





# CAPÍTULO I

## Introducción

La humanidad necesita energía para vivir. Además de la energía necesaria que los alimentos nos proporcionan para mantener nuestro cuerpo y sus funciones (100W), 30 veces más energía se utiliza en promedio para hacer nuestra vida más cómoda. La energía eléctrica es una de las formas más usuales de energía, se puede usar en casi todo. Toda la vida sobre la tierra está basada en la energía solar, la fotosíntesis es la conversión de la energía solar en energía química. La producción de energía eléctrica a través de la conversión de energía fotovoltaica con celdas solares es el homólogo humano. Por primera vez en la historia, la humanidad ha sido capaz de producir una forma de energía directamente de la energía solar. La conversión de la energía solar en energía eléctrica llegará a ser indispensable en el futuro.

La población humana ha sobrepasado los 6000 millones de habitantes, y todos estos habitantes requieren de energía para sostener sus vidas. ¿Exactamente cuánta energía y cuantas fuentes de energía se requieren para satisfacer estas necesidades?; estas son preguntas que abordarán las presentes y futuras generaciones. Con certeza, los países en desarrollo incrementarán significativamente su energía per cápita. Los sistemas de energía fotovoltaicos son una fuente prometedora de energía para el futuro.

La economía energética y en particular, la de los países industrializados, se basa en el uso de la energía almacenada, principalmente energía fósil en forma de carbón, petróleo, gas natural y energía nuclear. Estas fuentes de energía funcionarán hasta agotar su combustible. Bien antes de que esto suceda, es decir, en este momento, se tiene que considerar que la vida continuará después de que estas fuentes de energía se agoten, por lo tanto se deben desarrollar e invertir en nuevas fuentes alternativas.

## **Objetivo General**

Propuesta de un programa de mantenimiento para un sistema fotovoltaico de 1.5 Kw para la Universidad Tecnológica Mariano Escobedo y Universidad Tecnológica de Nuevo Laredo, utilizando los recursos solares disponibles en cada una de las regiones.

## **Objetivos particulares**

- a) Establecer un programa de mantenimiento basado en normas internacionales.
- b) Generar un checklist, que sirva para reducir las fallas de diagnóstico durante la inspección del sistema fotovoltaico.
- c) Promover en la comunidad escolar el uso de sistemas diseñados para utilizar las energías renovables como la energía solar.
- d) Garantizar que la función del mantenimiento debe estar enfocada a la obtención de un servicio de calidad.
- e) Establecer programas de conservación permanentes y periódicos para un sistema fotovoltaico.

## **CAPÍTULO II**

### **II.1 Estado del arte de los sistemas fotovoltaicos.**

#### II. 1.1 Historia de la energía solar

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Bequerel en 1838 cuando tenía solo 19 años. Bequerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino, cuando comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos si éste se exponía al sol.

El siguiente paso se dio en 1873, cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith, descubrió el efecto fotovoltaico en sólidos. En este caso sobre el Selenio. Pocos años más tarde, en 1877, El inglés William Grylls Adams; profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de Selenio. Fue en el año de 1900 cuando Planck postuló la naturaleza cuántica de la luz, se abrió la puerta para otros científicos para construir sobre esta teoría. Fue en 1930 que Wilson propuso la teoría cuántica de los sólidos, proporcionando una vinculación teórica entre los fotones y las propiedades de los sólidos. Diez años más tarde, Mott y Schoktley desarrollaron la teoría del diodo de estado sólido, y en 1949, Barden, Brattain y Schokley, inventaron el transistor bipolar de unión. Esta invención, por supuesto, revolucionó el mundo de los dispositivos de estado sólido.

La primera celda solar fue desarrollada por Charles, Fuller y Pearson en 1954. Esta tenía una eficiencia del 6%. Solo cuatro años más tarde la primera celda fue usada en el satélite Vanguard I puesto en órbita.

Uno podría preguntarse, ¿Porqué se llevó tanto tiempo en desarrollar la celda fotovoltaica? La respuesta radical sería por la dificultad para producir -materiales

suficientemente puros que lleven a obtener un nivel razonable de eficiencia de las celdas. Antes del desarrollo del transistor bipolar y la llegada del programa espacial, había poco ímpetu para la preparación de materiales semiconductores con alta concentración de pureza. El carbón y el petróleo cubrían las necesidades mundiales de electricidad y los tubos de vacío cubrían la necesidad de la industria electrónica. Pero dado que los tubos de vacío y las fuentes de poder convencional eran poco prácticos para el uso espacial, el estado sólido encontró un buen punto de apoyo para su desarrollo.

Si bien en estos descubrimientos, la cantidad de electricidad que se obtenía era muy reducida; quedaba descartada cualquier aplicación práctica, sólo se demostraba la posibilidad de transformar la luz solar en electricidad por medio de elementos sólidos sin partes móviles.

### **II.1.2 Unidades de energía**

La energía se puede definir como la capacidad para producir cambios o efectuar un trabajo.

La energía se puede medir de diferentes maneras, incluyendo las calorías, el BTU el quad, el libra-pie y la más usada el kilowatt-hora.

Estas medidas son:

1 Caloría es el calor necesario para elevar la temperatura de 1 mol de agua a 1°C.

1 BTU es el calor necesario para elevar la temperatura de 1 Lb de agua a 1°F.

1 quad es un quadrillion (10<sup>15</sup>) BTU's.

1 Libra-pie es la energía necesaria para levantar una libra a una distancia de un pie.

1 Kilowatt-hora es la energía necesaria por un kilowatt operando durante una hora.

Con estas definiciones las equivalencias son:

1 BTU= 252 calorías

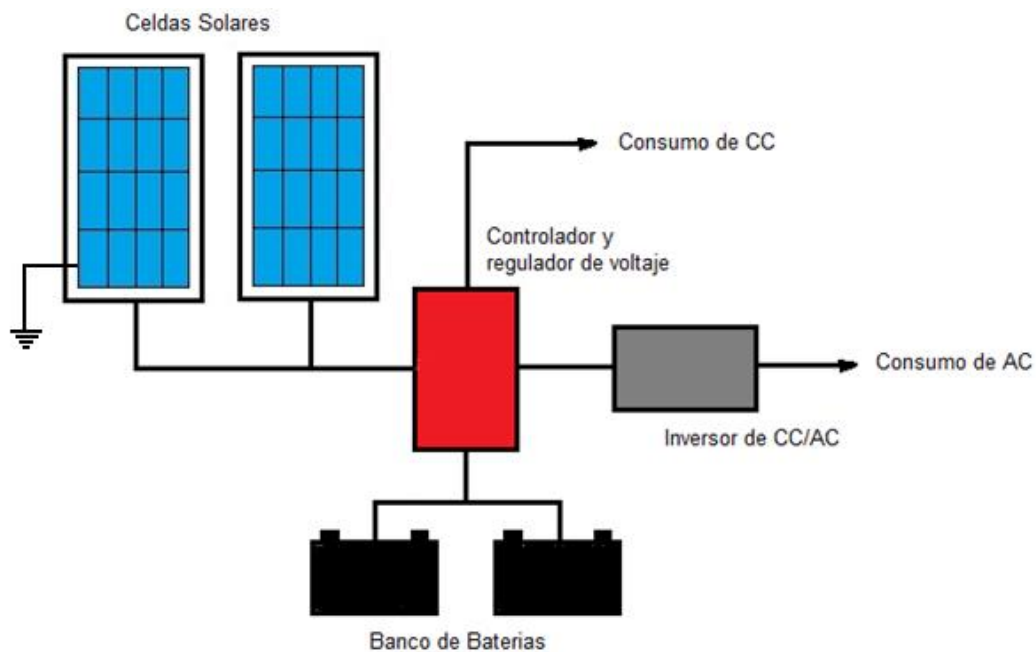
1 Kwh = 3413 BTU = 2,655,000 = ft-lb = 3.6 x 10<sup>6</sup> Joule

1 ft-lb = 0.00285 BTU

1 quad =  $2,93 \times 10^{11}$

## II.2 ¿Qué es un sistema fotovoltaico?

Un sistema fotovoltaico (Fig. 1), consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que éste pueda suplir la demanda de energía eléctrica requerida por el tipo de carga, usando la energía de la radiación solar para convertirla en energía eléctrica. Un sencillo sistema está formado básicamente por un panel solar, un controlador de carga de baterías, un banco de baterías y un inversor o convertidor de corriente directa a corriente alterna.



