 m de longitud.

Posteriormente, el silicio es cortado en forma de obleas delgadas, las cuales son dopadas con un material dopante por fusión a alta temperatura; comúnmente, se utiliza el boro como dopante para obtener un material tipo "p" y el fósforo para obtener un material tipo "n". El espesor del material requerido para fabricar una celda de silicio monocristalino y evitar la recombinación de portadores de carga es del orden de 3 a 4  $\mu\text{m}$ .

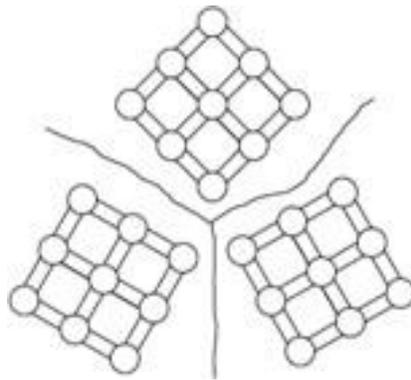
#### Características del silicio monocristalino

- Eficiencia de hasta el 12% a 16%.
- Alto costo de fabricación.
- Tiene una estructura cristalina uniforme.



### Silicio policristalino

El silicio policristalino se obtiene fundiendo el material semiconductor, el cual es vertido en moldes rectangulares. Su estructura cristalina no es uniforme, ya que está compuesta por una serie de granos de silicio a nivel microscópico. En la siguiente figura se muestra la estructura del silicio policristalino; en ella se puede apreciar que existen regiones del silicio cristalino que se encuentran separadas por límites de grano, donde la unión es irregular.



Estructura atómica de silicio policristalino.

Fuente: tomado de (Wenham, Green, Watt, & Corkish, 2012).

La eficiencia de las celdas de silicio policristalino es ligeramente menor que la de silicio monocristalino. Se caracterizan por el tono azul intenso, no uniforme, que presentan. En la figura de abajo se muestra un módulo fotovoltaico de silicio policristalino y se pueden observar los pequeños cristales que forman las celdas.



Vista frontal de un módulo fotovoltaico de silicio policristalino.

Fuente: tomado de <http://www.terra.org/categorias/articulos/girando-hacia-el-sol-en-busca-de-energia>

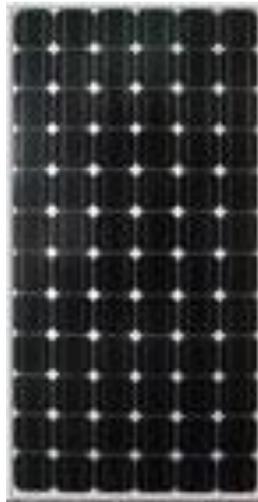


Con el silicio policristalino se han llegado a obtener celdas con eficiencias entre 13%-16% para áreas de 20 cm<sup>2</sup> y del 10% para áreas de 100 cm<sup>2</sup>. Utilizando el método de solidificación dirigida a lingotes largos, se han obtenido celdas con eficiencias hasta del 14%.

En la siguiente figura se muestran las imágenes de las tecnologías de silicio monocristalino y policristalino que se encuentran en el mercado.



a) Silicio policristalino



b) Silicio monocristalino

Módulos fotovoltaicos comerciales a) silicio policristalino y b) silicio monocristalino.

### 2.1.2. Tecnología de película delgada

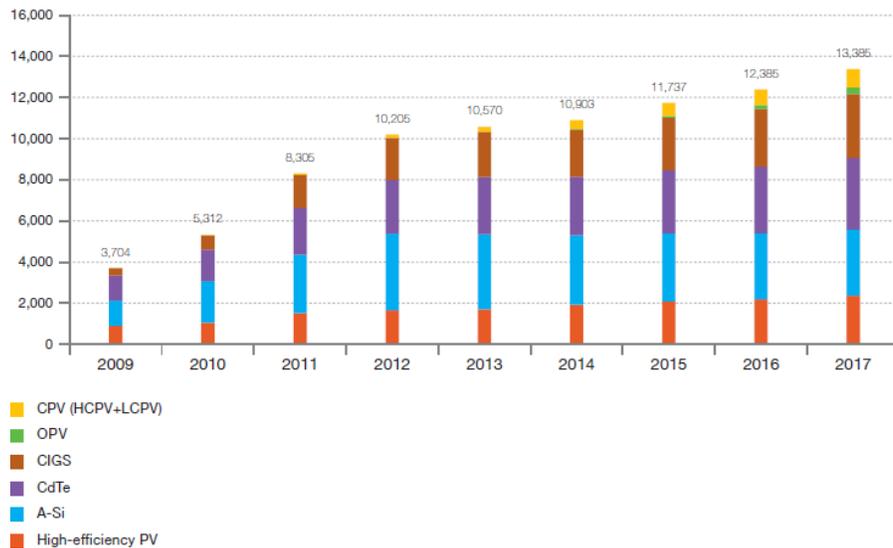
Los módulos de película delgada producen energía a bajo costo por watt. Son ideales para instalar en parques solares de gran escala, aplicaciones integradas en construcciones. Estos módulos fotovoltaicos consisten en una pila de capas muy delgadas de material fotosensible intercaladas entre un conductor transparente superior, con recubrimiento de óxido y un contacto posterior TCO. Las capas están laminadas entre un TCO vidrio frontal, revestido como el NSG TEC<sup>TM</sup>, y un material de bajo costo en la parte posterior(Group NSG).

Los semiconductores que se utilizan deben contar con un elevado coeficiente de absorción, de tal forma que sólo se requieran pocas micras de material para su fabricación. Por ello su proceso de producción es mucho más económico: utiliza una cantidad menor de materia prima y permite mejores niveles de automatización.



Dentro de las principales tecnologías de película delgada se tienen las basadas en telurio de cadmio (CdTe), silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H) y cobre indio galio selenio (CIGS).

Los módulos de película delgada ganaron preponderancia en el mercado mundial de los MFV a partir del año 2006. En el año 2009, llegaron a superar el 15% del volumen de mercado. En la siguiente gráfica se presenta la evolución de la capacidad de producción de las tecnologías de película delgada y la tendencia que se espera para el año 2017 (European Photovoltaic Industry Association, 2011):



Capacidad de producción de módulos fotovoltaicos de película delgada.

Fuente: tomado de (European Photovoltaic Industry Association, 2011).

### Módulos fotovoltaicos de silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H)

Los materiales empleados en las celdas solares de silicio amorfo son preparados mediante el procedimiento de Depósito de Vapor Químico, asistido por Plasma (PECVD), que se basa en la descomposición de gases conteniendo silano ( $\text{SiH}_4$ ). Estos materiales son aleaciones de silicio hidrogenado que, por lo general, contienen entre el 5% y el 20% de hidrógeno.

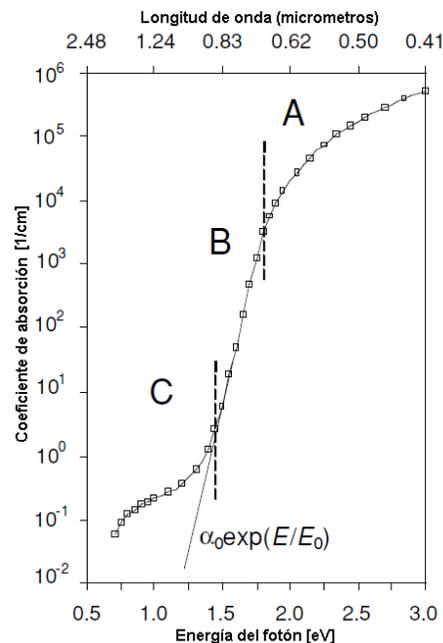
En 1965 se reportó la primera capa de silicio amorfo como una película de silicio de silano. Diez años más tarde, Walter Spear y Peter LeComber de la Universidad Dundee reportaron que usando gas precursor al silano ( $\text{SiH}_4$ ) y con el proceso de PECVD se pueden crear películas delgadas de Silicio Amorfo (a-Si), el cual tiene propiedades semiconductoras. Asimismo, determinaron que la conductividad del silicio amorfo puede ser manipulada e incrementada por varias órdenes de magnitud, introduciendo gases de fosfina o diborano a la mezcla de descarga del gas. Antes de esto, se creía que el a-Si no



se podía hacer tipo n o tipo p, por lo cual el éxito de poder manipular la conductividad eléctrica del material creó un gran interés.

La primera celda solar de a-Si:H fue fabricada en 1976 por Carlson y Wronski. Esta celda tenía una eficiencia de conversión de energía del 2.4%, pero mostraba problemas muy fuertes de degradación derivados de la incidencia de luz solar, efecto que actualmente se le conoce con el nombre de efecto Staebler-Wronski (SWE). La mayor parte de los laboratorios de investigación se ocuparon en disminuir este efecto, por lo cual esta tecnología ha mejorado considerablemente. Hoy en día se pueden producir celdas con una eficiencia mayor al 15%.

Las propiedades ópticas del a-Si:H son usualmente caracterizadas por el coeficiente de absorción ( $\alpha$ ), el índice de refracción y el valor del ancho de banda de energía óptica. En la siguiente figura se muestra el coeficiente típico de absorción del a-Si:H. Como se observa, el espectro de absorción del a-Si:H se divide en tres regiones: en la región A el coeficiente de absorción es tan alto que va desde los  $10^3$ - $10^4$   $\text{cm}^{-1}$ , la región B tiene un coeficiente aproximado de entre 1 a  $10^3$   $\text{cm}^{-1}$  y en la región C el  $\alpha$  es menor a  $1 \text{ cm}^{-1}$  (Arkhipov, 2006).



Coefficiente de absorción del a-Si:H como función de la energía del fotón.  
Fuente: tomado de Porrtmans & Arkhipov, 2006.

Algunos mecanismos de degradación que puede presentar el a-Si:H son:

- Efecto Staebler-Wronski (SWE)



El rendimiento de una celda solar de silicio amorfo de unión simple decrece durante la etapa inicial de operación, debido a la degradación inducida por la luz. La disminución del rendimiento se atribuye a la creación de nuevos defectos meta estables en la capa absorbente, que actúan como trampas extras y centros de recombinación. Esto produce que la distribución de carga en la capa intrínseca del a-Si:H se vea afectada de tal manera que el campo eléctrico interno, a través de esta capa, se distorsione. Esto conduce a una deriva inferior y, por tanto, a una recolección de portadores minoritarios.

El efecto se puede evitar usando finas capas de absorción. Entonces, el campo eléctrico interno, a través de la capa, es mayor y menos sensible a cualquier distorsión. Sin embargo, esto produce una baja absorción y, por consiguiente, bajas densidades de corriente de corto circuito. Otra forma de evitar el efecto es el uso de *stacks* o de estructuras multiunión, con los cuales se obtienen niveles de absorción similares o mayores, con un espesor comparable con las celdas de simple unión.

- Degradación por temperatura

Cuando los módulos operan en la intemperie, rara vez trabajan en las condiciones estándares de prueba (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C y AM1.5). La temperatura promedio de los módulos— medida en su parte posterior— es mayor a 35°C. La banda de energía disminuye estas altas temperaturas, por lo que ocurre una disminución del voltaje de circuito abierto ( $V_{ca}$ ) y los fotones, con mayor longitud de onda, pueden ser absorbidos. El tiempo de vida de los portadores también se puede incrementar, con ello se obtiene un incremento en la corriente fotogenerada y, a su vez, un aumento en la corriente de corto circuito (ICC). La disminución en el  $V_{ca}$  es mayor que el incremento en  $I_{cc}$ , por lo cual, la potencia máxima de salida ( $P_m$ ), el factor de forma (FF) y la eficiencia ( $\eta$ ) del módulo se ven afectados (C. Radue, 2010).

- Pérdida de acoplamiento

La pérdida de acoplamiento de la celda puede ser causado por varios factores como: sombreado parcial del módulo, degradación óptica, defectos de manufactura, deterioro del recubrimiento anti reflejante y el agrietamiento de la celda. Tener celdas diferentes es más perjudicial en módulos con celdas conectadas en serie. Si la característica I-V de cada celda no es idéntica, la corriente total del módulo es limitada por la corriente de la celda más endeble. Esto puede generar rupturas en regiones localizadas de la unión p-n o formar puntos calientes. Ahora bien, la formación de los puntos calientes afecta la potencia y la eficiencia de los módulos debido a una disminución del  $V_{ca}$ ,  $I_{cc}$  y FF. Por último, el proceso de fabricación puede ocasionar problemas como la falta de homogeneidad durante la deposición, produciendo que varias celdas tengan diferentes corrientes.

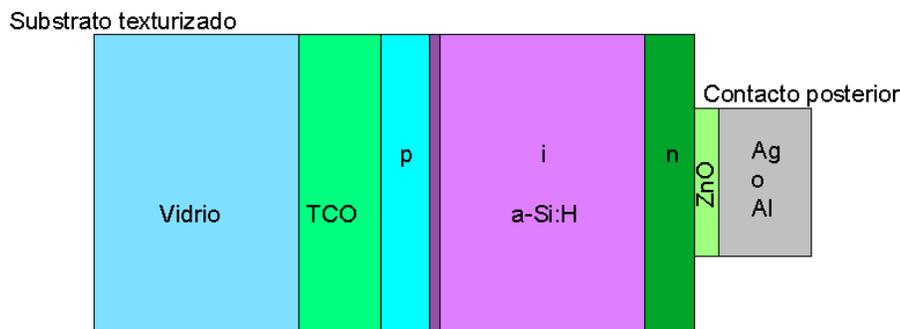
- Degradación de la celda



Los módulos expuestos al aire libre pueden experimentar degradación en la celda por dos factores: cambios en la resistencia y el deterioro del recubrimiento anti reflejante. En este caso, el factor más significativo es la resistencia serie. El ciclo térmico al que se exponen los módulos diariamente incrementa la resistencia serie; por ello, es probable que cause una degradación en la interconexión de los módulos de película delgada. Particularmente, para los módulos de silicio amorfo hidrogenado se ha observado una corrosión electroquímica, lo que incrementa la resistencia serie.

- Estructuras de una celda solar a-Si

Las estructuras de una celda de a-Si se clasifican en: estructuras de simple unión y estructuras multiunión. Las celdas de simple unión son aquellas que tienen una configuración p-i-n y n-i-p como se muestra en la figura siguiente. Sin embargo, el principal inconveniente que tienen estas estructuras es su degradación frecuente: alrededor de 22% a 25% durante las primeras horas de exposición.



Estructura típica de una celda solar de simple unión de a-Si

Las celdas con estructura tipo tándem tienen una eficiencia de conversión mayor que las celdas de simple unión porque éstas pueden captar un mayor rango del espectro solar y las tensiones de salida alto. Dentro de las estructuras tipo tándem se pueden encontrar varias configuraciones; en la siguiente tabla se enlistan las posibles estructuras de este tipo.

Configuraciones de celdas de a-Si tipo Tándem

Capas absorbedoras	Area (cm <sup>2</sup> )	Jsc (mA cm <sup>-2</sup> )	Voc (V)	FF	$\eta_{stab}$ (%)	$\eta_{min}$ (%)	Institución
<b>Configuración superestrato (p-i-n)</b>							
a-Si	1.0	17.5	0.86	0.63	9.47	11.2	IMT-Neuchated [92]
a-Si/a-Si	1.0	~8.6	~1.73	~0.68	10.1		Fuji [124]
a-Si/a-SiGe	1.0	10.9	1.49	0.65	10.6	11.6	Sanyo [130]
<b>Configuración substrato (n-i-p)</b>							



a-Si	0.25	14.36	0.96	0.67	9.3		USSC [14]
a-Si/a-Si	0.25	7.9	1.83	0.70	10.1		USSC
a-Si/a-SiGe	0.25	10.68	1.71	0.67	12.4		USSC
a-Si/a-SiGe/a-SiGe	0.25	8.27	2.29	0.68	13.0	14.6	USSC

Fuente: datos tomados de Archer M.D, & Hill.

Las celdas de triple unión se obtiene al incrementar un tercer componente a la celda tándem, con esto se adquiere una mayor eficiencia de conversión (de alrededor del 13% en condiciones reales). La mejor celda de triple unión es la fabricada con substratos de lámina de acero puro, cubierta con capas de plata texturizada y óxido de zinc. Esta configuración se puede ver en la siguiente figura.



Estructura de una celda de a-Si de Triple unión.

Para la capa n se utiliza fósforo contaminado con a-Si:H, con un espesor de aproximadamente 20 nm que es depositado en el óxido de zinc, y la capa i a-SiGe:H, con una concentración de germanio, es depositada en la capa n. La estructura de triple unión contiene dos uniones tipo túnel; cada una de ellas está hecho alrededor de 10nm de boro contaminado con Si:H microcristalino y 10 nm de fósforo contaminado con a-Si:H.

### Módulos fotovoltaicos de telurio de cadmio (CdTe)

El telurio de cadmio es un material formado por pequeños cristales, su tamaño es de varias micras, por lo cual se le conoce como un material policristalino. En 1972 Bonnet y Rabenhorst introdujeron una celda de telurio de cadmio con una eficiencia del 6%, la cual tenía una estructura CdS/CdTe. En el 2002, investigadores del National Renewable Energy Laboratory (NREL) desarrollaron celdas con eficiencias del 16.5% y con bajos costos de producción; esta combinación hace que las celdas de CdTe sea una alternativa viable. Uno de los problemas potenciales que se presenta con este tipo de tecnología es que el telurio se produce en menor cantidad que el cadmio y su disponibilidad en el mercado a largo plazo puede depender de la industria del cobre e, incluso, si esta puede optimizar la extracción, refinación y reciclaje de los rendimientos (International Renewable Energy



Agency, 2012). Actualmente, existen varios fabricantes que producen comercialmente módulos fotovoltaicos basados en CdTe.

Las celdas de CdTe tienen una brecha de energía de 1.45 eV, característica que lo sitúa como un buen semiconductor para aplicaciones fotovoltaicas. Su brecha de energía es de carácter directo, por lo cual, posee un coeficiente de absorción ( $\alpha$ ) mayor de  $10^5 \text{ cm}^{-1}$  para la región visible del espectro electromagnético. De manera que, para absorber más del 90% de la radiación solar de fotones con una energía mayor a 1.45 eV, se necesitan pocas micras de este material.

En una estructura fotovoltaica con Telurio de Cadmio como material absorbente se han reportado  $27 \text{ mA/cm}^2$  con un voltaje de circuito abierto de 880 mV a 1.5 A.M con eficiencias del 18.5% (M.D. Archer, Clean Electricity from Photovoltaic, 2001).

Los mecanismos de degradación en un módulo basado en la tecnología de Telurio de Cadmio pueden deberse a problemas de corrosión que provoquen un aumento en la resistencia serie  $R_s$ . Este incremento está fuertemente relacionado con la disminución/aumento de nivel de dopaje dentro de la capa de CdTe, una mala adhesión del contacto frontal y posterior del sustrato entre otras (Morgan, 2007).

Una oxidación de contacto aumenta, sobre todo, la resistencia en serie; en cambio, la degradación de interconexión puede afectar la resistencia series y paralelo negativamente.

La corrosión puede ser electroquímica, es decir, cuando el voltaje entre un ánodo y un cátodo (por ejemplo, celdas / contacto material y un marco metálico módulo) conduce a cambios en la corriente de fuga y cambios químicos de la celda/contacto. Otros mecanismos de corrosión incluyen la corrosión galvánica entre dos materiales diferentes y oxidados, producto de la penetración del agua.

Un mecanismo de corrosión electroquímica que recientemente ha sido identificado es el de la laminación del  $\text{SnO}_2$ , que es el contacto conductor transparente en sustratos de vidrio. Este mecanismo es producido por un campo eléctrico, entre el módulo y el marco, que acciona iones de sodio desde el cristal a la interfaz, entre el  $\text{SnO}_2$  y el sustrato de vidrio. La presencia de vapor de agua también disminuye la resistencia para la corriente de fuga, que acelera, aún más, la degradación (Carlsson, 2006).

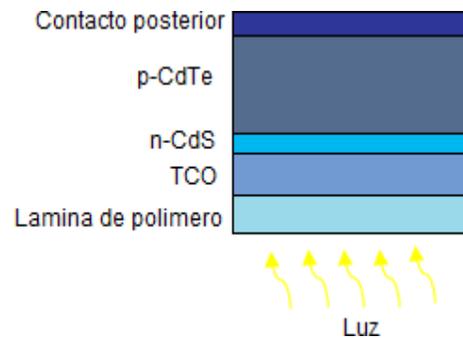
Se ha comprobado que la degradación se produce sólo cuando el TCO está sesgado negativamente, con respecto al marco metálico, y que los módulos sin marcos no muestran este mecanismo de degradación. Los enfoques hacia la solución de estos



problemas se centran en el uso de diferentes sustratos de vidrio o diferentes contactos frontales del TCO, tales como ZnO, que parece ser más duradero.

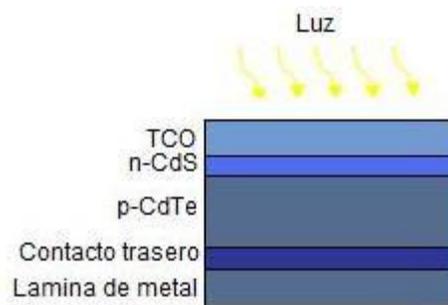
- Estructuras de una celda solar CdTe

Las celdas solares de CdTe pueden tener una estructura con configuración de sustrato o superestrato. En la siguiente figura se muestra la estructura de una celda de CdTe con una configuración de superestrato.



Estructura de una celda de CdTe superestrato

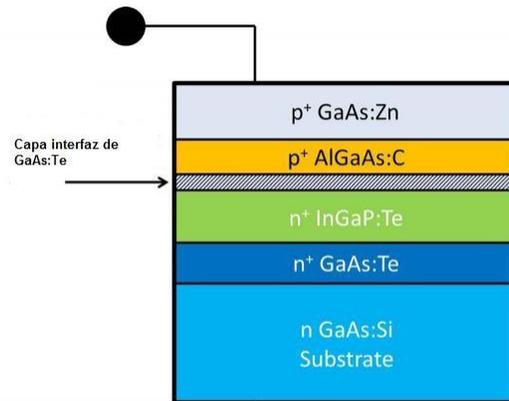
En la figura siguiente se muestra una celda CdTe con configuración de substrato.



Estructura de una celda de CdTe substrato

### Módulos de arsenurio de galio

El compuesto de arsenurio de galio es un semiconductor de alto rendimiento y un material indicado para celdas multiunión. El arsenurio de galio tiene una banda de energía de 1.43 eV, con un coeficiente de absorción muy elevado, por lo cual se necesitan pocas micras de material para absorber la mayor luz. En la figura siguiente se muestra la estructura de una celda de GaAs.



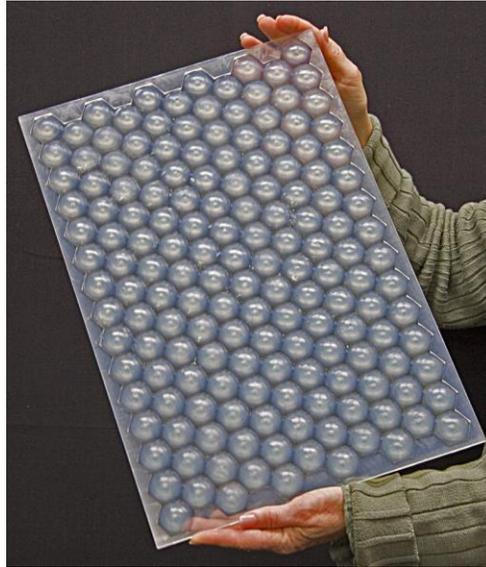
Estructura de una celda de GaAs.

Fuente: tomado de <http://www.pruebayerror.net>

En comparación con el silicio, la celda de GaAs tiene un mejor comportamiento en altas temperaturas, sin embargo, tiene una desventaja frente a él: los defectos cristalinos le generan un mayor impacto. Este tipo de material se utiliza en aplicaciones de concentración y para aplicaciones espaciales.

La celda de concentración fotovoltaica consiste en encapsular las celdas de GaAs en un sistema óptico que concentre la radiación solar que recibe la celda, incrementando su potencia generada. Con este tipo de aplicaciones, los costos de fabricación pueden reducirse y el sistema se vuelve viable, económicamente, para aplicaciones terrestres. Este tipo de tecnología se encuentra a nivel comercial y se encuentran instaladas las primeras plantas fotovoltaicas con este tipo de tecnología. Aunque el volumen actual en el mercado es inferior al 1%, se espera que tenga un crecimiento de alrededor del 6% para el 2020 según datos de la agencia EPIA.

Como se mencionó anteriormente, este tipo de celdas se suelen fabricar con estructuras multiunión. Ahora bien, las celdas multiunión se forman por varias celdas apiladas, con la finalidad de que cada una de las celdas absorba una parte del espectro de radiación solar. La primera celda, que tiene la banda de energía más grande, absorberá los fotones con mayor energía, dejando pasar el resto para que sean absorbidos por las celdas sucesivas. Con este tipo de celdas se han alcanzado eficiencias superiores al 40%, con una concentración de alrededor de 400 soles. La eficiencia típica reportada de los módulos de concentración, a nivel comercial, es del orden del 20% al 25%. En la siguiente imagen se muestra una celda fotovoltaica con concentración.

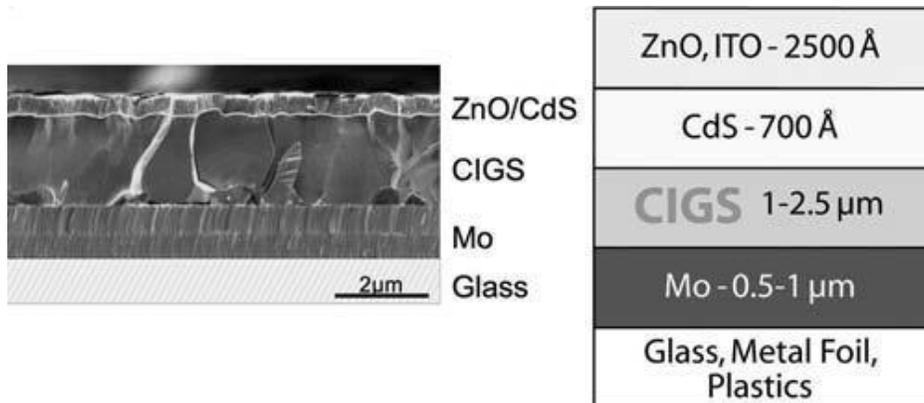


Vista frontal de un módulo fotovoltaico con concentración.

Fuente: tomado de [http://thefraserdomain.typepad.com/energy/2006/02/post\\_1.html](http://thefraserdomain.typepad.com/energy/2006/02/post_1.html)

### Módulos fotovoltaicos de CIGS

Las celdas de diseleniuro de cobre-indio-galio presentan un coeficiente de absorción mayor que el CdTe y el a-Si. Por otra parte, el CIGS es un material policristalino. Para fabricar módulos de CIGS se requiere de muy poco material. La banda de energía de este semiconductor puede ser fácilmente modificada, mediante la contaminación del semiconductor con materiales del grupo III (In, Ga, Al, Se, S). En la siguiente figura se presenta una estructura de una celda de CIGS.



Estructura de una celda de CIGS.

Fuente: tomado de (Mario Pagliaro, 2008).

Estos módulos han alcanzado la mayor eficiencia dentro de las tecnologías de película delgada. Las eficiencias de laboratorio obtenidas son casi del 20% y, a nivel industrial, se



han alcanzado eficiencias mayores al 12%. El CIGS es un material muy estable, por lo cual los módulos comerciales se ofertan con una garantía de 25 años. Este tipo de tecnología también se encuentra disponible en sustratos flexibles, como se puede observar en la siguiente figura.



Módulo fotovoltaico flexible de CIGS.

Fuente: tomado de <http://www.directindustry.es>

En la siguiente figura se presenta un módulo fotovoltaico de CIGS rígido. En él, las celdas tienen una textura como de colores.



Módulo fotovoltaico convencional de CIGS.

Fuente: tomado de <http://www.all-batteries.es/panel-solar-rigido-6w-cigs->

Sin embargo, existe un problema durante la fabricación de estas celdas: que su proceso de fabricación es complejo. Esta es la razón por la cual esta tecnología no fue económicamente ventajosa como la del CdTe y el a-Si. Actualmente, investigadores y fabricantes están desarrollando técnicas económicas para la fabricación de módulos CIGS que permitan a la tecnología incrementar su participación en el mercado en los próximos años. A continuación, se presenta un resumen con las diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos que se encuentran disponibles en el mercado.



Tecnología comercial	Eficiencia de laboratorio	Eficiencia típica comercial	Participación en el mercado	Ventajas	Desventajas
Silicio monocristalino	25%-21.4%	14%-16%	33% (9.1 GW)	Tecnología madura, eficiencias altas.	Altos costos de fabricación.
Silicio policristalino	20.4%-17.5%	13%-15%	53%		
Silicio amorfo	11.9%	5%-9%	5%	Material no tóxico y abundante. Proceso de fabricación económico.	Eficiencia baja, degradación por efecto Staebler-Wronski.
Teluro de cadmio	16.7%	11%	5.3%	Proceso de fabricación maduro y de bajo costo. Eficiencia media.	Toxicidad del Cadmio y escasez del Telurio.
CIGS	19.6%	10% - 12.5%	1.6%	Eficiencias buenas.	Proceso de fabricación complejo y caro.
GaAs	42.3%	20% -25%	<1%	Eficiencias muy elevadas.	Necesita de un sistema de concentración y seguimiento solar.
Tecnología precomercial					
Orgánica	8.3%	2% - 5%	<1%	Gran potencial de reducción de costos.	Estabilidad limitada y bajas eficiencias.
Electroquímica	10.4%	3% - 6%	<1%		



## 2.2. Inversores

El inversor es un elemento fundamental para la operación exitosa de un sistema fotovoltaico y es el componente más complejo de un SFV. No obstante, los inversores no son intrínsecamente eficientes por lo que, durante años, se ha realizado una investigación con el objetivo de mejorar su rendimiento y reducir sus costos. Para ser utilizado en sistemas fotovoltaicos autónomos e interconectados, los requerimientos más comunes de un inversor son:

- Tener un amplio rango de tensión de entrada ( $V_{CC}$ ).
- Contar con autoprotecciones y protecciones hacia el usuario.
- Regular la tensión y frecuencia de salida.
- Calidad en la potencia que suministra a las cargas.
- Contar con un seguidor de punto de máxima potencia (MPPT).
- Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión.
- Operar en un rango amplio de condiciones ambientales (temperatura, humedad relativa, salinidad, etc.).

En un inicio, los inversores utilizaban rectificadores controladores de silicio (SCR) y grandes sistemas de filtrado. En 1978 se realizó el primer inversor senoidal que utilizaba transistores bipolares como elementos de conmutación y con seguidor de punto de máxima potencia. En la década de 1980 se fabricaron inversores con tecnología FET de potencia y transistores bipolares, con frecuencias de conmutación de hasta 40 kHz. Estos inversores contaban con un control analógico y digital para reducir costos y complejidad. En los años de 1990 se desarrollaron inversores utilizando los IGBT y los MOSFET mejorados, además de microprocesadores y circuitos integrados PWM; con estos componentes de obtuvieron inversores más eficientes y con excelente calidad de potencia.

Los inversores que se encuentran disponibles hoy en día incluyen diseños para inversores conectados a red, autónomos y sistemas híbridos. Algunos inversores son bidireccionales con control automático que permiten la carga de una batería. Algunos diseños incorporan los circuitos integrados de potencia y dispositivos de conmutación inteligentes.

### 2.2.1. ¿Qué es un inversor?

Un inversor es un equipo electrónico que transforma la corriente directa (CD), generada por los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna (CA) con una tensión y frecuencia igual a la utilizada en la red eléctrica y de la carga eléctrica que se desea alimentar. Los inversores son un elemento imprescindible en los sistemas fotovoltaicos autónomos y en los interconectados a la red eléctrica.



El reto de los inversores es convertir la corriente directa, con una tensión nominal de  $V_{CD}$ , en la entrada a una tensión de salida  $V_{CA}$ , con una frecuencia de 60 Hz para el caso de México (onda senoidal) y de 50 Hz para los países europeos.

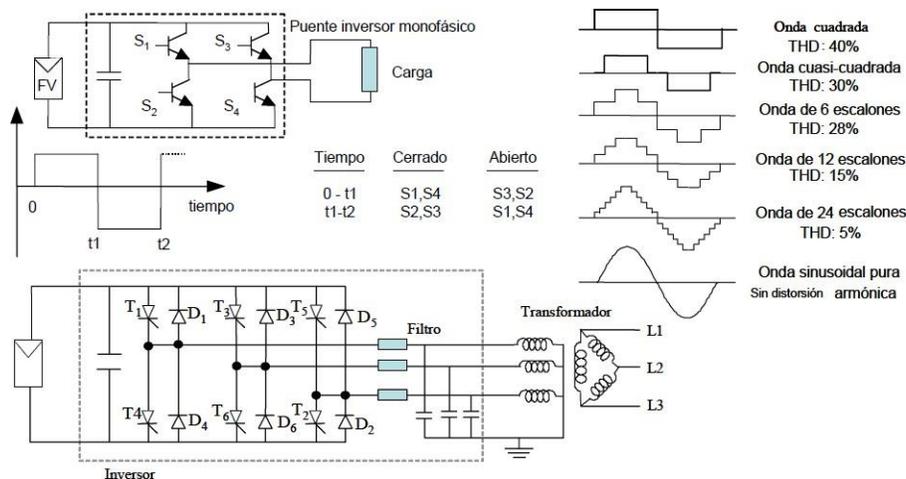


Los inversores se fabrican tomando en cuenta dos etapas de conversión: una etapa sintetizadora, la cual produce una onda de impulsos a partir de una tensión en corriente directa; y otra etapa filtradora, en la cual se eliminan los armónicos no deseados de la onda de impulsos para tener, en la salida, una onda senoidal pura.

### 2.2.2. Funcionamiento

El principio de funcionamiento de un inversor se basa en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre, que genera ondas de pulsos variables. Los dispositivos semiconductores más utilizados en los inversores fotovoltaicos son los tiristores (SCR y GTO), así como los transistores de potencia (MOSFET, bipolares e IGBT). Estos dispositivos de potencia operan cuando se les aplica un pulso o una tensión, permitiendo el flujo de corriente, del ánodo al cátodo. Se diferencian entre ellos por el voltaje, por la corriente de trabajo máximo admisible y por el tiempo de interrupción.

En la siguiente figura se pueden observar el principio de funcionamiento de un inversor.



Principio de funcionamiento de un inversor. Generación de diferentes formas de onda en AC variando el ciclo de apertura y cierre de los interruptores de potencia.

Fuente: tomado de (Abella, 2005).



### 2.2.3. Clasificación de los inversores

Los inversores que se utilizan en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en **autoconmutados** y **conmutados a la red**. Los inversores **autoconmutados** pueden funcionar como una fuente de tensión o como una fuente de corriente; se basan en la tecnología de los transistores IGBT y MOSFET. Los inversores **conmutados** a la red operan sólo como fuente de corriente y usan interruptores basados en tiristores. En la siguiente tabla se presentan las principales características de los dispositivos empleados en los inversores (Abella, 2005).

	Tiristor ó SCR	GTO	Transistor bipolar	MOSFET de potencia	IGBT
Voltaje (V)	3000	3000	1000	1000	1000
Corriente (A)	10000	1000	200	100	300
Tiempo de conmutación	20 ns	20 ns	1 ns	100 ns	200-600 ns
Potencia	> 1 MW	200 kW-1MW	200 kW-1MW	20 kW	300 kW

Características principales de dispositivos semiconductores utilizados en los inversores.  
Fuente. (Abella, 2005).

#### Inversores autoconmutados

Este tipo de inversores se pueden utilizar, tanto en sistemas fotovoltaicos autónomos como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica. La regulación de la tensión se realiza por modulación de ancho de pulso (PWM). La conmutación se lleva a cabo en alta frecuencia, por lo cual, la señal de salida suele ser sinusoidal, con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fáciles de filtrar. Estos armónicos se encuentran en un rango de 1 kHz a 20 kHz, originados por la frecuencia de conmutación. Cuando este tipo de inversores se conecta a la red, no demandan potencia reactiva, porque pueden generar la señal de corriente en fase con la tensión de la red. También pueden usarse para compensar la potencia reactiva, modificando el factor de potencia.

Los inversores autoconmutados se dividen en inversores de fuente de corriente (CSI) y en inversores en fuente de tensión (VSI). Los primeros tienen una fuente de corriente que es casi constante en la entrada de corriente directa, mientras que en los VSI la fuente de entrada constante es de tensión. En los sistemas fotovoltaicos, la fuente de tensión del inversor es la tensión, en corriente directa, que genera el arreglo fotovoltaico. Es por esto que los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas son VSI (Salgado, 2010).



### **Inversores conmutados**

Los inversores conmutados basados en tiristores necesitan detectar la señal de tensión de red que se usa para el disparo de los semiconductores. Debido a esto, suelen funcionar con la onda de corriente retrasada, con respecto a la onda de tensión de la red por lo que se necesitan unidades de compensación de potencia reactiva.

### **Inversor autónomo**

Este tipo de inversores operan regularmente en sistemas fotovoltaicos autónomos conectados a un sistema de baterías para suministrar la energía necesaria a las cargas de corriente alterna de la instalación. Por lo general, este tipo de inversores tienen incorporado un regulador de carga, de tal forma que se desconecte a ciertos niveles de carga del sistema de baterías.

Los inversores autónomos se pueden clasificar de acuerdo con la forma de onda que proporcionan: onda cuadrada, onda modificada (o quasi-senoidal) y de onda senoidal.

### **Inversor de onda cuadrada**

Los inversores de onda cuadrada son muy económicos, sin embargo, producen armónicos no deseados, interferencia y una baja eficiencia. La distorsión armónica total es de alrededor del 40% y su rendimiento es del 50% a 60%, aproximadamente. Su principio de funcionamiento es pasar la corriente directa a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. A medida que la corriente pasa a través de la primera etapa del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como consecuencia de esto, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, con una frecuencia de 50 ciclos por segundo. Este tipo de inversores no son adecuados para motores de inducción.

### **Inversor de onda senoidal modificada**

En comparación con los de onda cuadrada, son equipos más caros y sofisticados; su principio de funcionamiento se basa en técnicas de modulación de ancho de pulso. El ancho de la onda es modificado para aproximarla lo más posible a una onda senoidal. Estos inversores, presentan una distorsión armónica total del 20% y su rendimiento es mayor al 90%. Son utilizados para aplicaciones de electrificación rural (para alimentar los electrodomésticos más usuales, ordenadores, equipos musicales o variadores de frecuencia).