**Figura 1.** Sistema fotovoltaico básico.

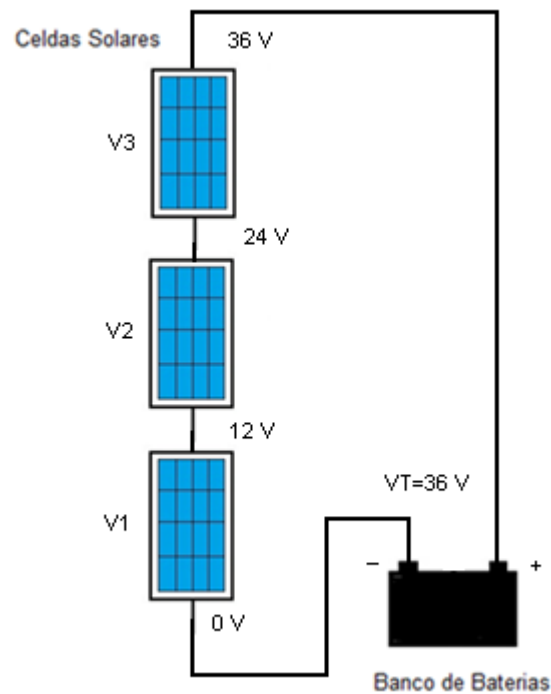
El efecto fotovoltaico consiste en la aparición de un voltaje en las terminales de un material cuando es expuesto a la luz.

Una celda solar es un diodo de silicio formado por la unión de un material tipo P (dopado con boro) y un material tipo N (dopado con fosforo), con un espesor menor de un milímetro y que tiene propiedades de efecto fotovoltaico.

Las celdas solares raramente son utilizadas individualmente. Las celdas con características similares están conectadas y encapsuladas para formar módulos, que son los bloques básicos para formar los paneles solares.

### II.2.1 Conexión en los módulos

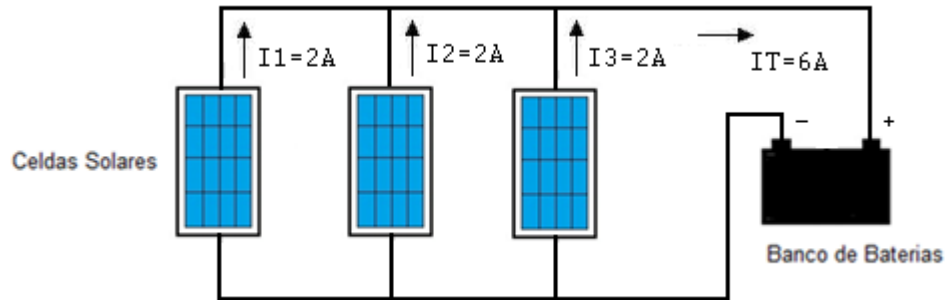
Existen dos conexiones típicas de las celdas para formar los módulos. El primero es conectar las celdas en serie para aumentar el voltaje, las celdas deben de ser de las mismas características en corriente. (Fig. 2)



**Fig. 2.** Conexión en serie de las celdas solares, aumentan el voltaje.



El siguiente arreglo es conectar las celdas en paralelo, para obtener un aumento en la corriente, la característica de estas celdas, es que deben ser del mismo voltaje en la salida. (Fig.3).



**Fig. 3.** Conexión en paralelo de las celdas solares, aumentan la corriente.

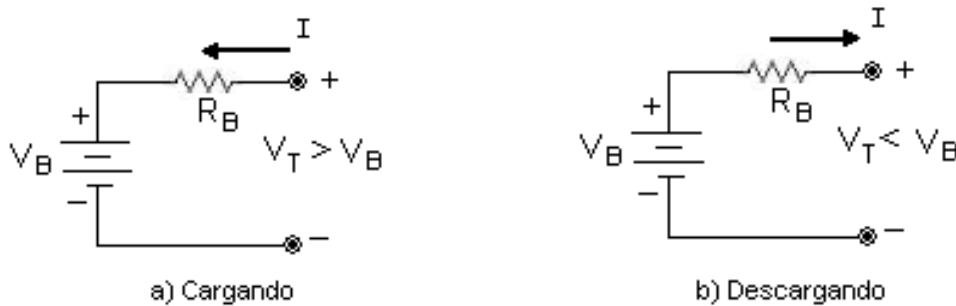
## II.3 Controladores

### II.3.1 Consideraciones en la carga

En casi todos los sistemas de almacenamiento con baterías, un regulador de carga es un componente esencial. El regulador debe desconectar la carga cuando la batería ha llegado a un estado de descarga predeterminado y debe de desconectar las baterías del panel solar cuando estas han llegado a su carga completa. Cuando, lo que se llama baterías; llega a ser en realidad un sistema de baterías conectadas en serie y en paralelo, según sean las necesidades del sistema; el proceso de control, se convierte en un verdadero desafío. El controlador debe ser adaptable para garantizar un rendimiento óptimo al banco de baterías bajo carga, descarga y condiciones de temperatura.

El voltaje de las terminales de la batería puede ser representada como un circuito equivalente Thevenin, como el que se muestra en la figura 4. Durante la operación de carga, si la tensión en los bornes de la batería  $V_T$  excede el voltaje

de la batería  $V_B$ , entonces la tensión en los bornes  $V_T$  es la suma del voltaje de la batería  $V_B$ , mas la caída de voltaje en la resistencia interna como se muestra en la Figura 4a. Durante la descarga, la tensión en bornes  $V_T$  será menor que el voltaje de la batería  $V_B$ , entonces la tensión en los bornes  $V_T$  es igual al voltaje de la batería  $V_B$  menos la caída de voltaje en los extremos de la resistencia como se muestra en la figura



**Fig. 4.** Circuito equivalente Thevenin para una batería en condiciones de carga y descarga.

### II.3.2 Consideraciones de carga

Primero vamos a considerar la parte del proceso de carga. Supongamos que la batería esta completamente cargada cuando la tensión en los bornes alcanza los 15 voltios con una corriente especifica de carga. Supóngase también que cuando la tensión en los bornes alcanza los 15 voltios, entonces el arreglo de celdas solares se desconecta del banco de baterías, y cuando la tensión en las terminales cae por debajo de los 15 v, el arreglo de celdas será reconectado. Ahora observamos que cuando la matriz esta desconectada de las terminales, la tensión en los bornes caerá por debajo de los 15 v, ya que no hay la caída de voltaje a través de la resistencia interna de la batería. El controlador por lo tanto monitorea que la batería no esta todavía cargada y la batería se conectada nuevamente a la matriz, hasta exceder el voltaje de 15v en los bornes, provocando que la batería sea desconectada de la matriz. Este proceso de

oscilación continúa hasta que finalmente la batería se sobrecarga o hasta que un circuito en el controlador detecte la oscilación y disminuya la corriente de carga.

Una manera de eliminar la sobrecarga resultante del proceso oscilatorio sería reducir el punto de ajuste de apagado del controlador. Esto, sin embargo, puede resultar en una carga insuficiente de la batería. Otro método consiste en introducir la histéresis en el circuito, de modo que la matriz no se vuelva a conectar a las baterías hasta que estas se han descargado algo. Esto se puede lograr con un circuito comparador.

### **II.3.3 Consideraciones de descarga**

Consideremos ahora la parte de descarga del ciclo. Supongamos que la tensión en los bornes de la batería cae por debajo del nivel mínimo establecido. Si el controlador desconecta la carga, la tensión en bornes de la batería se elevará por encima de la mínima y la carga se activará de nuevo y se presenta una condición oscilatoria. Así, una vez mas, una solicitud de histéresis es identificada y otro circuito comparador se justifica para la salida del controlador.

Los nuevos diseños de controladores siguen surgiendo, pero los ingenieros siguen en la búsqueda del controlador óptimo. Hay controladores que emplean sensores de temperatura, histéresis de carga y descarga, la carga selectiva de desconexión y la reducción de la corriente de carga final, mediante el empleo de dispositivos de desconexión serie-paralelo. Idealmente, un controlador de carga hará uso pleno de la potencia de salida del generador fotovoltaico, cargar las baterías por completo y detener la descarga exactamente en el punto de ajuste establecido, sin utilizar ninguna potencia del mismo.