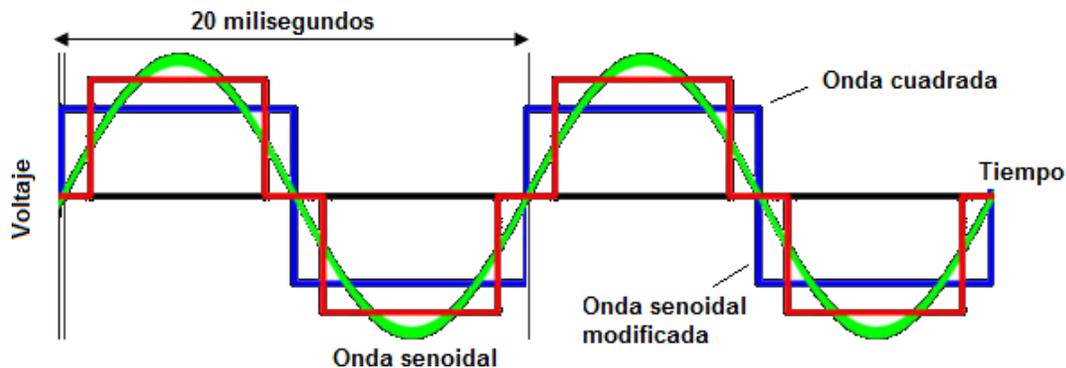
### **Inversor de onda senoidal pura**

Tienen una electrónica más elaborada y un cuidadoso filtrado de la señal generada. Son la mejor opción para alimentar las cargas en corriente alterna, no tienen problemas de distorsión armónica o estabilidad de la tensión. Tienen eficiencias típicas mayores al 90%.



La incorporación de microprocesadores permite tener funciones de telecontrol, monitoreo de energía consumida, etc. Sin embargo, el costo de estos inversores es más alto, en comparación con los inversores que no cuentan con una tecnología tan sofisticada.

Los inversores de onda senoidal son los más utilizados en los sistemas fotovoltaicos, debido a que la mayoría de los equipos que se utilizan operan con este tipo de onda. Existen aplicaciones especiales en las que los inversores de onda cuadrada pueden ser más eficientes que los de onda senoidal. Por ejemplo, un taladro podrá operar adecuadamente con cualquier tipo de inversor, sin embargo, un televisor a color o un computador requieren por lo menos de una onda casi senoidal. En la siguiente figura se muestran las formas de onda que generan los inversores antes mencionados.



Formas de onda de los diferentes tipos de inversores.

Fuente: tomado de [http://www.efiter.com/products/power\\_inverter/technical\\_information](http://www.efiter.com/products/power_inverter/technical_information)

### Inversor interconectado

Los inversores que se utilizan en los sistemas interconectados a la red deben optimizar el aprovechamiento del arreglo fotovoltaico. Asimismo, el inversor debe seguir el punto de máxima potencia, tener un alto rendimiento, baja distorsión armónica, alto factor de potencia y cumplir con ciertas normas de seguridad. Estos inversores deben operar dentro de unos márgenes de tensión y frecuencia de salida, además de no afectar la distorsión armónica de la red eléctrica. En el mercado se pueden encontrar inversores centrales, inversores string e inversores integrados en el módulo fotovoltaico. Los inversores centrales se utilizan en grandes instalaciones fotovoltaica (20 a 400 kW); por su parte, los inversores string están basados en un concepto modular en la cual varias ramas de un arreglo fotovoltaico se conectan a inversores en un rango de potencia, de 1 a 3 kW.

Dentro de las características principales de un inversor para interconexión a red, se pueden mencionar las siguientes:



- Tener un rango de tensión amplio para operar en la entrada de corriente directa.
- Contar con autoprotección y seguridad para el usuario.
- Regular la tensión y la frecuencia de salida.
- Proporcionar potencia AC a las cargas o a la red eléctrica con una determinada calidad de suministro.
- Seguimiento del Punto de máxima potencia si están directamente conectados al generador fotovoltaico.
- Resistencia para operar bajo distintas condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa.
- Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión a red, en el caso de México son especificadas por la Comisión Federal de Electricidad.

### Inversores comerciales

Actualmente, en el mercado se encuentra una gran variedad de inversores para aplicaciones en sistemas fotovoltaicos autónomos e interconectados a la red. Entre estos inversores se pueden mencionar:

- Inversor/cargador: Este tipo de dispositivos, además de convertir la corriente directa generada por el arreglo fotovoltaico en corriente alterna, también pueden llevar a cabo la función inversa, es decir, pueden transformar la corriente alterna en corriente directa y tienen la capacidad de poder recargar las baterías. La compañía Outback cuenta con algunos modelos de inversores/cargadores de onda senoidal pura (modelos FX/FVX), los cuales pueden ser utilizados, tanto en sistemas pequeños como sistemas de hasta 30 kW. La serie FX/VFX soportan temperaturas de operación mayores a 60°C y su chasis de aluminio los protegen de la corrosión, polvo, insectos, etc. En la siguiente figura se presenta un inversor/cargador.



Inversor/cargador Outback.

Fuente: tomado de <http://www.technosun.com/es/productos/inversor-cargador-OUTBACK-VFX3024E.php>



En la siguiente tabla se muestran los parámetros eléctricos de algunos modelos de inversor/cargador outback.

		FX2012T	FX2524T	FX3048T
<b>Tensión de entrada de CC nominal</b>		12 VCC	24 VCC	24 VCC
<b>Capacidad nominal de potencia continua a 25°C (77°F)</b>		2000 VA	2500 VA	3000 VA
<b>Tensión de CA/Frecuencia</b>		120 VCA 60 Hz	120 VCA 60 Hz	120 VCA 60 Hz
<b>Salida eficaz de CA continua a 25°C (77°F)</b>		17 Amps CA	20,8 Amps CA	25,0 Amps CA
<b>Energía en reposo</b>	<b>Completo</b>	~ 20 Watts	~ 20 Watts	~ 23 Watts
	<b>Buscar</b>	~ 6 Watts	~ 6 Watts	~ 6 Watts
<b>Eficiencia típica</b>		90%	93%	93%
<b>Distorsión armónica total</b>	<b>Típica</b>	2%	2%	2%
	<b>Máximo</b>	5%	5%	5%
<b>Regulación de la tensión de salida</b>		±2%	±2%	±2%
<b>Corriente máxima de salida</b>	<b>Pico</b>	56 Amps CA	70 Amps CA	70 Amps CA
	<b>RMS</b>	40 Amps CA	50 Amps CA	50 Amps CA
<b>Capacidad de sobrecarga de CA</b>	<b>Sobretensión</b>	4800 VA	6000 VA	6000 VA
	<b>5 Segundos</b>	4000 VA	4800 VA	4800 VA
	<b>30 Minutos</b>	2500 VA	3200 VA	3200 VA
<b>Corriente máxima de entrada de CA</b>		60 Amps CA	60 Amps CA	60 Amps CA
<b>Rango de tensión de entrada de CA (ajustable através del MATE)</b>		80 a 150 VCA	80 a 150 VCA	80 a 150 VCA
<b>Rango de frecuencia de entrada de CA</b>		55 a 65 Hz	55 a 65 Hz	55 a 65 Hz
<b>Rango de tensión de entrada de CC</b>		10,5 a 17,5 VCC	21 a 34,0 VCC	42 a 68,0 VCC
<b>Salida de carga de batería continua</b>		80 Amps CC	55 Amps CC	35 Amps CC

Hoja de especificaciones de inversores/cargadores.

- **Microinversores:** Son dispositivos electrónicos pequeños que se conectan de forma individual en cada módulo fotovoltaico de la instalación. Entre los fabricantes de este tipo de dispositivos se pueden mencionar: enphase, enecsys, iEnergy. En la figura de abajo se muestra un microinversor.



Vista frontal de un microinversorenphase

Fuente: tomado de [http://autosolar.es/inversores/micro-inversores/micro-inversor-enphase\\_precio](http://autosolar.es/inversores/micro-inversores/micro-inversor-enphase_precio)

En la siguiente tabla se presentan las características eléctricas de dos microinversores.

Parámetro eléctrico	INVERSOR 1	INVERSOR 2
<b>DATOS DE ENTRADA CD</b>		
Potencia de entrada recomendada (STC)	190-270 Watt	270 Watt
Voltaje DC máximo de entrada	45 V	44 V
Voltaje máximo del punto de máxima potencia	22-36 V	24-35 V
Rango de operación	16-36 V 6.31 A	22-42.5 V
Máxima corriente de entrada	10.5 A	10.4 A
Corriente máxima de corto circuito	15 A	16 A
<b>DATOS DE SALIDA AC</b>		
Potencia de salida	215 Watt	240 Watt
Corriente de salida nominal	0.9 A (arms a duración nominal)	1.0 A
Voltaje nominal/rango	240/211-264 V	240 V
Voltaje extendido/rango	206-269 V	
Frecuencia nominal/rango	60/59.3-60.5 Hz	60 Hz
Factor de potencia	0.95	0.95
Eficiencia	96%	96%

Características eléctricas de microinversores



Fuente: tomado de fichas técnicas de microinversores en phase y enecsys.

- Inversores para aplicaciones residenciales: Existen una gran variedad de fabricantes de este tipo de inversores como son SMA, Fronius, Kaco, por mencionar algunos. Todos los fabricantes cuentan con su propia tecnología. A continuación, se presentan algunas características de inversores utilizados para aplicaciones residenciales (pequeña potencia).



Fronius IG	IG 2000	IG 3000
<b>Datos de entrada DC</b>		
Potencia FV recomendada	1500 - 2500 Wp	2500 - 3300 Wp
Voltaje máximo de entrada	500 V	500 V
Rango de operación de voltaje DC	150 - 450 V	150 - 450 V
Corriente máxima de entrada	13.6 A	13.6 A
<b>Datos de salida AC</b>		
Potencia máxima de salida @ 40°C	2000 W	2700 W
Voltaje nominal de salida AC	240 V	240 V
Rango de voltaje de suministro	212 - 264 V (240 V + 10% / -12%)	
Corriente máxima AC	8.35 A	11.25 A
Utilidad máxima de corriente de realimentación	0.0 A	0.0 A
Límites de la frecuencia de la operación	59.3 - 60.5 Hz (60 Hz nom)	
Distorsión armónica total (THD)	<5%	
Factor de potencia (cos phi)	1	
<b>Datos Generales</b>		
Eficiencia Máxima	95.2%	95.2%
Consumo en modo de espera	< 0.15 W (nocturno)	
Consumo durante la operación	7 W	
Encapsulamiento	NEMA 3R	

Inversor Fronius y hoja de especificaciones.

Fuente: tomado de <http://www.fronius.com.mx>



### Inversores isla



Technical data	Sunny Island 4548-US
<b>AC output (loads)</b>	
Rated grid voltage / AC voltage range	120 V/105 V - 132 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	60 Hz/55 Hz ... 65 Hz
AC power (at 25 °C / at 40 °C) for 3 hours	5000 W/4000 W
Rated power (@ $U_{nom}$ , $f_{nom}$ / 25 °C / @ $\cos \phi = 1$ )	4500 W
AC power at 25 °C for 30 min / 1 min / 3 s	5300 W / 8400 W / 11000 W
Rated current / max. output current (peak)	37.5 A/180 A for approx. 60 ms
Total harmonic factor output voltage / power factor with rated power	3 % / -1 ... +1
<b>AC input (PV array or grid)</b>	
Rated input voltage / AC input voltage range	120 V/80 V - 150 V
Rated input frequency / allowable input frequency range	60 Hz/54 Hz ... 66 Hz
Max. AC input current / adjustable	56 A/0 A ... 56 A
Max. AC input power	6.7 kW
<b>Battery DC input</b>	
Rated input voltage / DC voltage range	48 V/41 V - 63 V
Max. battery charging current / DC rated charging current	100 A / 85 A
Battery type / battery capacity range	Lead, NiCd/100 Ah ... 10000 Ah
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge
<b>Efficiency / self-consumption</b>	
Max. efficiency / CEC efficiency	96 % / 94.5 %
Self-consumption without load / standby	25 W/4 W
<b>Protective devices</b>	
DC reverse polarity protection / DC fuse	● / ●
AC short-circuit / AC overload	● / ●
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●
<b>General data</b>	
Dimensions (W / H / D)	467 / 612 / 235 mm (18.4 / 24.1 / 9.3 inch)

Inversor isla SMA y hoja de especificaciones  
Fuente: tomado de <http://www.sma-america.com>

- Inversores centrales: Otra tecnología que se encuentra en el mercado son los inversores centrales, que se utilizan en donde se requiere de grandes potencias con optimización de espacio. En la siguiente figura se muestra un inversor central de 500 kVA y sus características eléctricas.



Technical data	Sunny Central 500CP-US 600V
<b>Input data</b>	
Max. DC power (a cos φ)	560 kW
Max. DC voltage	600 V
MPP voltage range (@25 °C)	550 kW / 363 - 480 Vdc
MPP voltage range (@50 °C)	500 kW / 330 - 480 Vdc
Rated input voltage	360 V
Max. input current	1600 A
Min. input voltage / $V_{MPPT}$	330 V
Number of independent N	1
Number of DC inputs: busbar	Busbar / 6-9
<b>Output data</b>	
Nominal AC power	500 kVA @ 50 °C (122 °F)
Intermediate AC power	530 kVA @ 35 °C (95 °F)
Maximum AC power	550 kVA @ 25 °C (77 °F)
Max. AC current	1588 A
Nominal AC current	1444 A
AC grid frequency	60 Hz
AC voltage range	180 V - 220 V
AC voltage range, full active	196 V - 210 V
Power factor (adjustable)	1 / 0.8 leading ... 0.8 lagging
THD	< 5%
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	> 98.1%
CEC efficiency <sup>(2)</sup>	> 97.5%
<b>Ambient conditions</b>	
Operating temperature range	5 °C ... +50 °C [-13 °F ... +122 °F]
Max. temperature for nominal power	+50 °C (+122 °F)
Protection rating	NEMA 3R
Installation indoors / outdoors	● / ●
Rel. humidity	15% ... 95%
Fresh air consumption	3000 m <sup>3</sup> /h
Internal consumption at no load	< 1800 W
Standby consumption (P <sub>sig</sub> )	< 150 W

Inversor central SMA y hoja de especificaciones  
Fuente tomado de [http://www.sma-america.com/en\\_US/products](http://www.sma-america.com/en_US/products)



## 2.3. Baterías

### 2.3.1. Concepto de batería

La batería es un dispositivo electroquímico capaz de transformar la energía química en energía eléctrica. También se le conoce como acumulador. Cuando se conecta una carga externa a las terminales de la batería, la energía química se convierte en energía eléctrica y se genera una corriente que fluye a través del circuito.

La primera batería fue descubierta en 1800, cuando Alessandro Volta se percató de que un flujo continuo de fuerzas eléctricas era generado al utilizar ciertos fluidos como conductores iónicos para promover una reacción electroquímica entre dos metales o electrodos. En 1859 el físico francés Gaston Planté inventó la primera batería recargable (de plomo ácido). En 1899 el sueco Waldmar Jungner inventó la batería de níquel cadmio, cuyo material para el electrodo positivo era el níquel y para el electrodo negativo, el cadmio. Dos años después, a Thomas Alva Edison se le ocurrió, como alternativa, sustituir el cadmio con hierro. La batería de níquel cadmio, como se conoce hoy en día, estuvo disponible hasta el año de 1947, cuando Neumann consiguió sellar completamente la celda.

En 1970 apareció la primera batería de litio no recargable. Posteriormente, en la década de 1980 se continuó el desarrollo de baterías de litio recargable; sin embargo, no se pudo concluir su desarrollo debido a problemas de seguridad. En 1990 la compañía Sanyo puso en el mercado la primera batería de NiMH. En 1991, la compañía Sony Corporation comercializó la primera batería de ión-litio (Pop, 2008).

Año	Suceso/Descubrimiento
1800	Invencción de la batería
1859	Invencción de la batería de plomo ácido
1899	Invencción de la batería de níquel-cadmio
1901	Invencción de la batería de níquel-hierro
1932	Invencción de la placa polo sinterizada
1947	Se termina, con éxito, el sellado de las baterías de níquel-cadmio
1990	Primera batería comercial de NiMH
1991	Primera batería comercial de ión litio

Las principales características que definen una batería son: tamaño, rendimiento en el arranque, capacidad. Las baterías se pueden clasificar según su aplicación y ser: baterías

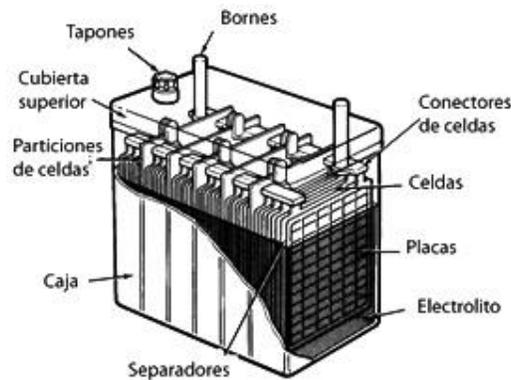


de arranque, estacionarias y de tracción. De la misma manera, también pueden clasificarse en: batería automotriz, batería marítima, batería fotovoltaica.

Estos dispositivos se utilizan como sistemas de almacenamiento de energía para suministrar energía durante la noche o cuando el módulo fotovoltaico no sea capaz de proporcionar la energía que requiere el usuario.

### Componentes de una batería

Los componentes principales de una batería son: celda, material activo, electrolito, rejilla, placas, separadores, elemento, bornes, tapones y carcasa. En la siguiente imagen se muestran los componentes antes mencionados y una definición de cada uno de ellos.



Elementos que forman una batería.

Fuente: tomado de [http://www.tecnoficio.com/electricidad/electricidad\\_del\\_automotor1.php](http://www.tecnoficio.com/electricidad/electricidad_del_automotor1.php)

**Celda:** es un conjunto de placas positivas y negativas ensambladas, con separadores entre ellas, que al entrar en contacto con el electrólito producen una reacción química; de esta reacción resulta una diferencia de potencial (tensión). El número de placas de una batería está fijado en función de su capacidad: a mayor capacidad, mayor es el número de placas.

**Material activo:** son los materiales que se coloca sobre las rejillas y forman las placas positivas y negativas, que son los reactivos de las celdas. La cantidad de material activo que contiene una batería es proporcional a la capacidad (Ah) que la batería puede suministrar.

Por ejemplo, en algunas baterías el material activo de la placa positiva es el peróxido de plomo y, por tanto, el plomo esponjoso es el material activo de la placa negativa.

**Electrólito:** es un medio conductor que permite el flujo de corriente mediante la transferencia iónica o de electrones entre las placas de las baterías. El electrolito depende



del tipo de batería; por ejemplo, en las baterías de plomo ácido el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico en forma líquida, como gel o cristalizado.

Separadores: son hojas delgadas de material altamente poroso no metálico, que separan las placas positivas y negativas para evitar contacto entre ellas y evitar un posible corto circuito. Los separadores permiten el flujo del electrolito y los iones entre ellas.

Tapones: su función es evitar que, entre polvo en las celdas, disipar gases cuando la batería se está cargando, evitar derrames del electrolito, permitir el acceso a las celdas para realizar pruebas de nivel del electrolito y el mantenimiento (agregar agua). Esto es para las baterías abiertas.

Placas: son rejillas que contienen el material activo que producen la energía. La profundidad del ciclado de una batería depende del grosor de las placas.

Elemento: es un material poroso y aislante que separa las placas positivas, negativas y separadores, montados junto con buses que interconectan las placas positivas y negativas.

Bornes: los bornes de la terminal positiva y negativa se prolongan a través de la parte superior o lateral de la batería para permitir la conexión de la batería en el sistema eléctrico del que va a formar parte.

Carcasa: es la caja que contiene y protege los componentes internos de la batería. Es fabricada en una sola pieza.

Rejilla: es la estructura metálica de las placas de la batería. Sirven como un marco para sostener el material activo y es el responsable de conducir el flujo de corriente de la carga y descarga de los materiales activos de las placas positivas y negativas. Las baterías se diferencian de baterías tubulares y planas dependiendo de la forma de la rejilla.

### **Parámetros de una batería**

Los parámetros más importantes a considerar en el momento de elegir una batería son su capacidad y su eficiencia de carga.

#### **Capacidad (coulombica)**

Capacidad: es la cantidad de energía almacenada dentro de una batería, juega un papel importante en el diseño de sistemas fotovoltaicos donde se utilizan baterías. Es definida



en términos de Coulomb o Amper hora (Ah). La capacidad de las baterías debe garantizar la autonomía del sistema al que se integran.

La capacidad Ah de una batería está directamente asociada con la cantidad de electricidad que puede lograr en una descarga completa, partiendo del supuesto de que la batería este totalmente cargada. Se obtiene como el producto de la intensidad de descarga de la batería durante el tiempo en el que esté trabajando. La expresión matemática que representa esta acción es:

$$C = I \times t$$

Las características de una batería varían dependiendo de las condiciones ambientales donde se instalan y que le afectan. En las baterías utilizadas en los SFV, la temperatura a la cual son certificadas es de 25 grados Celsius y con una velocidad de descarga C sobre un periodo de 20 horas. Este rango se le denomina C/20, donde C representa el valor de la capacidad y 20 representa el número de horas de descarga. El valor de C/20 puede variar dependiendo del fabricante (algunos consideran C/24).

Por ejemplo, una batería de 100 Ah y un rango C/20, a la que se le conecta una carga que consuma 5 A, estará descargada en 20 horas. Visto de otra forma, la batería puede proporcionar hasta 5 A por 20 horas.

$$100 \text{ Ah} / 20 \text{ h} = 5 \text{ A}$$

Ejercicio: en una instalación, en la cual la tensión de trabajo es de 12 V, se utiliza una batería de 100 Ah. Calcular el tiempo que tarda en descargarse la batería, si se conecta una carga que consume 85 W.

Solución:

Lo primero que se debe hacer es calcular la corriente que va a circular por la instalación cuando se conecte la carga. Aplicando la fórmula del cálculo de la potencia, se obtiene:

$$P = VI \Rightarrow I = \frac{P}{V} = \frac{85 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 7.08 \text{ A}$$

Despejando y sustituyendo valores en la ecuación, se observa que:

$$t = \frac{C}{I} = \frac{100 \text{ Ah}}{7.08 \text{ A}} = 14.12 \text{ horas}$$



El tiempo que tarda en descargarse la batería es de 14.12 horas.

La capacidad de una batería también puede considerarse como energía (watt hora), considerando la tensión y la capacidad de electricidad. Esta energía, que es el valor máximo que puede entregar un sistema electroquímico, se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{watt hora (Wh)} = \text{tensión (V)} \times \text{Amper hora (Ah)}$$

#### Eficiencia de carga

Es la relación entre la energía utilizada para recargar una batería y la energía que realmente se almacena. La eficiencia debe ser lo más alto posible (próximo al 100%), esto indicaría que la energía que se usa para cargar la batería está disponible para ser utilizada en su totalidad.

#### Autodescarga

Es el proceso mediante el cual la batería se descarga sin estar en uso. Por ejemplo, una batería que está sin utilizarse durante largo tiempo puede llegar a descargarse totalmente y a dañarse completamente. Cuando se tienen baterías almacenadas, se recomienda verificar su estado de carga y recargarla de ser necesario.

#### Profundidad de descarga

Es la cantidad de energía que se obtiene de la batería durante una descarga, tomando en cuenta que la batería está plenamente cargada, ya que es un valor en porcentaje. Está relacionada con el tiempo de vida útil de una batería.

El fabricante de las baterías debe proporcionar información sobre el número de ciclos, máximo de carga y descarga de las baterías durante la vida útil. Este valor está relacionado con la profundidad de una descarga de una batería.

### 2.3.2. Funcionamiento

La batería convierte la energía química, contenida en sus materiales activos, en energía eléctrica por medio de una reacción electroquímica llamada óxido-reducción (redox). En un sistema recargable, la batería es recargada por un proceso inverso. Este tipo de reacción implica la transferencia de electrones de un material a otro, a través de un circuito eléctrico (Linden, 2004). Cuando la corriente fluye a través de la batería, una reacción de oxidación se lleva a cabo en el ánodo y una reacción de reducción en el



cátodo. Las baterías no están sujetas a las limitaciones del ciclo de Carnot dictadas por la segunda ley de la termodinámica, al igual que los motores de combustión y motores térmicos. Por lo tanto, son capaces de obtener una eficiencia de conversión alta.

La unidad básica de la batería es una celda electroquímica. La batería consta de una o más de estas celdas conectadas en serie, paralelo, o ambos, dependiendo de la tensión de salida deseada y la capacidad requerida. La celda se compone de tres componentes principales:

1. El ánodo o electrodo negativo, que cede electrones al circuito externo y se oxida durante la reacción electroquímica.
2. El cátodo o electrodo positivo, que acepta electrones del circuito externo y se reduce durante la reacción electroquímica.
3. El electrolito (conductor iónico), que provee el medio para transferir la carga, en forma de iones, dentro de la celda entre el ánodo y el cátodo. El electrolito es regularmente un líquido, como el agua u otro solvente, ya sean sales disueltas, ácidos o alcalinos para impartir la conductividad iónica. Algunas baterías usan electrolitos sólidos, como los conductores iónicos en la temperatura de funcionamiento de la celda.

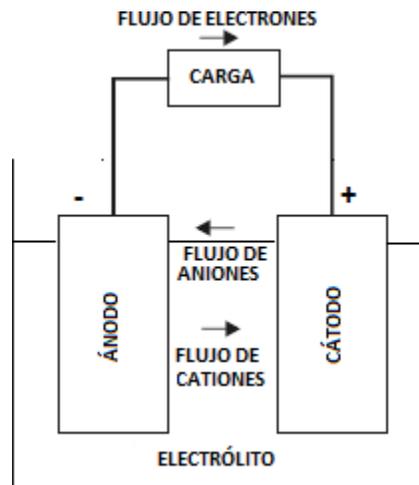
### Operación de carga y descarga:

La reacción de oxidación cede electrones al circuito externo, mientras que la reacción de reducción toma estos electrones del circuito externo. El electrolito sirve como un intermediario entre los electrones y le ofrece un medio para la transferencia de iones. La corriente, que fluye del ánodo al cátodo, existe debido a la diferencia de potencial entre los electrolitos.

El rendimiento de la batería tiende a deteriorarse durante su vida útil y de manera gradual, debido a los cambios físicos y químicos irreversibles (causados por el uso y su vida útil) hasta que, finalmente, ya no son utilizables.

El funcionamiento de una celda se basa en el proceso de carga y descarga.

**Proceso de descarga:** se lleva a cabo cuando una carga es conectada a los bornes de la batería; en ese momento, los electrones fluyen del ánodo (que se oxida a través de la carga externa) hacia el cátodo (donde los electrones son aceptados y el material del cátodo se reduce). En la figura siguiente se muestra el proceso de descarga.



Proceso de descarga.

La reacción de la descarga, considerando un metal como el ánodo y el cloro como un cátodo, se puede escribir de la siguiente manera:

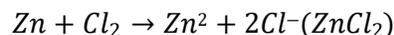
Electrodo negativo: reacción anódica (oxidación, pérdida de electrones)



Electrodo positivo: reacción catódica (reducción, gana electrones)

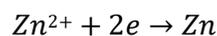


Reacción de descarga:

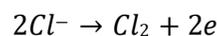


**Proceso de carga:** durante la carga, el sentido de la corriente que fluye se invierte y la oxidación se lleva a cabo en el electrodo positivo y la reducción en el electrodo negativo (tal como se muestra en la figura de abajo). En este proceso, el electrodo positivo es el ánodo y el electrodo negativo es el cátodo. La ecuación de la reacción de carga, considerando el ejemplo de la descarga, se puede escribir de la siguiente manera:

Electrodo negativo: reacción catódica (reducción, gana electrones):

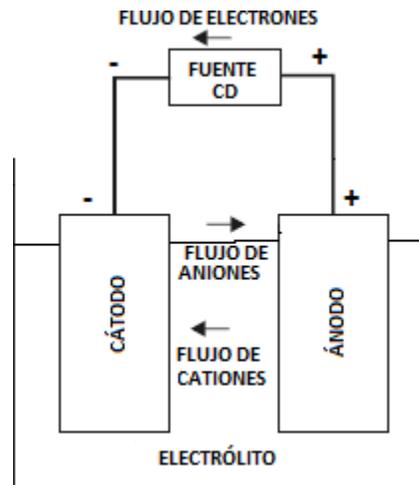
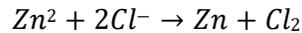


Electrodo positivo: reacción anódica (oxidación, pierde electrones):





Reacción de carga:



Proceso de carga

### Factores que afectan la capacidad y rendimiento de una batería

Cuando están en operación, las baterías pueden verse afectadas por diferentes factores como la temperatura, el envejecimiento y la tasa de descarga.

**Temperatura.** La temperatura puede tener un efecto muy significativo en la capacidad de la batería. En un ambiente frío, la batería reduce su capacidad, porque la reacción química dentro de la batería es más lenta y menos eficiente. Una batería que sufre calentamiento tiene la capacidad para proporcionar más amperes horas, debido a que el calentamiento favorece el proceso químico; sin embargo, se reduce su tiempo de vida útil.

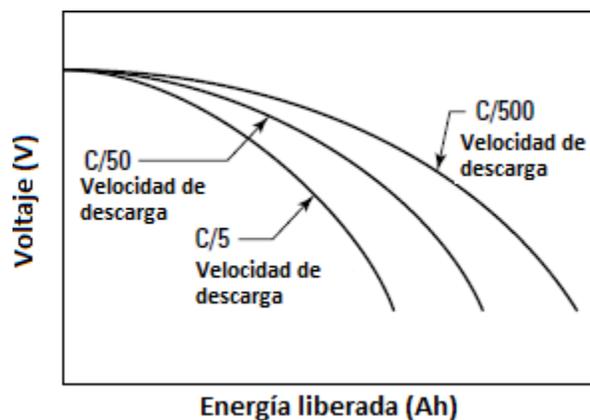
**Envejecimiento.** A medida que las baterías envejecen, las reacciones químicas no funcionan tan bien como era en un principio. El material activo de las baterías empieza a formar capas con partes del electrólito que no vuelven a producir solución ácida durante el proceso de recarga. Este proceso de envejecimiento es evidente en los ciclos de carga y descarga. Con el envejecimiento, las baterías se descargan rápidamente, puesto que su capacidad se ve disminuida. En el ciclo de carga, la batería aparenta cargarse más rápidamente, pero en realidad no está completamente cargada; esto se debe a que la batería tiene menos material activo. Algunas de las causas del envejecimiento de la batería son (Abella, 2005):



- Degradación de las placas positivas
- Sulfatación
- Estratificación
- Autodescarga

**Velocidad de descarga.** Una batería se ve directamente afectada por la velocidad con la cual la batería es descargada. Esta velocidad (tasa) es un número teórico de Amper-hora que una batería podría entregar en una carga. Por ejemplo, una batería de 100 Ah podría entregar teóricamente 1 A por un período de 100 horas ( $1 \text{ A} \times 100 \text{ h} = 100 \text{ Ah}$ ) antes de que se descargue completamente.

En la siguiente figura se muestra la curva característica de la tensión de la batería versus la energía liberada por la batería. La tensión de la batería es un buen indicador para conocer el estado de carga de la batería. Como se puede observar en la figura siguiente, cuando la velocidad de descarga es lenta, la cantidad de Amper hora entregada por la batería es mayor.



Capacidad de la batería vs velocidad de descarga.

Fuente: tomado de (Mayfield, 2010).

**Nivel de tensión.** Para explicar este término se utiliza como ejemplo una batería de plomo ácido, en la cual su tensión de circuito abierto y tensión teórica es de 2.1 V, la tensión nominal es de 2.0 V, la tensión de trabajo se encuentra entre 1.8 V y 2.0 V y la tensión típica final, en descarga moderada, es de 1.75 V y 1.5 V para arranque de motores. En carga, la tensión puede tener un rango de 2.3 V a 2.8 V.



### 2.3.3. Clasificación del tipo de baterías

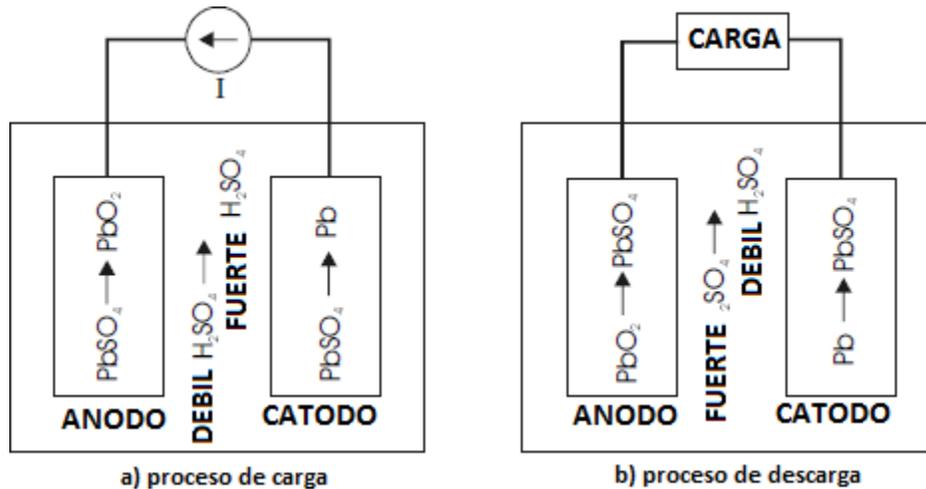
Las baterías se pueden clasificar en dos grandes grupos: **baterías primarias** y **baterías secundarias**. Las primarias son aquellas en las cuales una vez que se descarga, ésta no puede volver a cargarse; su reacción electroquímica es irreversible. En cambio, las baterías secundarias si pueden volver a cargarse, inyectándole una corriente directa desde una fuente externa; en su caso, se dice que su reacción electroquímica es reversible.

Comercialmente se encuentran disponibles una gran variedad de baterías, sin embargo, son pocas las que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos (Mayfield, 2010). A continuación, se presenta algunas de las baterías que se encuentran en el mercado.

#### **Baterías de plomo ácido**

Las baterías de plomo ácido son las más utilizadas en los sistemas fotovoltaicos debido a su robustez, a su capacidad de soportar descargas profundas y porque su costo es relativamente bajo. Estas baterías han estado presentes desde 1860 y disponibles en el mercado del siglo XX. El material activo utilizado en la placa positiva y negativa de la batería es óxido de plomo y el plomo (en algunas ocasiones se le añaden pequeñas cantidades de antimonio); el ácido sulfúrico es el electrolito. En la siguiente figura se muestra el funcionamiento básico de una batería de plomo ácido.

La batería consta de plomo en el cátodo (electrodo positivo) y óxido de plomo en el ánodo (electrodo negativo) inmerso en una solución de ácido sulfúrico (electrólito). La reacción de descarga en el ánodo consiste en el intercambio de iones de oxígeno, desde el ánodo con los iones de sulfato del electrólito. En el cátodo, la descarga implica iones de sulfato del electrólito combinado con iones de plomo para formar sulfato de plomo. La eliminación de los iones de sulfato de la solución reduce la acidez del electrólito. Para que la carga se mantenga neutral, el ánodo debe aceptar dos electrones y el cátodo debe ceder dos electrones a través de un circuito externo por cada dos iones de sulfato que deja el electrólito.



a) proceso de carga  
b) proceso de descarga  
Proceso de carga y descarga de una batería de plomo ácido  
Fuente: tomado de (Messenger &Ventre, 2005).

La diferencia de potencial que se forma en los electrodos de una celda de plomo ácido es de 2.12 V cuando está completamente cargada; por esto se le conoce como baterías de 2 V nominal. Esta batería se puede clasificar en baterías inundadas y baterías reguladas por válvulas. A continuación, se mencionan algunas ventajas y desventajas de estas baterías.

- **Batería de plomo ácido inundadas FLA**  
Estas baterías tienen un electrolito líquido que inunda las celdas. Cuentan con una tapa removible en cada celda y exigen el mantenimiento, por parte del usuario, para comprobar el nivel del electrolito periódicamente y añadir agua destilada cuando el nivel del líquido comienza a reducirse. Funcionan bien en sistemas aislados; en los cuales, las baterías son cicladas de forma regular. Son mejores que las baterías selladas en el ambiente de ciclado constante, porque son diseñadas para ciclados más regulares y pueden aceptar mantenimiento de carga.

**Proceso de mantenimiento:** la reacción química que se produce durante el proceso de carga genera gas de hidrógeno y reduce la cantidad de agua en la batería. Dado que las celdas necesitan permanecer sumergido en la solución de electrolito, el usuario debe añadir agua destilada a las celdas sobre una base regular; asimismo, también requieren una sobrecarga intencional periódica o igualación de carga. Este proceso implica aumentar intencionalmente la tensión de carga en las baterías para agitar la solución electrolítica y la sulfatación (corrosión) que se acumula en las placas. El mantenimiento de la batería debe realizarse de manera controlada y regulada, por lo cual se recomienda que este trabajo lo realice personal capacitado (proveedores, instaladores, etc.) o, en su defecto, si el usuario se siente cómodo para realizar esta tarea.



- **Batería de plomo ácido de válvula regulada VRLA**  
Son también conocidas como baterías de plomo ácido selladas, están selladas del medio ambiente y no poseen componentes internos a los que el usuario deba dar mantenimiento. Las válvulas en las celdas individuales mantienen la batería sellada, pero permiten el escape de gas cuando es necesario. Durante el proceso de carga se producen pequeñas cantidades de gas de hidrógeno y se incrementa la presión dentro de la batería. Cuando la presión alcanza cierto nivel, la válvula se abre, los gases de hidrógeno son expulsados y la válvula se restablece.

#### Ventajas de usar baterías VRLA

- ✓ **Mantenimiento reducido:** las baterías VRLA necesitan un menor mantenimiento, en comparación con las baterías FLA, porque no requieren de agua. Debido al reducido mantenimiento que requieren, a estas baterías se les han denominado “baterías libres de mantenimiento”. Sin embargo, aunque no necesiten agua, si es necesario dar mantenimiento regularmente para que las baterías duren.
- ✓ **Menos gas de hidrógeno:** las baterías VRLA no producen tanto gas de hidrógeno como las FLA, por lo que los requisitos de ventilación en el lugar de instalación son menos restrictivos.
- ✓ **Estacabilidad:** son baterías apilables, una característica que permite colocarlas verticalmente.