### II.3.4 Características de un controlador

- Tener el registro de NOM o SECOFI
- Estar protegido contra polaridad invertida
- Contar con un fusible de capacidad adecuada para proteger al sistema contra descargas excesivas
- Contar con indicadores de interrupción de energía y advertencia de bajo voltaje de batería.
- Contar con medios de protección contra voltajes inducidos por descargas eléctricas atmosféricas.
- Contar con medios de protección para evitar daños al propio controlador cuando la batería sea retirada del sistema por cualquier causa.
- Ser capaz de operar adecuadamente en el rango de temperaturas de  $-10^{\circ}\text{C}$  a  $60^{\circ}\text{C}$ , y con humedades relativas por arriba del 90% en el medio ambiente.
- El dispositivo debe operar únicamente en el modo automático y debe contar con funciones para evitar que la alimentación a la carga pueda ser establecida manualmente cuando el estado de carga de la batería haya disminuido hasta el 50% de su capacidad.
- El controlador de carga debe contar con un dispositivo de compensación de voltaje por temperatura, cuando forme parte de un sistema que utilice baterías selladas, es obligatorio dado que estas baterías selladas son susceptibles de dañarse prematuramente por efectos de sobrecarga. Este requerimiento no aplica para sistemas con baterías plomo-ácido abiertas.
- Si se utiliza un controlador compensado por temperatura, el sensor de temperatura debe ser montable directamente en la batería y por lo tanto debe ser capaz de resistir ambientes corrosivos. Es posible realizar la compensación por temperatura directamente en el controlador por medios electrónicos, debiéndose tener especial cuidado en controladores tipo shunt dado que existe la posibilidad de que se genere una gran cantidad de calor

lo cual puede afectar la operación del dispositivo compensador de temperatura.

- El factor de corrección por temperatura deberá ser de  $-30\text{mV}/^\circ\text{C}$
- La exactitud del sensor de temperatura debe ser de entre 2 y 3  $^\circ\text{C}$
- Realizar confiablemente las funciones de desconexión y reconexión de módulo y carga en el rango de valores indicado:

<b>Función</b>	<b>Rango de Voltaje</b>
Desconexión de módulo	13.80 – 14.40
Reconexión del módulo	12.60 – 13.50
Desconexión de carga	11.45 – 11.90
Reconexión de carga	13.20 – 13.60

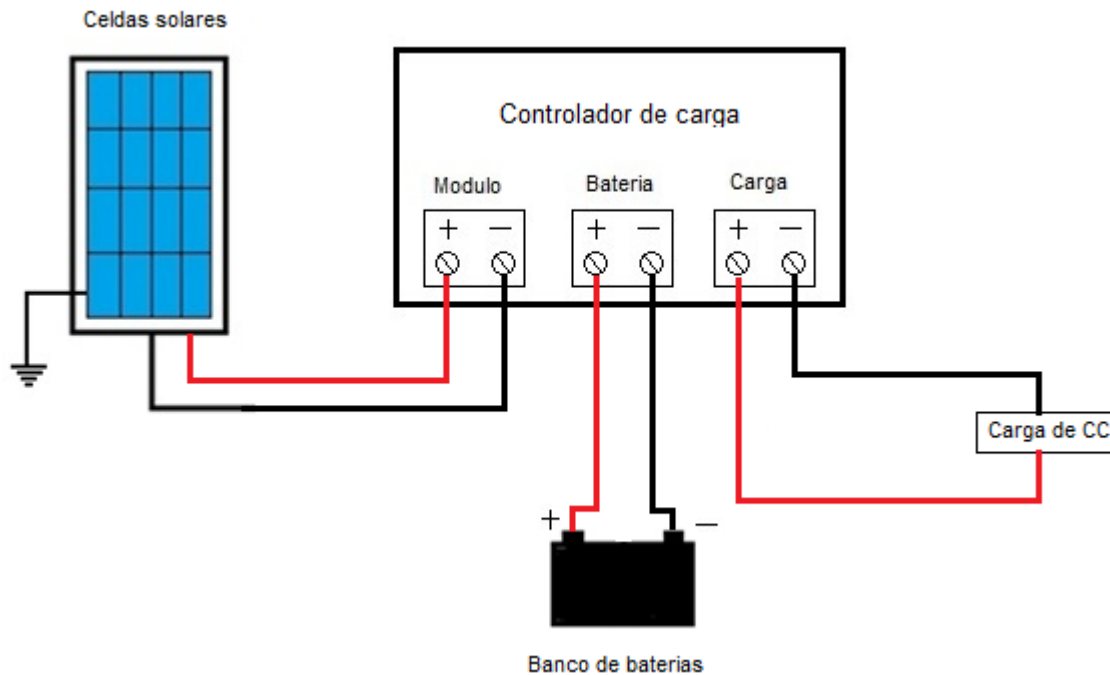
- El dispositivo debe estar contenido en un gabinete hermético para protegerlo del polvo y la humedad, una vez hecha la instalación la posibilidad de que el usuario pueda tener acceso a las partes operativas y a las conexiones de los circuitos debe quedar totalmente eliminada. Los circuitos electrónicos deben estar accesibles para que el personal autorizado pueda llevar a cabo inspecciones y reparaciones.

En la figura 5 se muestran las conexiones de las celdas solares, el banco de baterías y de la carga de corriente continua (CC); es importante seguir el orden de conexión siguiente:

1. Conectar el banco de baterías, deben encenderse los LED's; si no se encienden o suena una alarma continua, interrumpir la conexión y revise la polaridad de las baterías.

2. Conexión de las celdas solares
3. Conexión de las cargas

Para la desconexión se debe seguir el orden inverso.



**Fig. 5.** Conexiones de un controlador de cargas

### II.3.5 Tipos de controladores de carga

- **Tipo Shunt o paralelo:** Estos controladores se ocupan en pequeñas instalaciones exclusivamente, mide el voltaje de la batería para comprobar el estado de carga, cuando la batería esta llena evita sobrecargarla derivando la corriente proveniente del panel fotovoltaico a un transistor de baja resistencia para convertirla en calor. Este modo de control requiere

que el controlador incorpore un mecanismo que disipe el calor generado. Un relé de estado sólido abre o cierra el circuito y previene que la corriente fluya de la batería al panel fotovoltaico por las noches.

- **Tipo Serie o de una sola etapa:** Este tipo de controlador regula el estado de carga de la batería, al no disipar calor, el tamaño del conductor disminuye, logrando equipos más compactos.
- **Tipo derivación:** En este tipo de controladores una vez que la batería es cargada en su totalidad, derivan la corriente proveniente del panel fotovoltaico hacia una carga resistiva por ejemplo una resistencia eléctrica para calentamiento de agua general o algún dispositivo de características similares. Es necesario proteger este circuito con los respectivos elementos de protección.
- **Tipo MPPT:** Con un controlador de carga normal, el voltaje de trabajo de los módulos fotovoltaicos será el mismo que el de las baterías, esto obliga al módulo a trabajar a voltajes inferiores, por consiguiente no se obtiene la máxima potencia del módulo. El controlador de seguimiento del punto de máxima potencia utiliza avanzada electrónica de potencia que varía el punto de funcionamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos a fin de que siempre entreguen la máxima potencia en cada momento.

## II.4 Inversores

En un sistema fotovoltaico las celdas solares producen corriente continua. El inversor está conectado después del controlador y convierte la corriente directa en corriente alterna que será utilizada después por la carga. Si el sistema fotovoltaico está conectado directamente a la red, el inversor se conecta directamente a la

salida de las celdas solares, convierte la corriente continua en corriente alterna y la inyecta a la red eléctrica.

Los inversores son necesarios en los sistemas de energía fotovoltaica cuando lo que requiere la carga es corriente alterna (CA), en lugar de la corriente continua (CC) producida por la celda solar. Los inversores utilizan dispositivos de conmutación para convertir corriente continua a corriente alterna, usando los voltajes típicos de 12, 24 o 48 vdc para convertirlos a 110 o 220 vca para sistemas pequeños o a más altos para sistemas más grandes o conectados a la red. Los inversores en los sistemas autónomos son necesarios para suministrar voltaje y frecuencia constante, a pesar de las variaciones de carga, además de la necesidad de suministrar o absorber potencia reactiva en el caso de cargas reactivas. La mayoría de los inversores para sistemas autónomos fotovoltaicos incluyen transformadores de aislamiento que separan la CC de los circuitos de corriente alterna.

#### **II.4.1 Tipos de Inversores**

Los inversores se pueden dividir en dos tipos, siendo uno de ellos el utilizado para sistemas fotovoltaicos autónomos y el otro tipo, los conectados a la red eléctrica.

El inversor de un sistema fotovoltaico autónomo es capaz de operar independientemente de una red de suministro eléctrico y utiliza un generador de frecuencia interna para obtener la frecuencia de salida correcta (50/60 Hz). Por el contrario, el inversor conectado a la red debe integrarse con la energía eléctrica suministrada por la red en términos de voltaje y frecuencia.



Los inversores mas comúnmente usados son los que se discuten a continuación:

1. Inversores de trabajo ligero: son típicamente de 100 a 10,000 W de salida continua, con o sin control de salida. Estos son apropiados para la alimentación de aparatos domésticos tales como computadoras y televisores, pero pueden ser relativamente ineficientes y al mismo tiempo generar ruido audible.

2. Inversores de trabajo medio: son típicamente de 500 a 20, 000 W de salida continua, algunos con arranque automático de encendido y apagado cuando la carga la carga esta encendida o apagada. Estos son apropiados para usarse en un amplio rango de pequeños electro-domésticos y herramientas eléctricas, pero pueden no tener suficiente capacidad para operar grandes motores de inducción.

3. Inversores de trabajo pesado: son típicamente de 10,000 a 60,000 W de salida continua, pero con capacidad para el arranque de motores de inducción de CA de gran potencia.

La mayoría de los inversores descritos anteriormente tienen eficiencias de 80 – 85% con cargas en el rango del 25 al 100% del valor nominal del inversor, pero la eficiencia puede ser muy baja para cargas más pequeñas. Algunos inversores mas recientes son capaces de adaptarse a cargas bajas menores, ofreciendo eficiencias de alrededor del 80%.

Dos aspectos adicionales que deben tenerse en cuenta al seleccionar un inversor son la forma de onda y el consumo de energía esperada. La forma de onda preferida para cargas de CA es una onda senoidal, como es suministrada por la red eléctrica. Sin embargo, muchos inversores pequeños producen ondas cuadradas, o aproximaciones a ondas senoidales, que pueden conducir a problemas de arranque del motor o incluso que el aparato se quemara. Debido al contenido de energía en los armónicos de alta frecuencia. Los inversores de onda senoidal cada vez están más disponibles, incluso en tamaños pequeños. Si se

deja encendido, los inversores pueden continuar consumiendo energía de manera significativa, incluso sin carga. Algunos inversores cuentan con un medio de control para el encendido y apagado, cuando el inversor no se usa y si no cuenta con este medio de control es fácil construir uno y adaptarlo.

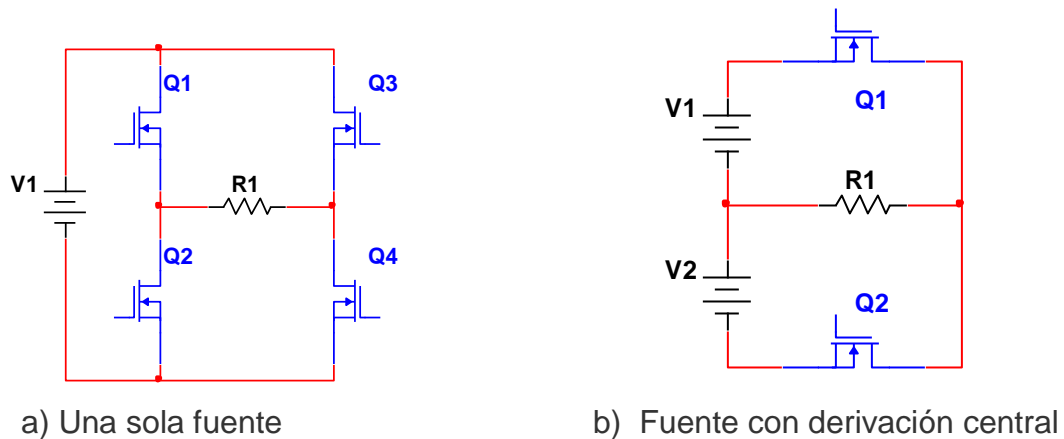
El rendimiento del inversor se caracteriza generalmente en términos de la potencia nominal de salida, la eficiencia y la distorsión armónica. Dado que la eficiencia máxima puede ser alcanzada cerca de la potencia nominal, es importante tener en cuenta la eficacia frente a la curva de potencia de salida, para la selección del inversor. Ciertas cargas tienen importantes corrientes de arranque, por lo que es importante que el inversor tenga la capacidad de proporcionar la adecuada corriente para cumplir los requisitos de la carga. Otras cargas ni se sobrecalientan ni hacen ruido no deseado si la distorsión armónica de su fuente de alimentación está por debajo de un nivel específico.

En general, el inversor de onda cuadrada es el menos caro y es relativamente eficiente, pero tiene limitaciones en sus aplicaciones. Con el se tiene una mayor capacidad pero también la mayor distorsión armónica. El inversor de onda senoidal modificada es más complicado, pero relativamente eficiente. El inversor del tipo PWM tiene un mayor costo, alta eficiencia y mínima distorsión. El inversor de onda senoidal pura tiene la menor distorsión, pero de mas baja eficiencia para aplicaciones autónomas.

#### **II.4.1.2 Inversores de onda cuadrada**

El más simple de los inversores es el de onda cuadrada. Estos inversores utilizan dispositivos electrónicos conectados ya sea como multivibrador astable o como interruptores de accionamiento externo. El uso del inversor con multivibrador astable puede ser usado en un sistema fotovoltaico autónomo, mientras que el uso

de interruptores de accionamiento externo se utiliza cuando el inverso debe estar sincronizado con una fuente de alimentación de corriente alterna externa. La Figura 6 (a) se muestra un circuito con una fuente CD que puede ser conmutada alternativamente primero en una dirección positiva y después en una dirección negativa. En la figura 8b se muestra otro circuito con una fuente con derivación central y que también puede ser conmutada ambas para producir una forma de onda cuadrada.



**Fig. 6** Convertidor de CD a onda cuadrada

La clave para la conmutación eficiente es que la corriente fluya desde el arreglo a través de los dispositivos electrónicos mientras que el voltaje entre sus extremos es cero y que la corriente sea cero cuando entre sus extremos aparecen el voltaje. Esto se puede lograr utilizando algún dispositivo electrónico tal como el IGBT, el MOSFET o el SCR. Una vez que el DC es convertido en onda cuadrada, su amplitud necesita incrementarse a aproximadamente  $120 V_{rms}$  de la CA. Puesto que el valor de rms de la onda cuadrada es la misma amplitud de la onda, un sistema con una entrada de 12V necesita un transformador con una relación de vueltas de 10:1.

#### **II.4.1.2 Onda senoidal modificada**

Para un cierto número de aplicaciones, una onda cuadrada es inadecuada para cumplir con los requisitos de distorsión armónica. Por ejemplo, ya que la onda cuadrada tiene un contenido significativo de armónicos, y puesto que las pérdidas por histéresis y corrientes parasitas en los materiales magnéticos aumenta significativamente con el aumento de la frecuencia, la excitación de la onda cuadrada puede causar que algunos balastos fluorescentes o motores eléctricos se sobrecalienten. Los armónicos de una onda cuadrada también pueden introducir ruido en un sistema. Así, ante de seleccionar un inversor, es importante verificar si la carga propuesta operara con onda cuadrada. Si la forma de onda cuadrada no es adecuada para la carga, es posible que una onda senoidal modificada funcione.

#### **II.4.1.3 Inversores con PWM**

El inversor con modulación de ancho de pulso (PWM) produce una forma de onda que tiene un valor promedio en cualquier instante equivalente al nivel de la onda seleccionada en ese instante. Los inversores con PWM son quizá los más versátiles de la familia de los inversores. El convertidor de la señal con PWM esta diseñado para tener un valor promedio que depende del tiempo que puede tener en cualquier forma de onda arbitraria a cualquier frecuencia arbitraria en cualquier amplitud arbitraria. Para su uso en aplicaciones fotovoltaicas, generalmente es deseable tener una forma de onda sinusoidal con una amplitud y frecuencia deseables.

Un PWM puede producir formas de onda con diferentes amplitudes y frecuencias mediante el control de tiempo de encendido y apagado del pulso de una forma de onda. La forma de onda es controlada mediante el control de impulsos sucesivos

del ciclo de trabajo. La amplitud se logra mediante el control del ciclo de trabajo completo y la frecuencia se determina controlando la repetición del tiempo de la secuencia de pulsos.

Los requisitos recomendados para los inversores usados en los sistemas autónomos fotovoltaicos son:

- Entrada con amplio margen de voltaje
- La forma de onda debe ser lo mas cerca de senoidal
- Estrecho porcentaje de control de voltaje de salida ( $\pm 8\%$ ) y frecuencia de ( $\pm 2\%$ ).
- Alta eficiencia para cargas pequeñas (  $>90\%$  al  $10\%$  de carga)
- Tolerancia de sobrecargas cortas, particularmente para el arranque del motor
- Buena operación con cargas reactivas
- Tolerancia a cargas que usan media onda rectificada.
- Tolerancia a corto circuito

## **II.5 Baterías**

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante.

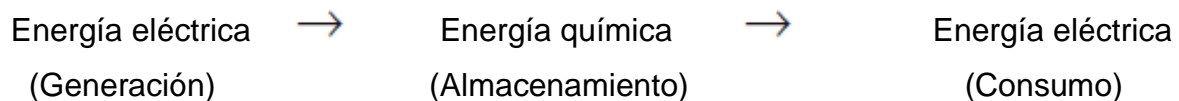
Este hecho, hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador

fotovoltaico, no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores. Las baterías se utilizan comúnmente en la mayoría de los sistemas fotovoltaicos autónomos y en general no se utilizan en sistemas conectados a la red.