#### Desventajas de usar baterías VRLA

- ✓ **Carga excesiva:** las baterías no pueden aceptar tensiones excesivas de carga (a diferencia de las FLA). Debido a que las VRLA pueden producir un exceso de gas cuando se exponen a tensiones más altas, la válvula puede no ser viable para liberar la acumulación de gas correctamente y protegerla.
- ✓ **Tiempo de vida corto:** con un apropiado mantenimiento y uso las baterías pueden tener una vida útil de cinco a siete años.
- ✓ **Costo alto:** el precio de estas baterías es considerablemente más alto que las FLA, lo que genera un gasto mayor en el momento y a futuro.

#### **Baterías de plomo calcio**

En estas baterías se adhiere calcio al material activo de la batería en lugar del antimonio, por lo cual se puede encontrar baterías inundadas y de válvula regulada. Estas baterías son de 6 V y 12 V nominal. Al igual que las baterías de plomo ácido, la capacidad depende del fabricante y las dimensiones físicas de la batería. La adición del calcio en el



material activo reduce el consumo de agua, los platos son más resistentes a la corrosión y la tasa de autodescarga decrece.

Una desventaja que presentan estas baterías es que son más caras que las de plomo ácido y que son pocos los fabricantes que fabrican baterías de plomo ácido de ciclo profundo.

### **Baterías de níquel cadmio**

Tienden a ser usadas como baterías recargables. Estas baterías están basadas en un electrodo positivo compuesto de  $\text{Ni(OH)}_2/\text{NiOOH}$  y un electrodo negativo de cadmio  $\text{Cd}$  y  $\text{Cd(OH)}_2$ . El electrolito es una solución acuosa de hidróxido de potasio  $\text{KOH}$ . Una gran ventaja de las de  $\text{NiCd}$  es su rápido funcionamiento de carga y descarga: es posible cargar una batería en 10 minutos y puede suministrar altas intensidades de corriente durante la descarga.

Actualmente, se fabrican baterías de válvula regulada e inundadas, sus configuraciones de tensión nominal pueden ser de 6 V y 12 V. Sin embargo, proveen menos tensión por celda, lo que significa que necesitan más celdas en serie con el fin de obtener la tensión deseada. Por ejemplo, una batería de 12 V nominales consta de diez celdas en serie (Mayfield, 2010).

Las desventajas de las baterías de  $\text{NiCd}$  son: su densidad de energía relativamente bajo y su llamado “efecto de memoria”. Este “efecto de memoria” produce que la batería solamente entregue la capacidad utilizada en los últimos ciclos de carga-descarga. Otra desventaja es la presencia de cadmio, porque es un material peligroso. Esto puede originar que en un futuro sea prohibido el uso de este tipo de baterías (Pop, 2008). La aplicación más usual de las baterías de níquel cadmio ocurre en juguetes, equipos estéreos y máquinas fotográficas. Entre sus diseños especiales se encuentran las baterías para aplicación en aviones, sin sellar.

### **Baterías de níquel hidruro metálico (NiMH)**

A diferencia de las baterías de  $\text{NiCd}$ , esta batería proporciona una mayor densidad de energía. El ánodo se fabrica con un metal hidruro. Algunas de sus ventajas son: el efecto de memoria es casi despreciable, tienen una alta tasa de auto descarga. Sus desventajas son: su precio elevado, no son capaces de entregar picos altos de potencia y son muy peligrosas si son sobrecargadas.

Algunas aplicaciones de las baterías  $\text{NiMH}$  son: los vehículos eléctricos (Ford Ranger EV, GM EV1), vehículos híbridos y aplicaciones en robótica.



### Baterías de ion litio

Esta tecnología tiene un desarrollo relativamente nuevo (1970); presentan una mayor densidad de energía en comparación con otras tecnologías, un mayor rango de temperatura de operación y una vida útil larga. Algunos de sus diseños van desde 5 mAh hasta 10000 Ah. Su mayor aplicación es en sistemas portátiles como dispositivos de seguridad, calculadoras, relojes, etc.

Las primeras baterías de litio se pueden clasificar en tres categorías: *a)* baterías de estado sólido de baja potencia, las cuales tienen una excelente vida útil y se utilizan en aplicaciones como marcapasos, computadoras portátiles, etc.; *b)* la segunda generación son las baterías de cátodo sólido, diseñadas en forma de cilindro o en moneda, que han remplazado a la primera generación en aplicaciones como relojes, calculadoras, equipo fotográfico; *c)* las baterías de cátodo soluble, las cuales se construyen en forma cilíndrica, discos planos o en contenedores primaticos utilizando placas planas que se utilizan en aplicaciones militares o industriales.

Las baterías de litio presentan algunas ventajas sobre otras tecnologías. A continuación, se mencionan algunas características.

- Tensión alta. Tienen voltajes de hasta 4 V aproximadamente, dependiendo del material empleado como cátodo.
- Alta densidad de energía y energía específica. La energía que produce una batería de litio es de dos a cuatro veces mejor que las baterías de zinc.
- Funcionan en altas temperaturas: de 40°C a 70 °c.
- Buena densidad de potencia.
- Las baterías de litio se pueden almacenar durante largos periodos de tiempo y su vida útil se ha proyectado a 20 años.

En la siguiente tabla, se muestra las características de las diferentes tecnologías de baterías disponibles en el mercado.

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga (horas)	Autodescarga/ mes	Número de ciclos	Capacidad (por tamaño)
Plomo-ácido	2	8-16	< 5 %	Medio	30-50 Wh/kg
Ni-Cd	1.2	1	20 %	Elevado	50-80 Wh/kg
NiMH	1.2	2-4	20 %	Medio	60-120 Wh/kg



Ion Litio	3.6	2-4	6%	Medio-bajo	110-160 Wh/kg
-----------	-----	-----	----	------------	---------------

Características de diferentes tecnologías de baterías.  
Fuente: tomado de (www.mcgraw-hill, 2010).

### Baterías comerciales

En este apartado se presentan algunas baterías comerciales que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos. Al igual que con otros productos, los fabricantes de baterías proporcionan las principales características eléctricas de sus productos, por medio de curvas u hojas de especificaciones.

- Baterías de plomo ácido

En el mercado de las baterías de plomo ácido, se pueden encontrar baterías de ciclado profundo, selladas o de libre mantenimiento. En la siguiente figura se muestra una batería de plomo ácido y su hoja de especificaciones.



BCI GROUP SIZE	TYPE	CAPACITY <sup>4</sup> Minutes			CAPACITY <sup>5</sup> Amp-Hours (AH)				KILOWATT (kWh)	TERMINAL Type	DIMENSIONS <sup>6</sup> Inches (mm)			WEIGHT lbs. (kg)
		@25 Amps	@56 Amps	@75 Amps	5-Hr Rate	20-Hr Rate	100-Hr Rate	100-Hr Rate			Length	Width	Height <sup>7</sup>	
<b>2 VOLT DEEP CYCLE BATTERIES - with T2 TECHNOLOGY™</b>														
903	L16RE-2V*	-	-	-	909	1110	1235	2.47	5	11-5/8 (295)	7 (178)	17-11/16 (450)	119 (54)	
<b>6 VOLT DEEP CYCLE BATTERIES - with T2 TECHNOLOGY™</b>														
GC2	T-605	383	-	105	175	210	232	1.39	1, 2, 3, 4	10-3/8 (264)	7-1/8 (181)	10-7/8 (276)	58 (26)	
GC2	T-105	447	-	115	185	225	250	1.50	1, 2, 3, 4, 5	10-3/8 (264)	7-1/8 (181)	10-7/8 (276)	62 (28)	
GC2	T-105 Plus	447	-	115	185	225	-	-	1, 2, 3, 4	10-3/8 (264)	7-1/8 (181)	10-11/16 (272)	62 (28)	
GC2H	T105-RE	-	-	-	185	225	250	1.50	5	10-3/8 (264)	7-1/8 (181)	11-3/4 (299)	67 (30)	
GC2	T-125	488	-	132	195	240	266	1.60	1, 2, 3, 4	10-3/8 (264)	7-1/8 (181)	10-7/8 (276)	66 (30)	

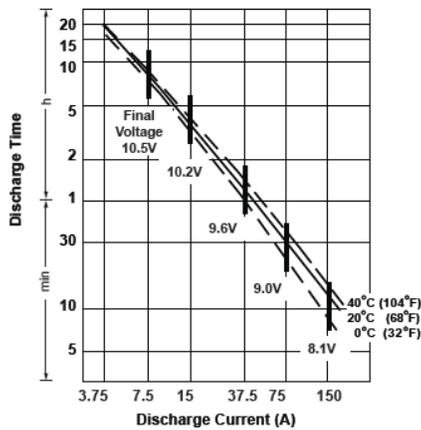
Batería de plomo ácido de ciclo profundo y hoja de especificaciones de algunos modelos de baterías

Fuente: tomado de la guía de productos de la marca Trojan.

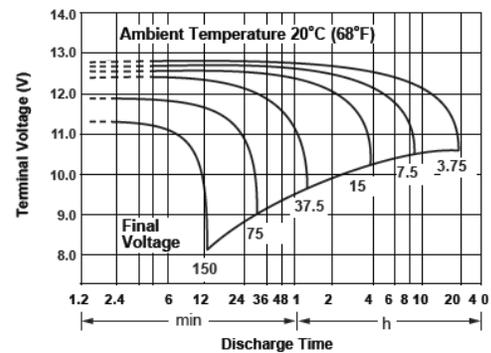


Constant Power Discharge Ratings								
MODEL	FINAL VOLTAGE	WATTS PER CELL @ 25° C						
		5 MIN	10 MIN	15 MIN	20 MIN	30 MIN	45 MIN	60 MIN
PS-12750	1.75	480	339	270	220	168	126	102
	1.70	509	356	278	231	171	128	103
	1.67	518	360	282	233	173	130	106

Discharge Time vs. Discharge Current



Discharge Characteristics



Batería de plomo ácido sellad, hoja de especificaciones y curvas de descarga.

Fuente: tomado de <http://www.power-sonic.com>



- Baterías de Plomo calcio

**Especificaciones de la batería**

<b>Voltaje nominal</b>	12 V
<b>Largo</b>	330.2 mm (13.0")
<b>Ancho</b>	172 mm (6.8")
<b>Altura</b>	217.8 mm (8.6")
<b>Altura total</b>	240.3 mm (9.5")
<b>Peso</b>	27.3 Kg. (60.2 lbs)
<b>Capacidad</b>	115 AH a 100 horas de descarga

**Instrucciones de carga**

<b>Voltaje de flotación</b>	13.5 V @ 80 °F
<b>Voltaje de igualación</b>	15.5 V @ 80 °F
<b>Compensación por temperatura</b>	Por cada grado abajo de 27 °C (80°F) agregar .033 (.018) V a la inversa, por cada grado superior a 27 °C (80 °F) quitar .033 (.018) V.

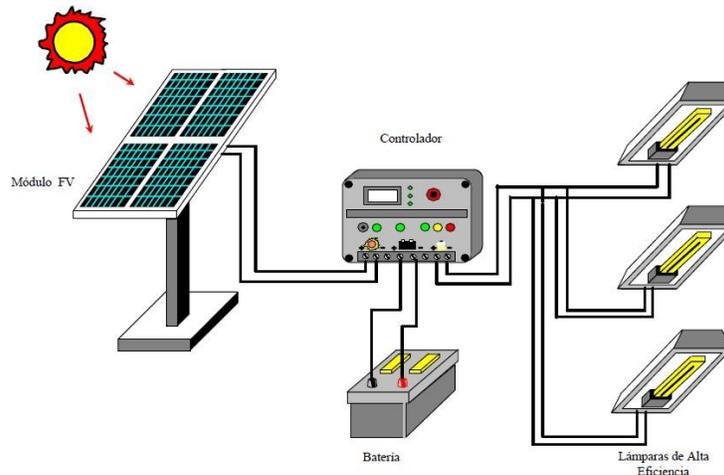
Batería de plomo calcio de ciclo profundo y características.

Fuente: tomado de catálogo de productos Cale solar.



## 2.4. Controlador de carga y energía

Cuando se tiene un sistema fotovoltaico donde se utilizan bancos de baterías, es necesario colocar un sistema de regulación de carga entre el arreglo fotovoltaico y las baterías. Este componente recibe el nombre de controlador de carga (regulador). Su principal función es proteger a las baterías de sobrecargas y sobre descargas para prolongar la vida útil. En la siguiente figura se muestra la ubicación del controlador de carga en el sistema fotovoltaico.



Configuración del controlador de carga en un sistema fotovoltaico.

Fuente: tomado de (D., Munguía, V., & H., 1998).

### 2.4.1. Concepto de controlador de carga y energía

El controlador de carga es un dispositivo electrónico que tiene la función de regular el flujo de electricidad que fluye del arreglo fotovoltaico hacia la batería; es decir, debe desconectar el AFV de la batería cuando ya está completamente cargada y apagar la carga cuando la batería ha llegado a un determinado nivel de descarga. Cuando el sistema cuenta con un banco de baterías, el proceso de control se vuelve un desafío. El controlador debe ser ajustable para garantizar un rendimiento óptimo del banco de baterías bajo diferentes condiciones de carga-descarga y de temperatura.

Actualmente existe en el mercado una gran variedad de controladores de carga, que van desde equipos pequeños (para aplicaciones donde se utilizan uno o dos módulos fotovoltaicos), hasta controladores diseñados para aplicaciones en bancos de baterías muy grandes. En la siguiente tabla se presenta una posible clasificación de los controladores de carga.



Concepto de clasificación	Clasificación del controlador de carga
Tecnología del interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Relé electromecánico</li> <li>• Estado sólido (MOSFET, IGBT)</li> </ul>
Estrategia de desconexión del consumo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Por tensión</li> <li>• Por algoritmos de cálculo del estado de carga</li> <li>• Por algoritmos de gestión de la energía</li> </ul>
Posición del interruptor de control de generación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Serie</li> <li>• Paralelo</li> </ul>

Posible clasificación de los controladores de carga

Fuente: tomado de (www.mcgraw-hill, 2010).

### Características de dimensionamiento:

Las principales características a considerar, en el momento de elegir un controlador de carga para un sistema fotovoltaico, son (Orbegozo & Arivilca, 2008):

- ✓ Máxima corriente aceptada, proveniente de los módulos FV (p. ej. 5 A).
- ✓ Máxima corriente de suministro a la batería (p. ej. 5 A).
- ✓ Indicador de bajo voltaje de la batería (p. ej. LED).
- ✓ Indicador de carga solar (p. ej. LED).
- ✓ Voltaje de entrada de carga de batería (Depende del tipo de batería. Para una batería sellada, será de 13.3 V a 14.0 V).
- ✓ Voltaje de entrada de descarga (para una batería sellada, entre 11.4 y 11.9V).
- ✓ Tipo de regulación (estado sólido y con un relay).
- ✓ Dispositivo de reseteo (automático o manual).
- ✓ Protección eléctrica (fusibles para cortocircuito o iluminación).
- ✓ Protección contra polaridad inversa (fusible o diodo bloqueador).
- ✓ Voltajes de entrada regulables.
- ✓ Su carcasa debe ser a prueba de agua (IP 10 o más).

Los fabricantes de controladores de carga proporcionan las características físicas y eléctricas de sus componentes, a través de una hoja de especificaciones (*datasheet*); en esta hoja se pueden encontrar algunos datos como los siguientes:

- ✓ Modelo
- ✓ Tensión máxima de entrada
- ✓ Energía de autoconsumo
- ✓ Corriente máxima de entrada y salida
- ✓ Sobrecarga
- ✓ Peso
- ✓ Grado de protección



### ✓ Dimensiones

Esta hoja de especificaciones proporciona la ayuda necesaria para seleccionar el controlador de carga que más se adecue a las necesidades requeridas. A continuación, se muestra una hoja de especificaciones de un controlador de carga.

MODELO	DSD 30	DSD 30	DSD 50
Dimensiones	172 x 105 x 24 mm.	172 x 160 x 24 mm.	172 x 160 x 24 mm.
Peso	0,6 kg	0,7 kg.	0,7 kg.
Caja	Chapa de acero galvanizada	Chapa de acero galvanizada	Chapa de acero galvanizada
Pintura	Epoxi al horno	Epoxi al horno	Epoxi al horno
Grado de estanqueidad	IP 32	IP 32	IP 32
Tensión nominal	Bitensión selección automática 12-24 V	Bitensión selección automática 12-24 V	Bitensión selección automática 12-24 V
Intensidad máxima de generación	30 A	30 A	50 A
Intensidad máxima de consumo	30 A	30 A	30 A
Sobrecarga admisible	25%	25%	25%
Autoconsumo	< 30mA	< 30mA	< 30mA
Pérdida máxima generación/consumo	< 1,8W/2,4W	< 3,6W/3,6W	< 2,5W/1,2W
Capacidad de las clemas	40 A	40 A	60 A

**Características del regulador modelo DSD 50**

Algunas de las características físicas del modelo elegido y normas de seguridad que cumple (en este caso IP 32)

**Tensión nominal:** es la tensión de trabajo de la instalación, y se corresponde con la tensión nominal de las baterías. En el ejemplo se puede configurar para que trabaje a 12 o 24 voltios

**Intensidad máxima en generación:** será la recibida desde los módulos solares

**Intensidad máxima de consumo:** intensidad a proporcionar a la parte de la instalación donde se van a conectar los equipos del usuario

**Sobrecarga:** porcentaje sobre el valor nominal que aguanta el regulador sin romperse

**Autoconsumo:** cantidad de energía que necesita el regulador para su propio funcionamiento. En el ejemplo viene dado en valores de intensidad (< 30 mA). Hay que tener en cuenta que este valor se debe considerar a la hora de hacer el dimensionado de la instalación, para que funcione de manera correcta.

**Pérdida máxima generación/consumo:** es un valor relacionado con las caídas de tensión internas. Es importante porque puede llegar a modificar las tensiones de trabajo y produce pérdidas de energía

Hoja de especificaciones comparativa de diversos modelos de controladores de carga.  
Fuente: tomado de (www.mcgraw-hill, 2010).

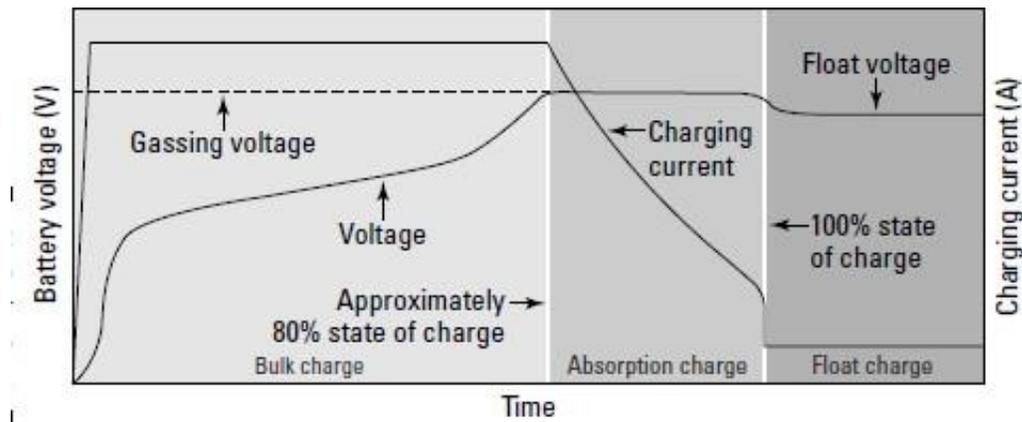
### 2.4.2. Funcionamiento

El controlador de carga opera en dos zonas del SFV. En la zona de carga, su función es garantizar una carga suficiente en el acumulador y evitar la sobrecarga de la batería. En la zona de descarga, su función es proporcionar el suministro eléctrico requerido diariamente por el usuario y evitar una descarga excesiva de la batería.