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el dispositivo fotovoltaico puede entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos.

Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en electricidad.

El funcionamiento en una instalación fotovoltaica será el siguiente:



Tres son las misiones que tienen las baterías en las instalaciones fotovoltaicas:

- Almacenar energía durante un determinado número de días.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

### **II.5.1 Capacidad de una batería**

Uno de los parámetros más importantes más importantes que hay que tener en cuenta a la hora de elegir un acumulador es la capacidad. Se define como la

cantidad de electricidad que puede lograr en una descarga completa del acumulador partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios por hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está calculado según la fórmula:

$$C = T I$$

En donde:

C: es la capacidad en Amper-Hora

T: es el tiempo en horas que dura la descarga

I: es la corriente en ampere consumida

Además de la capacidad, debemos considerar otros parámetros en los acumuladores que vamos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas autónomas.

- **Eficiencia de carga:** Relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo mas alto posible (próximo al 100%, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.
- **Auto-descarga:** Es el proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- **Profundidad de descarga:** Cantidad de energía, en tanto porciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo de un acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descargas son cortos (en torno al 20%, por

ejemplo), la duración del acumulador será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80 %).

- 

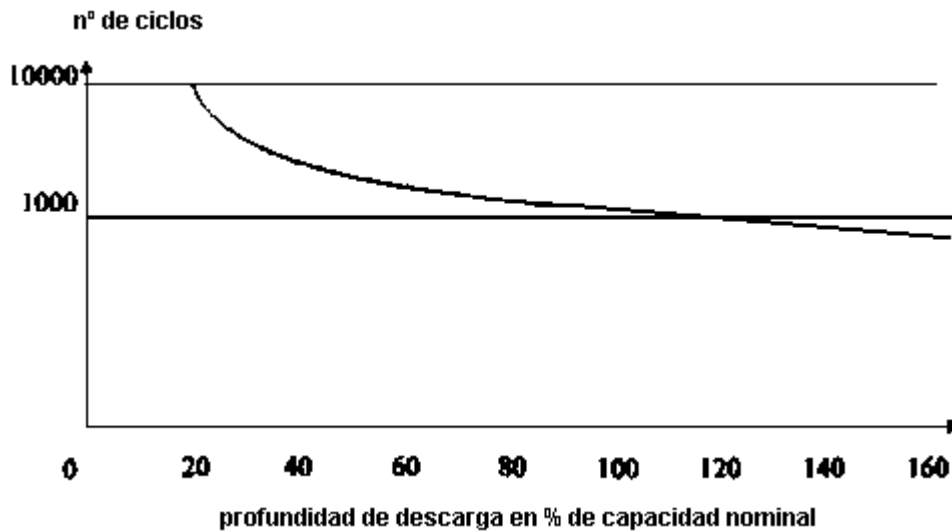
## **II.5.2 Vida útil de la batería**

La vida útil de una batería no se mide en años, sino por la cantidad de ciclos de carga - descarga que es capaz de realizar (Fig.7). Así, sí se somete a un régimen de trabajo de muchos ciclos diarios, probablemente sólo durará unos meses, mientras que si el régimen es de un ciclo al día o incluso más lento (como ocurre en el caso de iluminación de viviendas con energía solar) la batería puede durar al menos diez años.

Además de los ciclos de carga - descarga, también hay que considerar la profundidad de la descarga media que se produce en cada uno de ellos. Si dicha descarga es moderada, y sólo de vez en cuando se alcanza una profundidad elevada, el número de ciclos que soportará las baterías será elevado. A medida que se someta a descargas más profundas, el número de ciclos que podrá realizar, y por tanto su vida útil, irá disminuyendo. En cualquier caso la profundidad de descarga máxima admisible para un acumulador Pb - ácido es del 80%.

Con un régimen de descarga diaria del 25% de su capacidad, y un 80% de descarga 2 veces al año (condiciones que normalmente se dan en una instalación fotovoltaica), la batería solar puede alcanzar una vida útil de más de 11 años.





**Fig. 7** Variación de la vida útil en función de la profundidad de la descarga

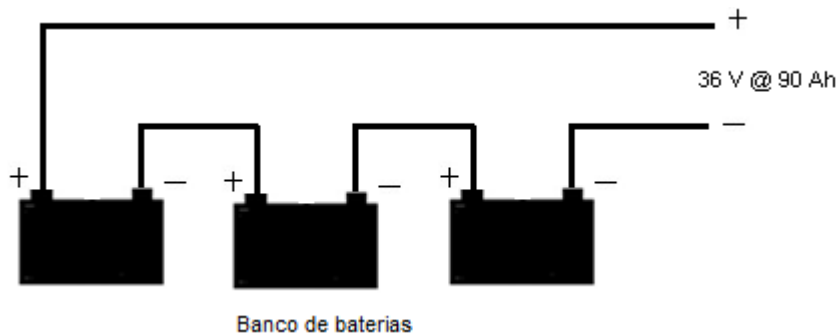
Otro factor que también puede influir en la vida útil de una batería es la temperatura. Si es demasiado alta, la reacción química que tiene lugar en el acumulador se acelera demasiado y la vida se acorta. Si la temperatura es baja, la vida se prolonga, pero si baja demasiado puede correr el riesgo de congelación. En este caso, lo mejor será más bajo.

Las formas más frecuentes de acortar la vida útil de un acumulador son:

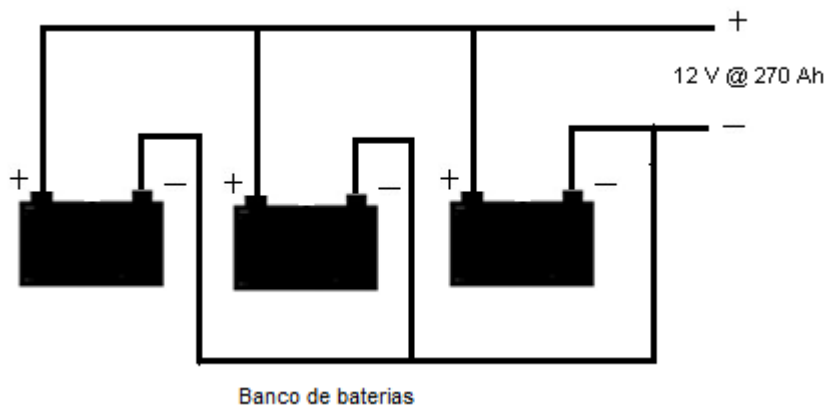
- Someterlos a cargas y descargas violentas y repetidas
- Descargarlo hasta el agotamiento
- Trabajar a temperaturas extremas
- Impurificar el agua que se añade, en el caso que sea necesario un mantenimiento

### II.5.3 Banco de baterías

Una batería puede considerarse como la asociación de varios acumuladores ya sea conectado en serie o bien en paralelo, combinados para dar la tensión de salida y capacidad de almacenamiento deseada. Por ejemplo, tres acumuladores de 12 V y una capacidad de 90 Ah, al conectarlos en serie obtenemos una tensión de salida de 36 V @ 90 Ah, como se muestra en la Figura 8. Los mismos tres acumuladores pueden conectarse en serie para obtener un voltaje en la salida de 12 V @ 270 Ah, según se muestra en la Figura 9.



**Fig. 8** Banco de baterías conectadas en serie



**Fig. 9** Baterías conectadas en paralelo

## **II.5.4 Tipos de Baterías**

Una batería está constituida por uno o varios elementos electroquímicos que tienen la propiedad de convertir energía química en eléctrica. Cuando las reacciones químicas que se producen son irreversibles, la batería puede usarse sólo una vez y recibe el nombre de primaria. Si las reacciones químicas son reversibles y se puede recargar el elemento convirtiendo la energía eléctrica en química, la batería es denominada secundaria.

Las baterías primarias, conocidas popularmente como pilas, reciben este nombre porque una vez fabricadas no requieren ninguna carga inicial o proceso de activación y pueden suministrar energía eléctrica directamente.

Las baterías secundarias no pueden suministrar directamente energía eléctrica y es necesario someterlas inicialmente a un proceso de carga. Pertenecen a este grupo todas las baterías recargables, conocidas también como acumuladores, como las de plomo - ácido y las de níquel - cadmio.

### **II.5.4.1 Baterías Plomo-ácido**

La gran mayoría de las baterías del mercado son de plomo-ácido (Pb-a), las cuales se adaptan bien a la operación en sistemas fotovoltaicos autónomos dado su bajo costo y siempre y cuando se pueda realizar un mantenimiento adecuado.