En el funcionamiento de los controladores de carga, la tensión y corriente enviada a las baterías durante el proceso de carga es regular. En la siguiente figura se muestra las diferentes etapas que pueden tener los controladores de carga para regular los niveles de tensión y corriente. En la figura se puede observar tres etapas de regulación; aunado a esto, se puede advertir como la tensión y la corriente varía a lo largo del tiempo en función



de los valores de ajuste, que son los niveles de tensión necesarios para cargar las baterías. Los fabricantes de baterías proporcionan los niveles de regulación (ajuste) que se deben utilizar para maximizar la vida útil de una batería.



El controlador de carga también sirve para evitar que la corriente de las baterías fluya hacia el módulo FV en los periodos en los que no haya suficiente luz solar.

### Tensiones de regulación

Estas tensiones son los puntos de regulación que le permiten al controlador realizar los cortes cuando el controlador detecta una sobrecarga o una sobre descarga (Abella, 2005).

- Tensión de corte de sobrecarga. Es la tensión máxima que el controlador permite que alcance la batería; es decir, cuando el controlador detecta que se ha alcanzado esta tensión desconecta el arreglo fotovoltaico o comienza a regular la corriente que se suministró a la batería.
- Tensión de rearme de carga. Es una tensión de histéresis que permite reconectar el arreglo fotovoltaico para cargar la batería.
- Tensión de corte de sobre descarga. Es la tensión mínima antes de que se desconecten las cargas de la batería. Cuando el controlador detecta este valor desconecta las baterías de las cargas de consumo para evitar una descarga total. Los valores típicos de tensión se encuentran entre 11 V y 11.5 V que corresponden de un 75% a un 90% de la profundidad de descarga para la mayoría de las baterías de plomo ácido de 12 V nominales.
- Tensión de rearme de descarga. Es el valor de la tensión que reconecta a las cargas con la batería. Estas tensiones se encuentran entre un valor de 12.5 V y 13 V para baterías de plomo ácido de 12 V nominales.



### Controladores de carga comerciales

Algunos controladores que se encuentran en el mercado tienen tecnologías avanzadas como contadores, compensación de temperatura, modulación PWM, entre otras. A continuación, se presentan algunos controladores de carga empleados en sistemas fotovoltaicos con baterías.

- Controlador de carga *Sunlight*. Este controlador cuenta con una tecnología de microprocesadores que permiten el control automático de iluminación, es una tecnología confiable, precisa y la carga de la batería es del tipo PWM. Es apropiado para lámparas de 12/24 V de corriente directa.

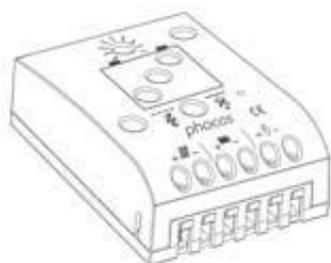
#### Especificaciones eléctricas

	12 voltios	24 voltios
Entrada solar especificada	10/20 A	10/20 A
Carga especificada	10/20 A	10/20 A
Sobrecarga del 25% de corriente	5 min.	5 min.
Regulación de tensión:		
Batería sellada	14,1 V	28,2 V
Batería con líquido	14,4 V	28,8 V
Desconexión de carga	11,7 V	23,4 V
Reconexión de LVD	12,8 V	25,6 V
Compensación de temperatura	-27	-54
Consumo propio	8 mA	9 mA
Temperatura de operación	-40 a +85 °C	



Controlador de carga Sunlight y características eléctricas

- Controlador de carga phocos CML. Este dispositivo se ajusta automáticamente a la tensión del sistema de 12 V o 24 V, cuenta con señal acústica cuando el estado de carga de la batería cambia y desconexión por bajo voltaje.



Voltaje nominal	12 / 24 V, reconocimiento automático
Voltaje de carga profunda	14.5 / 29.0 V (25°C), 2 h
Voltaje de equalización	14.8 / 29.6 V (25°C), 2 h
Voltaje de flotación	13.7 / 27.4 V (25°C)
Función de Desconexión por Bajo Voltaje	11.4-11.9 / 22.8-23.8 V controlado por el estado de carga, 11.0 / 22.0 V controlado por el voltaje
Voltaje de reconexión de carga	12.8 / 25.6 V
Compensación de temperatura	-4 mV/cell*K
Máx. corriente de panel solar	5 / 8 / 10 / 15 / 20 A de acuerdo con el número de modelo @ 50°C
Máx. corriente de carga	5 / 8 / 10 / 15 / 20 A de acuerdo con el número de modelo @ 50°C
Dimensiones	80 x 100 x 32 mm (w x h x d)
Peso	180gr
Máx. tamaño de cable	16 mm <sup>2</sup> (AWG #6)
Autoconsumo	4 mA
Escala de temperatura ambiental	-40 a + 50°C
Caja de protección	IP 22

Controlador de carga modelo CML de pocos

Fuente: tomado de <http://www.phocos.com/>

- Controlador Steca PR. Este tipo de controlador es más sofisticado que otros equipos, debido a que cuenta con un display que permite visualizar el estado de carga de la batería; además, cuenta con un contador de energía que el usuario puede resetear. Tiene un sistema de función de luz nocturna y diurna.



	PR 1010	PR 1515	PR 2020	PR 3030
<b>Funcionamiento</b>				
Tensión del sistema	12 V (24 V)			
Consumo propio	12,5 mA			
<b>Datos de entrada CC</b>				
Tensión de circuito abierto del módulo solar	< 47 V			
Corriente del módulo	10 A	15 A	20 A	30 A
<b>Datos de salida CC</b>				
Corriente de consumo	10 A	15 A	20 A	30 A
Tensión final de carga	líquido 13,9 V (27,8 V); gel 14,1 V (28,2 V)			
Tensión de carga reforzada	14,4 V (28,8 V)			
Carga de compensación	14,7 V (29,4 V)			
Tensión de reconexión (SOC / LVR)	> 50 % / 12,6 V (25,2 V)			
Protección contra descarga profunda (SOC / LVD)	< 30 % / 11,1 V (22,2 V)			
<b>Condiciones de uso</b>				
Temperatura ambiente	-10 °C ... +50 °C			
<b>Equipamiento y diseño</b>				
Terminal (cable fino / único)	16 mm <sup>2</sup> / 25 mm <sup>2</sup> - AWG 6 / 4			
Grado de protección	IP 32			
Dimensiones (X x Y x Z)	187 x 96 x 44 mm			
Peso	350 g			

Controlador de carga Steca modelo PR.

Fuente: tomado de:

[http://www.steca.com/index.php?Solar\\_electronics\\_inverter\\_photovoltaics](http://www.steca.com/index.php?Solar_electronics_inverter_photovoltaics).



## 2.5. Bombas

Una de las aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos es su uso, en el sector agrícola, para la extracción de agua. Un sistema de bombeo convencional está conformado por dos partes esenciales: un motor que produce energía mecánica y la bomba que transforma la energía mecánica en energía hidráulica.

Actualmente, los sistemas de bombeo que proveen de agua a la mayoría de la población a nivel mundial son accionados por motores eléctricos, siempre y cuando exista acceso a la red eléctrica. En los sistemas de bombeo fotovoltaico, la red eléctrica es sustituida por el arreglo fotovoltaico, el cual transforma la energía del sol en energía eléctrica en corriente directa.

Las bombas son un mecanismo imprescindible para extraer agua de los pozos y norias. En este tema se estudiarán los diferentes tipos de bombas que se encuentran en el mercado.

### 2.5.1. ¿Qué es una bomba?

Una bomba es un dispositivo capaz de convertir la energía mecánica en energía hidráulica, por esto se dice que una bomba es una máquina hidráulica generatriz. El funcionamiento en general de las bombas hidráulicas se realiza en dos etapas:

- Aspiración: elevación del agua desde su nivel hasta la bomba, a través de una tubería de aspiración. En esta etapa la bomba ejerce un vacío dentro de la tubería de aspiración para que el agua pueda subir, impulsada por la presión atmosférica.
- Impulsión: es la conducción del agua desde la bomba hasta el punto de descarga por medio de una tubería de impulsión. En esta etapa, la bomba ejerce la presión necesaria para llevar el agua hasta su punto de descarga a lo largo de la tubería de impulsión.

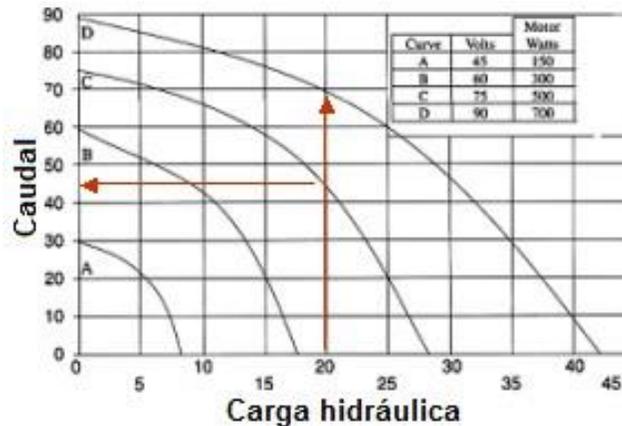
#### Curvas características de una bomba

Curva de bombeo

Con el fin de establecer las características de bombeo de un conjunto motor-bomba, los fabricantes proporcionan una serie de gráficas denominadas curvas de bombeo. En ellas se indica la capacidad que tiene el conjunto motor-bomba para extraer agua venciendo una carga hidráulica específica. Esta relación es expresada en metros de carga (o pies), a



cierta razón de flujo  $Q$  expresado en  $\text{m}^3/\text{h}$ ,  $\text{l/s}$ , ó  $\text{GPM}$ . En la siguiente figura se muestra dicha relación.



Curva característica carga hidráulica  $H$  vs Caudal  $Q$  de una bomba.

Fuente: tomada del manual de Grundfos.

Como se puede observar, en el eje horizontal se encuentra la carga hidráulica que se tiene que elevar. El agua está expresada en pies. En el eje vertical se tiene la razón de flujo (caudal) expresado en  $\text{GPM}$  y, en una tabla, se presenta la potencia que requiere la bomba para cada una de las curvas. Para interpretar la curva se considera que se desea elevar una columna de agua a una altura de 20 pies; por otra parte, el flujo a esa altura está determinado por la intersección vertical trazada en los 20 pies de altura con la curva de bombeo. Para esta altura se interceptan dos curvas: C y D. Considerando la curva C, se obtiene que el gasto proporcionado por la bomba es de 45  $\text{GPM}$ ; y de acuerdo con el cuadro insertado en la gráfica, la potencia que requiere la bomba es de 500  $\text{W}$ . Y para la curva D se tiene un gasto de 70  $\text{GPM}$  y se requiere una potencia de 700  $\text{W}$ . Para potencias menores de 500  $\text{W}$  la bomba no podría elevar el agua a la altura de 20 pies.

#### Ejemplo

Dos usuarios necesitan 13,500 galones de agua al día que debe ser elevada a una altura de 20 pies. Considerando que el usuario 1 cuenta con una bomba cuya curva de bombeo es la curva C y el usuario dos tiene una bomba cuya curva de bombeo es la curva D de la figura anterior. ¿Cuánto tiempo tardara cada uno de ellos en bombear el agua requerida?

#### Solución

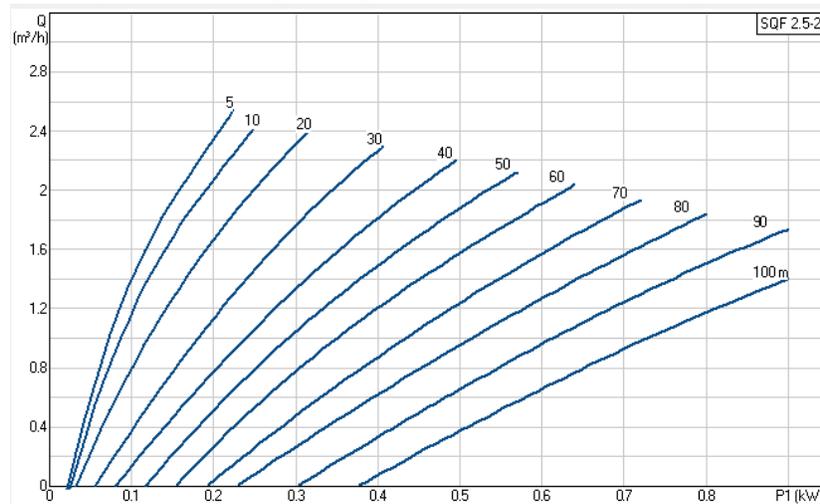
Para el usuario 1: si se considera que la bomba entrega 45  $\text{GPM}$ , en una hora estaría entregando  $45 \text{ GPM} \times 60 \text{ min} = 2,700$  Galones en una hora; por lo tanto, los 13,500 galones los proporcionaría en  $13,500/2,700 = 5$  horas

Para el usuario 2: ya que su bomba proporciona 70  $\text{GPM}$ , el tiempo que le tardaría en cubrir su demanda es de 3.21 horas.



Curva de potencia consumida por la bomba

Otra información que proporcionan los fabricantes son las curvas de la potencia requerida por la bomba para operar. En la figura siguiente se muestra este tipo de relación.



Curva caudal vs potencia de una bomba sumergible de rotor helicoidal.

Fuente: tomada del manual de Grundfos.

Como se observa en la figura anterior, para una carga hidráulica de 5 metros, la bomba consume alrededor de 220 Watts y entrega un flujo de agua aproximado de 2.5 m³/h. Si esta misma bomba se utiliza para bombear agua a una altura de 50 metros, la bomba requeriría una potencia de 550 Watts aproximadamente y entregaría un flujo de agua de 2.1 m³/h. Esta relación se puede expresar numéricamente como:

$$P_{bomba} = \frac{\rho q \Delta p}{\eta_T}$$

Donde P es la potencia que consume la bomba (W),  $\rho$  es la densidad del fluido (Kg/m³), q caudal (m³/s),  $\Delta p$  es la altura manométrica (kPa) y  $\eta_T$  es la eficiencia de la bomba.

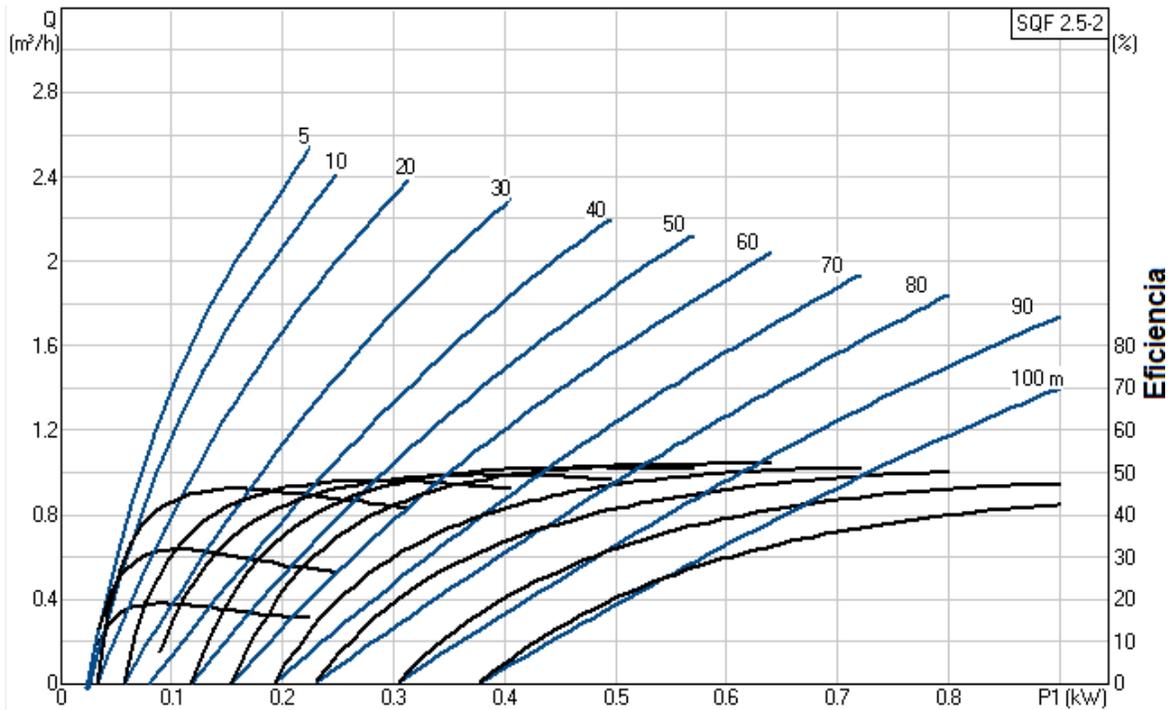
Curva de eficiencia de una bomba

La eficiencia total de una bomba está dada por el producto de la eficiencia del motor, la eficiencia de la bomba y las pérdidas por fricción. Los motores de corriente directa tienen eficiencias del orden del 85%, los motores de corriente alterna de una fase 55% y los motores de corriente alterna tres fases hasta del 80%.

$$\eta_T = \eta_B \eta_M \eta_{pérdidas}$$



Generalmente, los fabricantes de bomba proporcionan el valor de la eficiencia de sus productos en las hojas de información técnica. En la siguiente figura se muestra las curvas típicas de eficiencia para una bomba en términos de la carga hidráulica y el gasto.



Curva de eficiencia de una bomba.  
Fuente: tomado de manuales de Grundfos.

La eficacia de las bombas volumétricas o de desplazamiento positivo de cavidad progresiva, bajo condiciones de velocidad constante, puede llegar hasta el 60%. Para las bombas de pistón y de diafragma se tienen eficiencias del 55%, trabajando con una potencia constante.

Para las bombas centrífugas que trabajan bajo condiciones de potencia constante, se ha estimado una eficiencia del 20%, siempre y cuando sean bombas con un solo impulso y una carga hidráulica máxima de 5 metros. Para bombas centrífugas con más de dos impulsores se han alcanzado eficiencias cercanas al 35%.

### *Selección de la bomba*

Un criterio que se debe seguir en el momento de seleccionar la bomba para un sistema de bombeo radica, fundamentalmente, en su capacidad para vencer una carga hidráulica y el gasto proporcionado para entregar el volumen de agua requerido durante el día. Gracias a la información que proporcionan los fabricantes de bombas se puede establecer un



diagrama de selección de tecnología de bombeo de acuerdo con los parámetros hidráulicos: gasto y carga hidráulica. En la siguiente figura se muestra dicho diagrama:

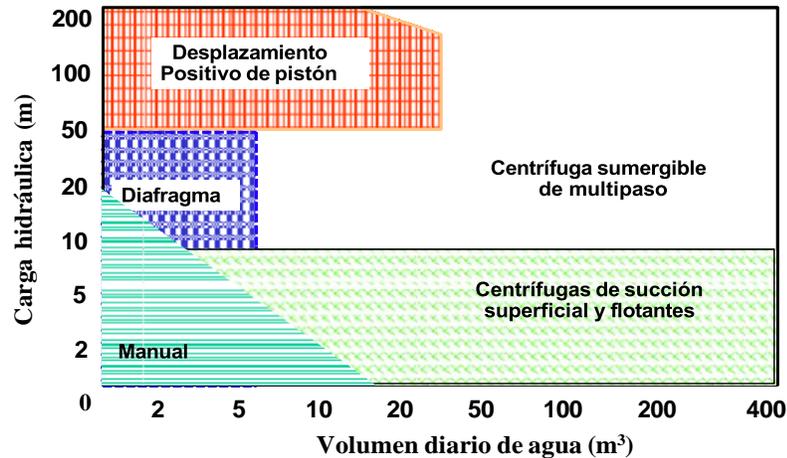


Diagrama de selección de bombas de acuerdo con el gasto y la carga hidráulica.  
Fuente: tomado de (Juárez, 2010).