En ella los dos electrodos están hechos de plomo y el electrolito es una solución de agua destilada y ácido sulfúrico. Su funcionamiento esta basado en el siguiente proceso:

Aunque con prestaciones excelentes, el acumulador de plomo no carece de inconvenientes. Bastante de ellos provienen de la utilización de ácido sulfúrico

( con los problemas de corrosión que ello acarrea. Tiene una auto-descarga apreciable y además es muy sensible a los agotamientos, especialmente sin son prolongados. Un acumulador agotado que no se recargue prontamente sufre una merma considerable de su capacidad y además hay peligro de que se hiele a temperaturas menos bajas que una totalmente cargada.

La razón de la pérdida de capacidad es que la reacción no es tan reversible como debería, si se da tiempo al sulfato de plomo ( ) a cristalizar adecuadamente. Funcionan mal a bajas temperaturas. Su capacidad depende grandemente del régimen de descarga. Lo que sucede en este caso es que a regímenes altos el material activo de los electrodos se recubre de sulfato y simultáneamente se da un empobrecimiento del electrolito en las proximidades. En estas condiciones gran parte del plomo de los electrodos queda sin utilizar y la capacidad baja drásticamente.

Para mejorar sus características se han desarrollado diversos sistemas como son los acumuladores de plomo- antimonio (Pb-Sb) y los acumuladores plomo - calcio (Pb - Ca).

#### **II.5.4.2 Batería Plomo-Antimonio (Pb-Sb)**

Los electrodos de la batería se construyen con una aleación de plomo y antimonio, este último necesario para dar la adecuada consistencia al material y garantizar la adherencia a la matriz de acero en que se deposita. Ahora bien, este antimonio es también responsable de las pérdidas de agua, la corrosión de los terminales y pérdidas de capacidad de almacenamiento. Admite descargas moderadamente altas, aunque el número de ciclos de carga y descarga y por lo tanto la vida útil será mayor cuanto menor sea la profundidad de descarga a la que se vea regularmente sometido. Las baterías estacionarias de Pb - Sb suelen suministrarse en celdas o elementos de un par de voltios de tensión. Uniendo en

serie 6 ó 12 de estos elementos mediante atornillado se consiguen baterías de 12 ó 24 voltios.

#### **II.5.4.3 Batería Plomo-Calcio (Pb-Ca)**

Semejantes a las anteriores pero sustituyendo el antimonio por calcio. Esta aleación plomo - calcio permite la fabricación de baterías de plomo herméticas y sin mantenimiento. Presenta además la ventaja de tener una baja auto-descarga, aunque al ser de ciclo superficial no admite gran número de ciclos por debajo del 15% de la capacidad y en ningún caso aguanta profundidades de descarga superiores al 40%. Se venden en estructuras compactas tipo "monoblocs" y su reducido tamaño permite un transporte cómodo, lo que unido a su precio relativamente moderado hace que sea bastante utilizada en pequeñas instalaciones.

#### **II.5.4.4 Batería Níquel-Cadmio (Ni-Cd)**

En este caso los elementos están constituidos por unas placas positivas (ánodos) de hidróxido de níquel, unas placas negativas (cátodos) de cadmio y un electrolito de hidróxido de potasio que no reacciona con las placas. La reacción química aproximada es la siguiente:

El hidróxido potásico diluido (KOH), que es el electrolito, no aparece en la fórmula, aunque debe tenerse en cuenta que durante la carga se forma agua y que ésta es absorbida por el electrolito durante la descarga.

Ofrecen una excelente fiabilidad y resistencia. Pueden soportar descargas de hasta un 90% de su capacidad teórica, recuperándose totalmente y aguantar

temperaturas extremadamente bajas. Además, ocasionales cortocircuitos, que dañarían a las baterías de plomo; no son demasiado peligrosas para las de Ni – Cd; así como la eventual falta de agua, que haría que sólo dejara de funcionar temporalmente hasta que se le añadiera nuevamente agua. Tampoco producen gases corrosivos y su mantenimiento es mínimo. Mantienen la tensión relativamente constante, incluso cuando se están descargando con una corriente de intensidad elevada, y pueden almacenarse en cualquier estado de carga.

Tienen el inconveniente de su elevado precio, del orden de 5 a 10 veces más que las equivalentes de plomo.

## **CAPÍTULO III**

### **III.1 Propuesta de Mantenimiento para un Sistema Fotovoltaico**

Reemplazar el sistema de suministro de energía eléctrica convencional en el alumbrado de las aulas de las Universidades Tecnológicas Mariano Escobedo y Nuevo Laredo, por un sistema fotovoltaico, utilizando el recurso de la energía solar, trae como consecuencia el desarrollo o implementación de un programa de conservación de los equipos que integran el sistema; esto con el fin de obtener siempre un servicio eficiente y de calidad cuando se requiera.

#### **III. 1.1 El mantenimiento y sus tipos**

##### **Definición de mantenimiento**

El mantenimiento es la actividad humana que garantiza la existencia de un servicio de calidad. Cualquier clase de trabajo que se haga en un sistema, subsistema, equipo o maquina, para que continúe o regrese a proporcionar el servicio de calidad. El mantenimiento se divide en dos ramas, mantenimiento correctivo y mantenimiento preventivo.

##### **III.1.1.1 Mantenimiento correctivo**

Es la actividad humana desarrollada en los recursos físicos, cuando a consecuencia de una falla han dejado de proporcionar la calidad del servicio. Se divide en dos ramas Contingente y Programable.

### **III.1.1.2 Mantenimiento Preventivo**

Este es la segunda etapa del mantenimiento y podemos definirlo como la actividad humana desarrollada en los recursos físicos del lugar, con el fin de garantizar que la calidad de servicio que estos proporcionan, continúe dentro de los límites establecidos.

Este tipo de mantenimiento siempre es programable y existen en el mundo muchos procedimientos para llevarlo a cabo; los principales son los siguientes:

- a) Predictivo
- b) Periódico
- c) Analítico
- d) Progresivo y
- e) Técnico.

Siendo el Predictivo y Periódico los mas aplicables a los sistemas fotovoltaicos y de los cuales daremos su definición.

#### **III.1.1.2.1 Mantenimiento Predictivo**

Podemos definir este tipo de mantenimiento como un sistema permanente de diagnostico, que permite detectar con anticipación, la posible perdida de calidad de servicio que entrega el equipo.

#### **III.1.1.2.2 Mantenimiento Periódico**

Es un proceso de mantenimiento preventivo que como su nombre lo indica es de atención periódica bajo rutinas estudiadas a fin de aplicar los trabajos después de determinadas horas de funcionamiento del equipo; se le hacen pruebas y se cambian partes por término de vida útil o fuera de especificación.



### **III. 1.2 Selección de un lugar para un Sistema Fotovoltaico, SFV**

Se debe elegir un lugar de dimensiones óptimas para la instalación del SFV. Hay que tomar en cuenta la dirección del sol y los obstáculos que puedan obstruir los rayos del sol en cada época del año.

Los requisitos son:

1. Posicionamiento de los paneles: se necesita suficiente espacio en el techo, piso o poste para poner los paneles. Se deben evitar las sombras.
2. Perfeccione el ángulo de la inclinación y la orientación de los paneles lo más posible; paneles dando al sol y en una cuesta igual a una latitud (de no menos de 15 grados) o 15 grados más para nivelar fluctuaciones estacionales.
3. La estructura del techo o del poste/marco de soporte debería ser bastante fuerte para soportar el peso de los paneles y suficientemente fuerte para soportar la fuerza extra del viento (especialmente en aéreas tempestuosas este es un requisito importante).
4. Los paneles deben ser montados de tal manera que sean accesibles para limpieza y servicio. Esto también se aplica a la unidad de control, inversor y el banco de baterías.
5. Los paneles deben ser situados cerca de la unidad de control y las baterías para así evitar el uso de cables largos, los cuales son más caros y causan pérdidas de electricidad. También mantener los cables de la unidad de control a los puntos de uso final tan cortos como sea posible.
6. Los paneles deben ser protegidos contra robo o cualquier otra fuente de daño (vandalismo, niños jugando, etc.).
7. Los paneles no deben ser situados cerca de fuentes contaminantes como chimeneas industriales, calles polvorientas, etc.
8. La unidad de control y almacenamiento deben ser situadas adentro o en una caja que soporte todo tipo de clima, se debe pensar en proveer

suficiente ventilación para refrigeración de los componentes eléctricos y las baterías.

9. Mantener las baterías a una temperatura moderada (10-35 grados centígrados para incrementar la vida de los componentes. Evite sitios con luz solar directa.