En la figura anterior se puede observar que hay zonas donde las tecnologías se traslapan, esto significa que dos o más tipos de bombas pueden ser utilizadas para satisfacer los mismos requerimientos de gasto y la carga hidráulica de un proyecto.

Por ejemplo, para una demanda diaria de 2,000 litros, con una carga hidráulica de 8 metros, las tecnologías de bombeo que pueden generar ese ciclo hidráulico son la bomba manual, la centrífuga y la de diafragma. La elección de una con respecto a las otras dependerá de las ventajas y desventajas entre las tecnologías. Por lo que, para elegir óptimamente una bomba, además de los requerimientos hidráulicos, es necesario conocer las ventajas y desventajas entre ellas. En la siguiente tabla se muestra un resumen de las diferentes tecnologías.



Características de las tecnologías de bombeo: ventajas y desventajas entre ellas.

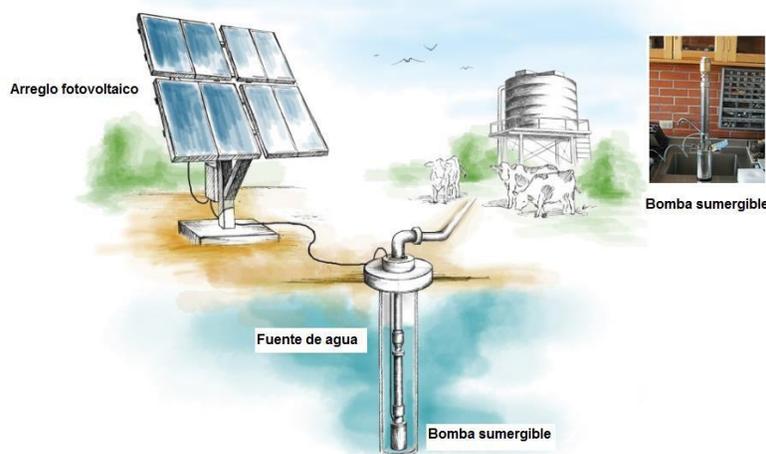
TIPO DE BOMBA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Centrífugas de superficie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comúnmente disponibles.</li> <li>• Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena.</li> <li>• Fácil operación y mantenimiento, por ser superficiales.</li> <li>• Cuentan con motores de CD de velocidad variable o CA.</li> <li>• Manejan flujos altos.</li> <li>• Manejan cargas dinámicas altas, aunque no son capaces de succionar más de 8 metros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienen un rango de eficiencia estrecho con respecto a la CDT.</li> <li>• Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.</li> <li>• Pueden dañarse por el congelamiento en climas fríos.</li> </ul>
Centrífugas sumergibles	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comúnmente disponibles.</li> <li>• Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena.</li> <li>• Pueden utilizar el agua como lubricante.</li> <li>• Cuentan con motores de CD de velocidad variable o CA.</li> <li>• Manejan flujos altos.</li> <li>• Operan a cargas dinámicas grandes.</li> <li>• Tienen un diseño modular que permite obtener más agua al agregar más impulsores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienen un rango de eficiencia estrecho con respecto a la CDT.</li> <li>• Se dañan si trabajan en seco.</li> <li>• Deben extraerse para darles mantenimiento.</li> <li>• Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.</li> </ul>
Diafragma	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operan a cargas menores de 40 metros.</li> <li>• Son muy económicas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No toleran arenas o sedimentos.</li> <li>• No trabajan a cargas dinámicas profundas.</li> <li>• Bajos flujos.</li> </ul>
Desplazamiento positivo-pistón	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soportan cargas dinámicas muy grandes.</li> <li>• La producción puede variarse ajustando la carrera del pistón.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requieren de reemplazo regular de sellos del pistón.</li> <li>• No toleran arena o sedimentos.</li> <li>• La eficiencia se reduce en la medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro.</li> <li>• Debe extraerse el pistón y el cilindro del pozo para reparar los sellos.</li> <li>• No dan grandes flujos.</li> </ul>



## 2.5.2. Tipos de bombas

Las bombas se pueden clasificar dependiendo de cuál sea la fuente de agua de dónde se extraerá el líquido; éstas pueden ser (Juárez, 2010):

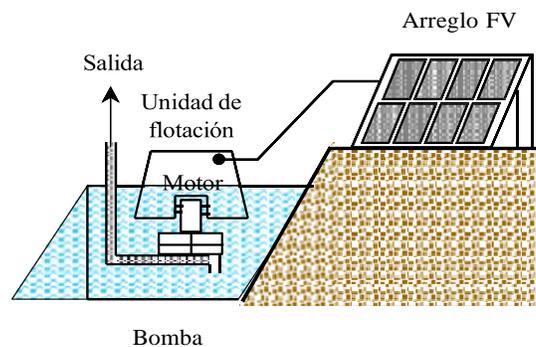
- **Sumergibles:** este tipo de bombas son utilizadas en proyectos en donde, por cuestiones de instalación, la bomba tiene que estar dentro del agua. Funcionan adecuadamente en pozos de ademe pequeño o norias profundas ( $> 20$  m). En la siguiente figura se muestra una bomba sumergible y su instalación.



Vista de una bomba sumergible y su instalación en un sistema de bombeo fotovoltaico.

Fuente: tomada de Software Lorentz.

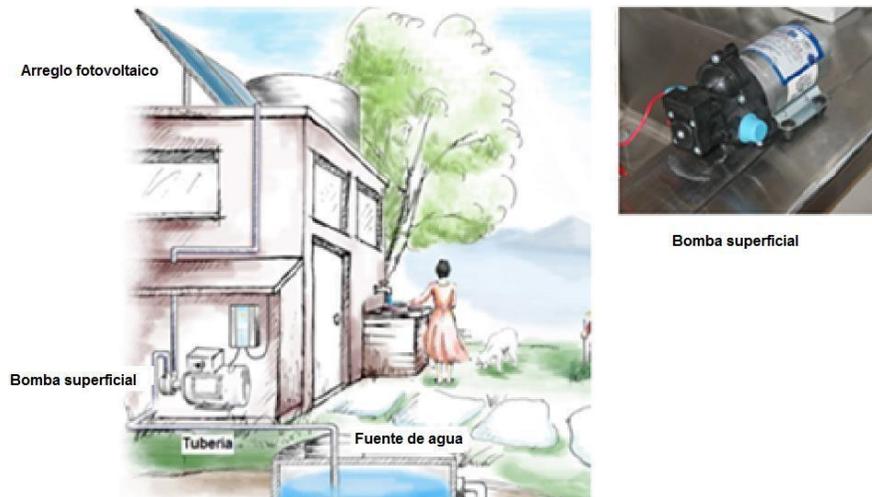
- **Flotantes:** se instalan sobre la superficie del agua. Disponen de un flotador que permite su colocación en ríos, lagos o pozos de gran diámetro flotando en la superficie del agua. En general, las bombas flotantes proporcionan mucho caudal pero muy poca carga hidráulica. En la figura que a continuación se presenta se muestra la estructura de un sistema fotovoltaico con bomba flotante.



Sistema de bombeo fotovoltaico con bomba flotante. Fuente: tomado de (Juárez, 2010).



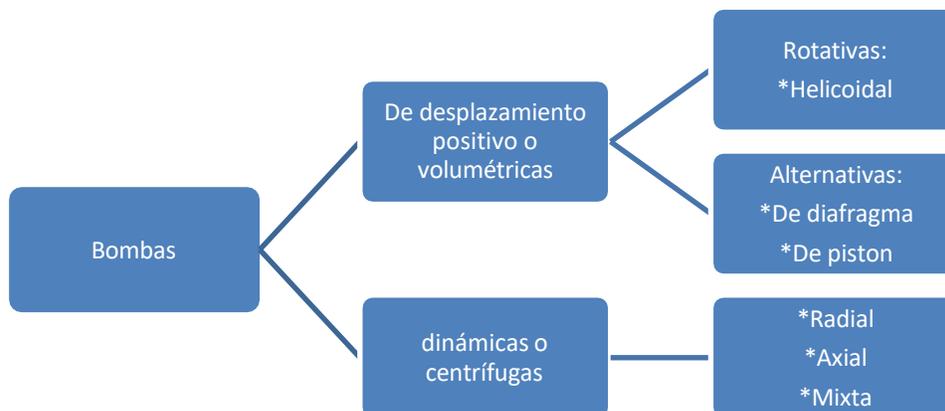
- Superficiales: son aquellas que se instalan sobre la superficie del suelo. Su funcionamiento se basa en un proceso de succión, con el cual son capaces de aspirar el agua y bombearla a cierta carga hidráulica. En la siguiente figura se muestra la imagen y el diagrama esquemático de instalación de una bomba superficial.



Vista de una bomba superficial y su instalación en un sistema de bombeo fotovoltaico.

Fuente: tomada de Software Lorentz.

Otra clasificación que se puede dar a las bombas es tomando en cuenta la forma en la que transforman la energía mecánica en energía hidráulica. Esta clasificación se muestra en el siguiente esquema.



Clasificación de las bombas dependiendo de su funcionamiento.

Como se puede observar, las bombas se clasifican en bombas de desplazamiento positivo y en bombas centrífugas. Las bombas funcionan de diferente forma, presentando



ventajas y desventajas unas respecto de las otras, aunque todas extraen agua. Conocer las características de bombeo de cada una de ellas es una herramienta fundamental al elegir la bomba específica para la aplicación requerida.

### **Bombas de desplazamiento positivo**

Este tipo de bombas tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obligan al fluido a avanzar a través de la máquina. El desplazamiento del líquido se realiza mediante un proceso en el que se verifica la expulsión periódica del agua contenida en unas cámaras de trabajo. Existen diferentes dispositivos que realizan esta función, como los pistones, los cilindros o la cavidad progresiva y los diafragmas elásticos.

El principio de funcionamiento de una bomba de desplazamiento positivo consiste en el paso periódico de determinadas porciones de líquido, desde la cavidad de aspiración, hasta la cavidad de descarga de la bomba, con un aumento de presión. El paso del líquido por la bomba de desplazamiento positivo (a diferencia del paso por los álabes de una bomba centrífuga) es un poco irregular, por lo que el caudal se considerará como el valor medio del caudal trasegado. La cavidad de aspiración tiene que estar, siempre, herméticamente aislada de la de descarga o impulsión. En general, todas las bombas de desplazamiento positivo son autocebantes.

La razón de flujo o gasto que produce una bomba de desplazamiento positivo es directamente proporcional a la velocidad del motor y a la potencia. Esta bomba tiene la siguiente ventaja: con una potencia baja, la bomba elevará la misma carga hidráulica como si se le suministrara la máxima potencia. Lo que cambia es el gasto: a menor potencia, menor velocidad del motor y menor gasto.

Entre las bombas de desplazamiento dispositivo se tiene una clasificación:

a) Alternativas: en ellas, el fluido recibe la acción de fuerzas directamente de un pistón, embolo o diafragma; cuando la bomba arranca, el agua es forzada a circular en contra de toda la carga hidráulica. Debido a que el agua se está desplazando positivamente a lo largo de la tubería, las fuerzas de fricción se incrementan. Estas bombas pueden ser muy eficientes para sistemas donde la carga hidráulica es grande; no obstante, para cargas pequeñas (< 15 m) la carga por fricción puede ser más grande que la carga estática, por lo que la eficiencia de bombeo disminuye y esta bomba no sería recomendable para esas aplicaciones.

Por otra parte, las bombas denominadas pumpjack también son bombas de desplazamiento positivo. Estos sistemas están diseñados para cargas hidráulicas muy grandes, con bajos gastos. En la figura siguiente se muestra este tipo de sistemas.



Sistema de bombeo Pump Jack.  
Fuente: tomado de (Juárez, 2010).

b) Rotativas: en ellas, el fluido recibe la acción de fuerzas de una o más piezas rotativas que comunican la energía de presión. En el mercado se encuentran bombas de cavidad progresiva que se componen de un rotor helicoidal, dentro de una cavidad especial, que, al moverse, fuerza el agua atrapada en la cavidad para que se desplace a lo largo del helicoide. Un problema que presentan este tipo de bombas es que los sellos o diafragmas que usan para realizar el proceso de bombeo requieren mantenimiento periódico. Además, no soportan agua con partículas suspendidas, arena, hojas u otra clase de suciedad, porque deterioraran u obstruyen los sellos de la bomba. En la siguiente imagen se muestra una bomba de rotor helicoidal.



Imagen de una bomba de rotor helicoidal.

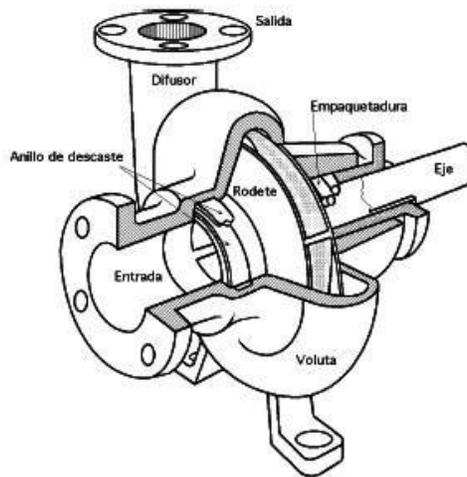
Fuente: tomado de <http://www.lorenz.de/en/products.html>.



## Bombas centrífugas

En este tipo de bombas se aplica una energía al fluido que se bombea a través de un impulsor que gira un eje. Esta energía, empleada en el agua, se convierte en energía de presión cuando el líquido sale del impulsor y avanza a lo largo de la voluta o carcasa. Son diseñadas para trabajar con cargas hidráulicas fijas y su producción de agua aumenta de manera proporcional a la velocidad de rotación del motor.

Al elemento rotativo de la bomba centrífuga se le conoce como rodete o impulsor. En la siguiente figura se muestra una imagen con los elementos que conforman una bomba centrífuga.



Elementos que componen una bomba centrífuga.  
Fuente tomada de (Palacio, 2008).

La capacidad de bombeo de este tipo de artefactos para vencer una carga hidráulica está en función de la velocidad del impulsor (rodete) y de la potencia suministrada al motor. Cuando la velocidad de rotación es suficiente para generar una diferencia de presión para vencer la carga hidráulica del sistema, se iniciará la extracción del agua y su razón de flujo será proporcional a la velocidad de rotación del impulsor.

Las bombas centrífugas son ideales para bombear grandes volúmenes de agua y para cargas hidráulicas pequeñas o medianas. Su caudal es constante y elevado. Tienen poco mantenimiento y un rendimiento alto para intervalos pequeños de caudal, pero su rendimiento disminuye cuando transporta líquidos viscosos.

Las bombas centrífugas, a su vez, se pueden clasificar dependiendo de la forma en la que el impulsor forzó al líquido a salir. Éstas pueden ser: de flujo radial, flujo axial o mixto. En las bombas centrífugas de flujo radial, el agua sale en un plano perpendicular a su eje; en las bombas de flujo axial el agua sale en espiral, en la dirección del eje; en cambio, en las



bombas de flujo mixto, el fluido puede tener una velocidad con componente, tanto axial como radial (Palacio, 2008). Hoy en día se encuentran bombas centrífugas de una y/o varias etapas. Las de una etapa alcanzan presiones de hasta 5 atm, mientras que las de varias etapas pueden alcanzar hasta 25 atm de presión. En el mercado se pueden encontrar bombas centrífugas superficiales y sumergibles.

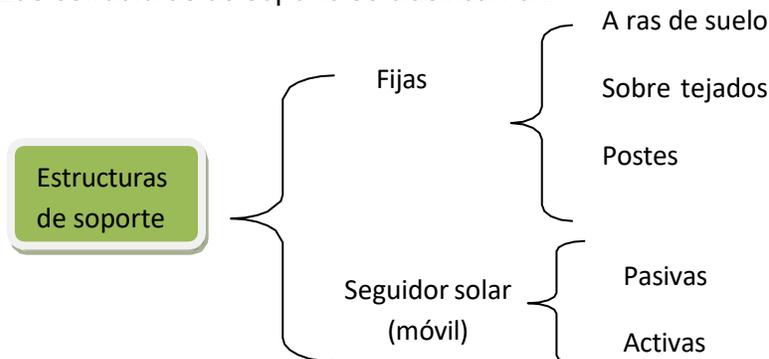
## 2.6. Estructuras

Una estructura es un conjunto de partes y componentes que se combinan en forma ordenada para cumplir una función específica. Su principal función consiste en sostener cualquier otro elemento. Las estructuras de un sistema fotovoltaico proporcionan un soporte físico y mecánico al arreglo fotovoltaico.

El diseño de la estructura se realizará considerando la facilidad de montaje y del desmontaje, así como la orientación y el ángulo de inclinación de los módulos fotovoltaicos. Por lo cual, el diseño de una estructura debe garantizar (Salgado, 2010):

- Maximizar la generación de energía eléctrica durante todo el año, lo cual se obtendrá con una buena orientación e inclinación, siempre y cuando no se presenten sombras en el arreglo fotovoltaico.
- Deben ser rígidas y durables, que soporten la fuerza del viento, lluvia y otras condiciones ambientales y climatológicas adversas. Los materiales con los que se fabrican las estructuras deben garantizar una larga duración; por esto, deben ser seleccionadas de acuerdo con las condiciones climatológicas del sitio de instalación.
- Deben ser materiales resistentes a la corrosión, oxidación, etc. El anclaje de las estructuras debe ser resistente a la fuerza y la presión que las ráfagas de viento ejercerán sobre ella. Ante esto, la selección de las estructuras debe realizarse considerando las condiciones ambientales y climatológicas.

Las estructuras de soporte se clasifican en:



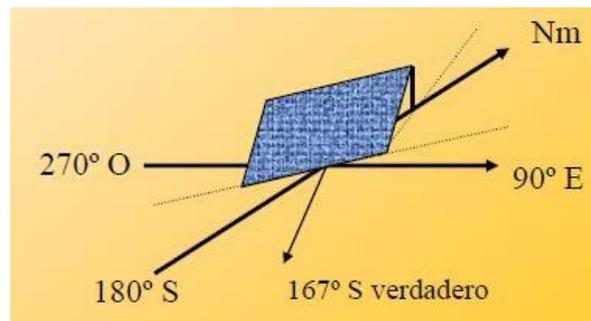


### 2.6.1. Estructuras fijas

Este tipo de estructuras se utilizan normalmente con módulos planos y con un ángulo fijo; este ángulo, por otra parte, es determinado por la latitud del lugar y las necesidades de generación (Abella, 2005).

Cuando se utilizan estructuras fijas, las recomendaciones a seguir son:

- La parte frontal de los módulos deben orientarse hacia el sur geográfico (no magnético).
- La declinación magnética es la desviación del norte verdadero y el norte magnético (el cual es detectado con la ayuda de una brújula).
- La declinación se debe expresar en grados **este** u **oeste** desde el sur magnético. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de la declinación magnética.