### **III. 1.3 Programa de Mantenimiento para un Sistema Fotovoltaico**

A continuación se presentan dos pruebas basadas en la Norma Internacional ASTM E 1799-96 para la inspección visual de sistemas fotovoltaicos y E 1462-95 que es una práctica del aislamiento y de conexión a tierra de un módulo fotovoltaico.

#### **III. 1.3.1 Práctica estándar para las inspecciones visuales de módulos fotovoltaicos según la Norma ASTM E 1799-96**

##### **III. 1.3.1.1 Alcance**

1. Esta práctica cubre los procedimientos y criterios para la inspección visual de los módulos fotovoltaicos.
2. Las inspecciones visuales de los módulos fotovoltaicos se pueden realizar antes y después de que estos han sido sometidos a las pruebas de estrés ambiental, como la prueba E 1038, E 1171 o E 1596.
3. Esta práctica no establece los niveles de aprobación. La determinación de los resultados aceptables o inaceptables están más allá del alcance de esta práctica.
4. No existe una norma ISO similar o equivalente.
5. Esta norma no pretende abordar todos los problemas de seguridad, si los hubiera, asociados con su uso. Es responsabilidad del usuario de esta

norma establecer las prácticas adecuadas de seguridad, salud y determinar la aplicabilidad de las limitaciones reglamentarias antes de su uso.

### **III. 1.3.1.2 Procedimiento**

1.1 Preparación para la prueba de inspección. Las inspecciones hechas con anterioridad a cualquier prueba de estrés ambiental, deben documentar la condición del módulo de manera que cualquier cambio que ocurra durante las pruebas pueda ser identificado en la inspección de post-prueba.

1.1.1 Inspeccione visualmente cada módulo para determinar la presencia de anomalías o defectos. Tales anomalías o defectos pueden ser,

1.1.1.1 Los daños por embarque.

1.1.1.2 Mano de obra deficiente.

1.1.1.3 Los defectos en los soportes de montaje o estructuras.

1.1.1.4 Agrietamiento, la contracción, la distorsión, o superficies pegajosas de materiales poliméricos.

1.1.1.5 Falla en la unión adhesiva.

1.1.1.6 Burbujas o de laminación de materiales encapsulados.

1.1.1.7 La presencia de material extraño.

1.1.1.8 La corrosión de los sujetadores, miembros mecánicos o elementos de circuitos eléctricos.

1.1.1.9 Huecos o corrosión en las películas delgadas de las capas fotovoltaicas.

1.1.1.10 La decoloración de los materiales de encapsulados.

1.1.1.11 La decoloración de los elementos fotovoltaicos activos.

1.1.1.12 Quebrados, rotos o grabados en las superficies externas.

1.1.1.13 Quebrados, rotos los elementos fotovoltaicos activos.

1.1.1.14 Interconexiones eléctricas rotas, quebradas o defectuosas.

1.1.1.15 Elementos estructurales con grietas o dañadas.

- 1.1.1.16 Celdas solares que tocan otra celda o al marco del módulo.
- 1.1.1.17 Terminales eléctricas no unidas al módulo o haciendo contacto al bastidor.
- 1.1.1.18 La falta, la ilegibilidad o descamación en la etiqueta de identificación o de la marca.
- 1.1.1.19 Las anomalías o defectos adicionales especificados por el usuario de esta práctica que son evidentes.
- 1.1.2 Registrar los resultados de la inspección visual de modo que cualquier cambio que ocurra durante las pruebas posteriores puedan ser identificado. Estos registros pueden ser cualquier combinación de las descripciones, diagramas, o imágenes, cualquier anomalía o defecto observado durante la inspección. La ubicación de las anomalías o defectos deben ser inequívocamente documentadas.

### **III. 1.3.1.3 Inspección de post-prueba**

- 1.1.3 Repetir el paso 2.1.1, 1 del **III.1.3.1.2 por ejemplo**
- 1.1.4 Repetir el punto 2.1.2. No es necesario registrar las anomalías o defectos que se habían documentado previamente en pre-prueba de inspección, a menos que las anomalías o defectos hayan cambiado visiblemente durante la prueba posterior.
- 1.1.5 Compare los resultados durante el pre y post-prueba de inspección para determinar los defectos visibles de la prueba de estrés ambiental.

### **III. 1.3.1.4 Informe**

- 1.2 El informe deberá incluir los siguientes elementos como mínimo:
  - 1.2.1 Cualquier anomalía o defecto, además de los criterios del punto 2.1.1 que fueran requeridos para documentar (ver 2.1.1.19).

1.2.2 Los resultados de ambas inspecciones visuales según consta en el apartado 2.1 y 2.2.

1.2.3 Determinar los efectos visibles de la prueba de estrés ambiental.

A continuación se propone un formato para llevar a cabo esta prueba de inspección visual

### Formato para el llenado de la Práctica E1799-96

Inspección visual de un módulo fotovoltaico	
Designación: E 1799-96	
Universidad Tecnológica Gral. Mariano Escobedo	
Descripción de la Anomalía o Defecto a Inspeccionar	Marque en el cuadro  <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal
Daños por embarque	<input type="checkbox"/>
Defectos en los soportes de montaje o estructuras	<input type="checkbox"/>
Superficies pegajosas de materiales poliméricos	<input type="checkbox"/>
Falla en la unión adhesiva	<input type="checkbox"/>
Burbujas de laminación de los materiales encapsulados	<input type="checkbox"/>
Corrosión de los sujetadores, miembros mecánicos o elementos eléctricos	<input type="checkbox"/>
Huecos o corrosión en las películas de las capas fotovoltaicas	<input type="checkbox"/>
Decoloración de los materiales encapsulados	<input type="checkbox"/>
Decoloración de los elementos fotovoltaicos activos,	<input type="checkbox"/>
Quebrados, rotos o grabados en las superficies externas	<input type="checkbox"/>
Interconexiones eléctricas rotas, quebradas o defectuosas	<input type="checkbox"/>
Elementos estructurales con grietas o dañadas	<input type="checkbox"/>
Terminales eléctricas no unidas al módulo o módulo haciendo contacto al bastidor	<input type="checkbox"/>
La falta, la legibilidad o descamación en la etiqueta de identificación o de la marca	<input type="checkbox"/>
Otra anomalía evidente (especifique)	<input type="checkbox"/>
<b>Observaciones:</b>	
Nombre y firma de quien realiza la prueba:	Fecha:

### **III.1.4 Métodos de prueba estándar para aislamiento integral y continuidad en la conexión a tierra de los Módulos Fotovoltaicos, según la norma E-1462-95**

#### **III.1.4 1 Alcance**

1.1 Estos métodos de prueba cubren los procedimientos para: (1) las pruebas de fuga de corriente entre el circuito eléctrico de un módulo fotovoltaico y sus componentes externos, mientras se aplica un voltaje especificado y (2) para las pruebas por la posible avería en el aislamiento del módulo.

1,2 Un procedimiento para la medición de la resistencia de aislamiento entre el circuito eléctrico de un módulo fotovoltaico y sus componentes externos.

1,3 Se proporciona un procedimiento para verificar que exista continuidad eléctrica entre las partes externas del módulo que tienen conductividad, tales como el marco, los miembros estructurales, o el cierre de los bordes, y el punto de conexión a tierra.

1.4 Este método de prueba no establece los niveles de aprobación. La determinación de resultados aceptables o inaceptables es más allá del alcance de este método de prueba.

#### **1.5 No existe una Norma ISO similares o equivalentes.**

1.6 Esta Norma no pretende abarcar todos los problemas de seguridad, si los hubiera, asociadas con su uso. Es la responsabilidad del usuario de esta norma para establecer unas adecuadas prácticas de seguridad, salud y determinar la aplicabilidad de las limitaciones reglamentarias antes de su uso.

### **III.1.4. 2 Documentos de referencia**

#### 2.1 ASTM Normas:

E 772 Terminología relacionada con la conversión de la Energía Solar

E 1328 Terminología relacionada con la conversión de la Energía Solar Fotovoltaica

#### 2,2 Under writers Laboratories Standard:

ANSI / UL 1703-1987 Norma de seguridad para Módulos fotovoltaicos

### **III.1.4 3. Terminología**

3.1 Definiciones: Definiciones de términos utilizados en esta prueba método se puede encontrar en Terminologías E 772 y E 1328.

#### 3.2 Descripciones de Términos Específicos para esta Norma:

3.2.1 Continuidad a tierra; es la continuidad eléctrica entre la superficie del módulo fotovoltaico y el punto de conexión a tierra prevista en el módulo.

3.2.2 Resistencia de aislamiento; es la resistencia eléctrica de un módulo fotovoltaico aislado, medida aplicando un voltaje específico entre la circuitería interna del módulo y su punto a tierra o a un punto de la estructura de montaje.