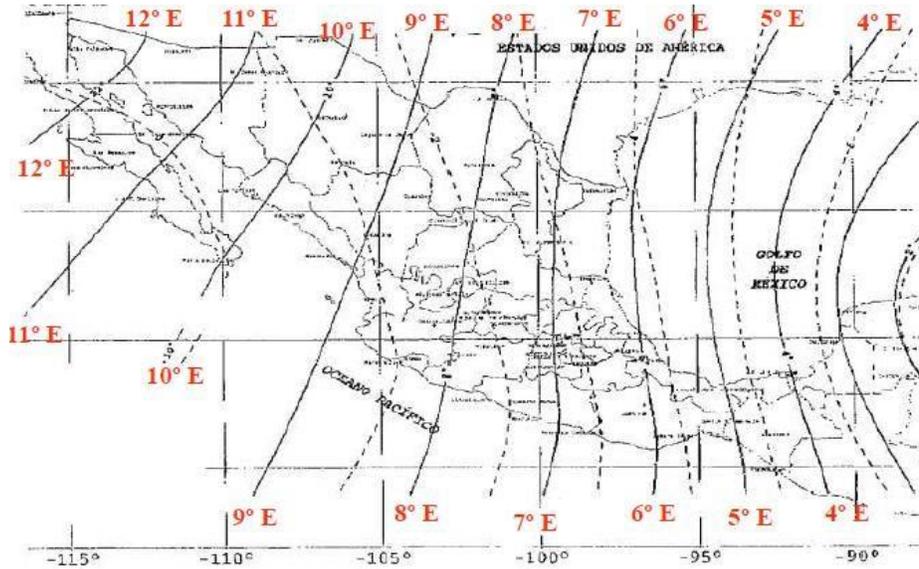


Declinación magnética.

Fuente: tomada de (Juárez, 2010)

Ejemplo: Declinación magnética 13°E. El sur verdadero está a 12°E del sur magnético. Si el captador se orienta con una brújula, el sur verdadero estará a 167°.

En la siguiente figura se muestra un mapa isogónico de la República Mexicana.



Mapa isogónico de la República Mexicana.

Fuente: tomado de NREL.

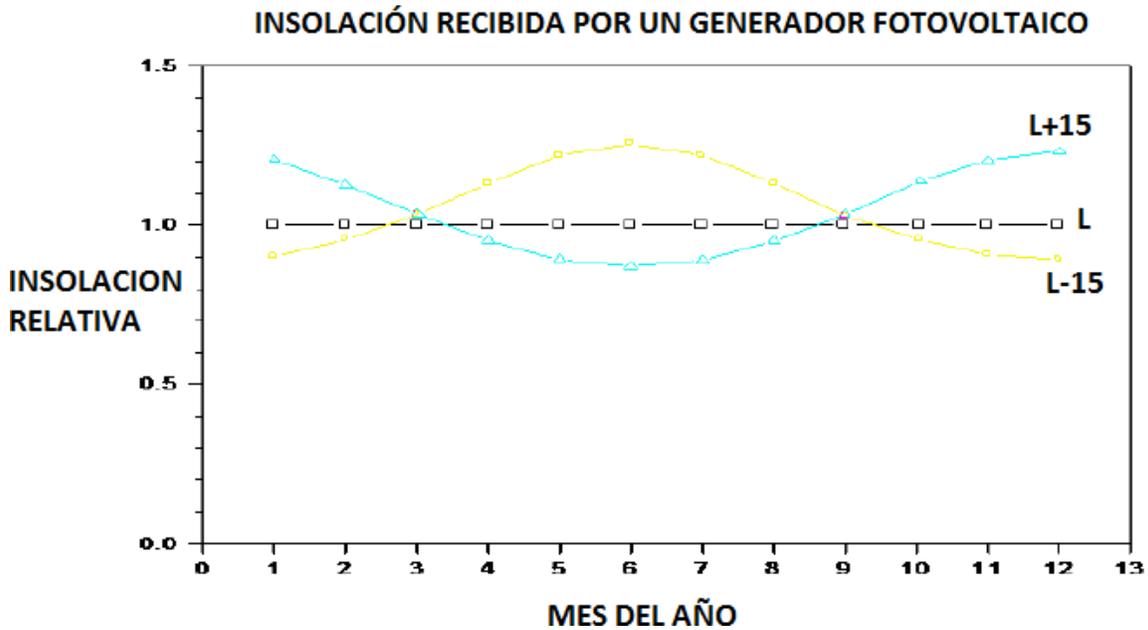
El ángulo de inclinación de la estructura debe ser aproximadamente igual a la latitud del lugar. Si lo que se requiere es una mayor generación de energía eléctrica durante el verano entonces (Manrique J. , 2010):

$$\text{Ángulo de inclinación} = \text{latitud del lugar} - 15$$

Si por el contrario lo que se requiere es mayor captación durante el invierno, entonces el ángulo de inclinación está definido por:

$$\text{Ángulo de inclinación} = \text{latitud del lugar} + 15^\circ$$

En la siguiente figura se muestra la energía que recibe un generador fotovoltaico en diferentes ángulos de inclinación.



Efecto de la inclinación en un generador fotovoltaico.

Fuente: tomado de (Abella, 2005).

Como se mencionó anteriormente, una estructura se ve sometida a esfuerzos por el viento, por lo que la presión  $p$  que se ejerce por una fuerza  $F$  sobre una superficie  $A$  está dada por (Juárez, 2012):

$$p = F/A$$

Donde la fuerza  $F$  actúa perpendicular al área  $A$ .

Por ejemplo, para el caso de la presión  $p$ , que experimenta una superficie  $S$  inclinada debido a la fuerza  $F$  del viento, ésta deberá calcularse sobre una superficie perpendicular a la dirección del viento.



$$F = pS \sin \alpha$$



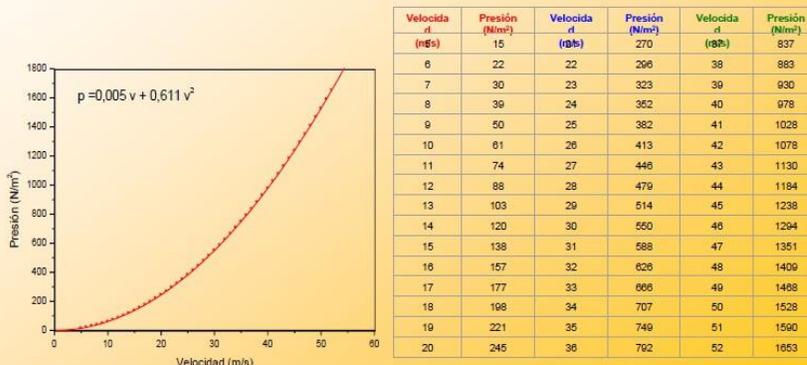
$f_1 = F \operatorname{sen} \alpha$       Intentará levantar la estructura actuando sobre el anclaje de ésta.

$f_2 = F \operatorname{cos} \alpha$       Sus efectos se desvanecen en rozamientos y remolinos a lo largo de la superficie

Un arreglo FV está sometido a una fuerza debido a la presión frontal del viento dada por:

$$f_1 = p S (\operatorname{sen} \alpha)^2$$

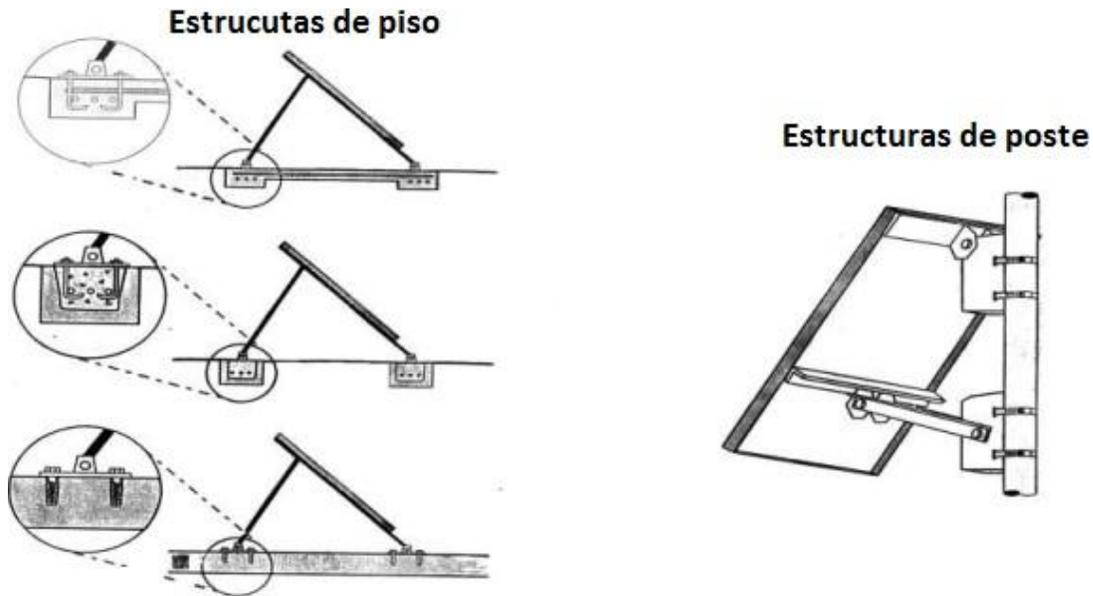
### Presión frontal del viento en función de su velocidad



Anclaje en las estructuras.

Además de soportar su propio peso, los componentes de las estructuras deben soportar fuerzas y cargas exteriores que actúan sobre ellos. Una fuerza mayor a la resistencia de los materiales tiende a deformar el objeto; la deformación que se origina dependerá de la dirección, sentido y punto de aplicación de la fuerza.

Los anclajes recomendados son los muretes de concreto armado de 20x20 cm, o cimentación (dados) con una profundidad de 60 cm.



Fuente: tomado de (Juárez, 2012).

### 2.6.2. Seguidor solar

Este tipo de estructuras se utilizan para aumentar la producción eléctrica del sistema fotovoltaico; la estructura tiene movimiento y su principio de operación es seguir la trayectoria del sol, desde que amanece hasta que anochece. El seguidor solar puede ser de un eje o dos ejes.



a) Seguidor solar de un eje



b) Seguidor solar de dos ejes

Seguidor solar de un eje y dos ejes. Fuente: tomado de <http://www.sumiseran.es/contents/es/d18.html>.



### Seguidor solar de dos ejes

Los seguidores solares de dos ejes son necesarios en los sistemas de concentración solar, ya que en ellos se requiere mayor precisión en el seguimiento solar. Dichos seguidores realizan un movimiento **este-oeste**. El giro en estos seguidores puede ser: uno vertical y otro horizontal o dos verticales perpendiculares entre sí.

Su precio, al igual que su peso, es mayor a los de un eje. Suelen instalarse en el suelo, porque son muy pesados para colocarse en techos.

### Seguidor solar de un eje

Los seguidores de un eje realizan un movimiento de este-oeste. Pueden realizar giros en varios planos: respecto a un eje orientado al sur o con respecto a un eje vertical u horizontal.

Eje orientado al sur: el eje del seguidor se encuentra inclinado en un ángulo igual a la latitud y el giro se ajusta de tal manera que la normal a la superficie de la placa coincida en todo momento con el meridiano que contiene al sol. La velocidad de giro es de aproximadamente  $15^\circ$  por hora.

Eje vertical: el ángulo de la superficie es igual a la latitud y permanece constante. El giro se debe ajustar de tal forma que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano. Su velocidad de giro es variable.

Eje horizontal: su orientación es en la dirección **norte-sur**, su giro se ajusta para que la norma a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre. El rendimiento y precio dependen del tipo de seguidor.

### Métodos de control

Los métodos de control del seguimiento pueden ser por sistemas pasivos o activos.

- **Sistemas activos.** En ellos, el control del seguimiento solar se realiza a través de motores eléctricos y de trenes de engranaje que responden a la dirección solar por medio de indicaciones de un controlador. Este seguidor no se ve afectados por la temperatura, por lo que pueden operar de manera eficiente durante todo el año. Una desventaja de estos sistemas es que necesitan mantenimiento de rutina.
- **Sistemas pasivos.** Son térmicamente operados, debido a que, para el seguimiento solar, usan sistemas de concentración solar sobre tubos laterales que



contienen disoluciones especiales (freón 12), que, al calentarse, permiten el movimiento de la estructura. Estos seguidores son baratos y bastante confiables, porque no requieren componentes eléctricos.

Los seguidores pasivos tienen un mejor funcionamiento en lugares donde la luz solar es abundante y no funcionan tan bien en lugares fríos y ventosos. Una desventaja más es que, en la mañana, tardan una hora para calentar el sistema suficiente para funcionar. Otro inconveniente que presentan es que sólo sigue el sol de **este a oeste** y no realizan el seguimiento de **norte al sur**. Esto da lugar a ajustes manuales, por lo menos, cuatro veces al año para compensar las diferencias de temporada.

Requisitos generales de una estructura de soporte:

- Debe ser capaz de resistir la fuerza del viento con los módulos instalados, de acuerdo con la normatividad básica correspondiente de la edificación.
- La estructura y el sistema de anclaje (fijación) deben soportar dilataciones térmicas, sin provocar un estrés térmico que pueda afectar la integridad de los módulos. Debe estar protegida contra los distintos agentes ambientales que se presenten.
- Los puntos de sujeción para los módulos deben ser los suficientes, considerando el área de apoyo y posición, para evitar flexiones.
- La tornillería que se utilizará debe ser de acero inoxidable, cumpliendo la normatividad vigente. Si la estructura es galvanizada se permite el uso de tornillos galvanizados, excepto los tornillos que sujetan los módulos a la estructura, estos deben ser de acero inoxidable.



### Cierre de la unidad

En esta unidad estudiaste los diferentes componentes que constituyen un sistema fotovoltaico, aprendiste sobre las características que se deben considerar en el momento de seleccionar un controlador de carga, un inversor, una batería, una bomba y una estructura. Ahora sabes cómo funciona una batería y la forma de dimensionar un banco de baterías.

Con las actividades que realizaste, obtuviste una base de datos de los diferentes componentes disponibles en el mercado.



## Para saber más



Para profundizar en el tema de celdas solares consultar:



- *Applied photovoltaics*, segunda edición, de Wenham, Green, Watt y Corkish.
- *Solar cell device physics* de Stephen Fonash.
- *Physics of Solar Cells from principles to new concepts* de Peter Würfel.



Para entender mejor el funcionamiento de inversores consultar:

- *Photovoltaic design & installation for dummies* de Ryan Mayfield.

Para ahondar en el tema de baterías consultar:

- *Battery management systems* de Valer Pop, Henk Jan Bergveld.



## Fuentes de consulta



1. Abella, M. A. (2005). Capítulo 3. Módulos y generadores fotovoltaicos. En M. A. Abella, *Sistemas Fotovoltaicos- Introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones de energía solar fotovoltaica* (págs. 97-155). España: S.A.P.T Publicaciones técnicas, S.L.
2. Abella, M. A. (2005). Capítulo 4. El acumulador fotovoltaico. En M. A. Abella, *Sistemas Fotovoltaicos-Introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones de energía solar fotovoltaica* (págs. 157-180). España: S.A.P.T Publicaciones técnicas, S.L.
3. Abella, M. A. (2005). Capítulo 5. El regulador fotovoltaico. En M. A. Abella, *Sistemas fotovoltaicos- Introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones de energía solar fotovoltaica* (págs. 181-200). Madrid: Era solar.
4. Abella, M. A. (2005). Capítulo 6. El inversor fotovoltaico. En M. A. Abella, *Sistemas Fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones de energía solar fotovoltaica* (págs. 201-259). Madrid: S.A.P.T Publicaciones técnicas, S.L.
5. Arkhipov, J. (2006). *Thin film solar cell fabrication, characterization and applications*. John Wiley & Sons, Ltd.
6. Carlsson, T. (2006). *Stability diagnostics for thin film photovoltaic modules*. Espoo, Finlandia.
7. Comisión Federal de Electricidad. (2008). *Interconexión a la red eléctrica de baja tensión de sistemas fotovoltaicos con capacidad hasta 30 kW Especificación CFE G0100-04*. México D.F.
8. D., J. A., Munguía, G., V., J. H., & H., R. F. (1998). *Especificaciones técnicas para sistemas fotovoltaicos de iluminación domestica rural*. Cuernavaca.
9. European Photovoltaic Industry Association. (2011). *Solar Generation 6*. EPIA.



10. European Photovoltaic Industry Association. (2013). *Global Market Outlook For Photovoltaics 2013-2017*. Bruselas, Bélgica: EPIA.
11. Fonash, S. (2010). Chapte two. Material Properties and device physic basic to photovoltaics. En S. Fonash, *Solar Cell Device Physics* (págs. 9-63). Oxford: Academic Press de Elsevier.
12. Group NSG. (s.f.). Solar Energy range.
13. International Renewable Energy Agency. (2012). *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. IRENA*.
14. Juárez, A. S. (2010). *Curso taller Sistemas de bombeo fotovoltaico*. Cuernavaca.
15. Juárez, A. S. (2012). Notas del curso taller Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red. Cuernavaca, Morelos, México.
16. Linden, D. (2004). Chapter 1 Basic concepts. En McGraw-Hill, *Handbook of batteries* (págs. 3-18). McGraw-Hill.
17. M.A.Green, k. Y. (2010). Solar cell efficiency tables (versión 36). En k. Y. M.A.Green, *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, (págs. 18:345-352). John Wiley & Sons, Ltd.
18. M.D. Archer, R. H. (2001). *Clean Electricity from Photovoltaic*. Londres: Impelial College Press.
19. Manrique, J. (2010). *Energía Sola; Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas*. México: HARLA S.A. de C.V.
20. Mario Pagliaro, G. P. (2008). *Flexible Solar Cells*. Federal Republic of Germany: Wiley-VCH.
21. Mayfield, R. (2010). Chapter 7: The basics of batteries. En R. Mayfield, *Photovoltaic design & installation for dummies* (págs. 126-130). Canadá: Wiley Publishing Inc.
22. Messenger, R. A., & Ventre, J. (2005). Photovoltaic systems engineering. En R. A. Messenger, & J. Ventre, *Roger A. Messenger; Jessy Ventre* (págs. 57-66). New York: CRC Press LLC.
23. Morgan, D. (2007). *An investigation into degradation of CdTe Solar Cells*. Golden, Colorado.
24. Orbegozo, C., & Arivilca, R. (2008). *Energía solar fotovoltaica- Manual técnico para instalaciones domiciliarias*. Alemania: Green Energy Consultoría y Servicios SRL.
25. Palacio, F. R. (Septiembre de 2008). *Mecánica de los fluidos- Bombas centrífugas*. Venezuela, Miranda, Bolivariano de Venezuela.
26. Pop, V. (2008). Chapter 2 State of the art of battery state of charge determination. En V. Por, H. J. Bergveld, D. Danilov, & P. P. Notten, *Battery Management Systems- Accurate state of charge indication for battery powered applications* (págs. 11-13). Springer.
27. Salgado, J. M. (2010). *Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.



28. Salgado, J. M. (2010). Energía solar fotovoltaica: los componentes de los sistemas fotovoltaicos. En J. M. Salgado, *Compendio de Energía Solar* (págs. 280-315). Madrid: Mundi-prensa.
29. Wenham, S., Green, M., Watt, M., & Corkish, R. (2012). *Applied Photovoltaics*. Reino Unido: TJ International Ltd, Padstow.