3.2.3 Voltaje máximo del sistema; es el potencial eléctrico máximo, se hace referencia al punto de conexión a tierra del sistema, que puede ser generado por



un sistema de energía fotovoltaica según lo especificado por el fabricante del módulo.

#### **III.1.4 .4 Resumen del Método de Ensayo**

4.1 Aislamiento Integral: Se proporcionan dos procedimientos para probar el aislamiento de las partes eléctricamente activas del módulo, tales como conductores accesibles y expuestos a las superficies no conductoras. Este aislamiento es necesario para proporcionar seguridad en el aislamiento, el uso, y el servicio de un módulo fotovoltaico o sistema.

4.1.1 Procedimiento de la corriente de fuga; una rampa de voltaje es aplicada entre el circuito fotovoltaico las partes accesibles del módulo y las superficies externas del circuito fotovoltaico, mientras se monitorea la corriente o se determina si la corriente excede los límites establecidos. A continuación el módulo se inspecciona para detectar la formación de posibles arcos eléctricos.

4.1.2 Procedimiento de resistencia de aislamiento: La resistencia de aislamiento se mide entre el circuito, las partes accesibles del sistema y las superficies externas del módulo fuera del sistema fotovoltaico, utilizando un ohmímetro de alta impedancia.

4.2 Procedimiento para medir la continuidad en la conexión a tierra: Este procedimiento es utilizado para la verificación de continuidad eléctrica entre todos los componentes conductivos externos y el punto de conexión a tierra en el módulo especificado por el fabricante. Esto se logra haciendo pasar una corriente entre la conexión de tierra y la parte conductora en cuestión y calcular la resistencia entre estos dos puntos.

### **III.1.4.5 Importancia y uso**

5.1 En el diseño de un módulo fotovoltaico o sistema destinado para proporcionar la conversión segura de energía radiante del sol en electricidad útil, se debe tener en cuenta la posibilidad de riesgo si el usuario entra en contacto con las partes eléctricas del módulo. Estos métodos de ensayo describen procedimientos para verificar que el diseño y la construcción del módulo o sistema son capaces de proporcionar protección contra choques eléctricos durante la instalación y el uso normal. En ningún lugar del módulo el potencial eléctrico debe estar accesible, con la obvia excepción de la salida prevista para ello.

5.2 Estos métodos de ensayo describen procedimientos para determinar la capacidad del módulo para proporcionar protección contra descargas eléctricas.

5.3 Estos procedimientos pueden ser especificados como parte de una serie de pruebas calificadas, que impliquen la exposición al medio ambiente, el estrés mecánico, la sobrecarga eléctrica, o pruebas de vida acelerada.

5.4 Estos procedimientos son utilizados normalmente para uso en módulos secos, sin embargo, los módulos de ensayo puede ser húmedas o secas, como es indicado en el protocolo.

5.5 Estos procedimientos pueden ser utilizados para verificar los módulos ensamblados en una línea de producción.

5.6 La resistencia de aislamiento y el aislamiento de la corriente de fuga están en función directa de las dimensiones de los módulos, la humedad relativa del ambiente y de la absorción del vapor de agua. El procedimiento de la conexión de continuidad a tierra está fuertemente afectado por la ubicación de los contactos de los cables que van del marco del módulo a la conexión de tierra.

5.6.1 Por estas razones, es la responsabilidad del usuario que estos métodos de prueba especifiquen la corriente de fuga máxima aceptable en la prueba, y el máximo valor de resistencia para la conexión a tierra.

5.6.2 50  $\mu\text{A}$  es el valor máximo aceptable de la corriente de fuga, y 0,1  $\Omega$  es el valor máximo de la resistencia.

5.7 Algunos diseños de módulos no utilizan ningún componente metálico externo y por lo tanto, carecen de un punto destinado para la conexión a tierra. En este caso, la prueba de continuidad a tierra no es aplicable.

#### **III.1.4.6 Aparatos**

6.1 Una fuente de alimentación de CD variable; para usarse en el procedimiento de corriente de fuga, una fuente de CD capaz de proporcionar la tensión de prueba especificada (ver 5.6) de una manera gradual y continua como se requiere. (Ver Fig. 2).

6.1.1 La fuente de alimentación debe incluir un medio para indicar el voltaje de prueba que se aplica al módulo

6.1.2 La tensión de salida de la fuente de alimentación debe ser continuamente ajustable y puede tener un control automático de la rampa.

6.1.3 La fuente de alimentación debe ser capaz, de detectar como mínimo una corriente de fuga de 1  $\mu\text{A}$ .

6.1.4 La fuente de alimentación puede, como opción, tener un control de ajuste para indicar el límite de la corriente de fuga y apagar la fuente de alimentación

cuando la corriente de fuga excede el punto de ajuste. Alarmas audibles o visuales que indiquen que la corriente de fuga ha excedido el punto de ajuste.

6.2 Medidor de la continuidad de la conexión a tierra; para medir la resistencia entre cualquier punto del marco que sea conductor y el punto del módulo de puesta a tierra, debe tener un mínimo de resolución de 0,01  $\Omega$ .

6.2.1 El probador debe ser capaz de pasar una corriente de dos veces la corriente de cortocircuito del módulo, a través de la conexión a tierra.

6.2.2 El probador debe ser capaz de limitar la potencia aplicada a un módulo en la conexión a tierra de 500 W.

6.3- Un óhmetro de alta impedancia, o dispositivo similar, capaz de medir un mínimo de 1000 M $\Omega$ .

6.4 Contactos metálicos de aluminio, laminados, o de placa rígida metálica, pueden ser usados sobre las superficies de los módulos cuando carecen de un marco metálico. El contacto metálico funciona como un sustituto del marco metálico.

6.5 Banco de Pruebas, para sostener los módulos durante la prueba.

### **III.1.4 .7 Procedimientos**

#### **III.1.4.7.1 Procedimiento A, Aislamiento total, la corriente de fuga:**

7.1 Monte el módulo a ser probado en el banco de pruebas y asegúrese que el módulo no este iluminado. Esto se puede ser realizar colocando el módulo boca

abajo en el banco de pruebas o sombreando la cara del módulo con un material opaco del tamaño apropiado.

7.1.2 Desconecte los cables de salida del módulo.

7.1.3 Asegúrese de que la fuente de alimentación está apagada antes de hacer cualquier conexión eléctrica.

7.1.4 Conectar la salida de potencia de la fuente de alimentación a la salida del módulo.

7.1.5 Conectar la tierra de la fuente de alimentación al punto de conexión de tierra del módulo.

7.1.5.1 El módulo puede contener componentes metálicos separados o desconectados, si es así, el procedimiento debe ser repetido para cada componente metálico. Por ejemplo, una caja de empalme no conectado al bastidor debe ser probado por separado.

7.1.5.2 Cualquier componente metálico del módulo que tenga un recubrimiento aislante, este debe ser retirado en los puntos de las conexiones para que el procedimiento sea válido. Por ejemplo, un marco de aluminio anodizado no calificaría a menos que el anodizado se elimine en el punto de prueba.

7.1.5.3 Si el módulo carece de cualquier componente metálico exterior, la conexión de corriente de fuga se debe hacer como una superficie aislada tal como un módulo de marco no metálico. Un contacto metálico (véase 6,4) debe ser puesto en la superficie, y la conexión se hace entonces a este contacto metálico. El contacto debe ser al menos del mismo tamaño que la superficie que se está probando. La persona que realice esta prueba debe especificar las conexiones aceptadas en estos casos.

7.1.6 Determinar el voltaje que se va aplicar para la prueba de corriente de fuga. El voltaje máximo adecuado para el sistema debe ser especificado por el fabricante de los módulos. El voltaje de prueba será el doble de la tensión máxima del sistema, más 1000V. Para un módulo con una tensión máxima del sistema de 30 voltios o menos, la tensión de prueba será de 500 voltios.

7.1.7 Aumentar el voltaje, pero que no exceda de una velocidad de 200 V / s, hasta que el voltaje de prueba se alcance.

**Nota 1**-La capacitancia de los módulos puede ser lo suficientemente grande como para causar grandes corrientes, mientras que la capacitancia de aislamiento se está cargando. El operador debe estar consciente de las condiciones y dar tiempo a que la corriente se estabilice.

7.1.8 Mantenga el voltaje de la fuente de alimentación, en el voltaje de prueba por 1 min.

7.1.9 Registre la máxima corriente de fuga, o el voltaje en el cual la corriente de fuga ha excedido el punto de referencia.

7.1.9.1 Si el equipo esta ajustado a un límite de corriente de acuerdo a punto de referencia y la fuente de alimentación se apaga o las alarmas se disparan, la corriente de fuga máxima se ha excedido.

7.1.10 Observar y escuchar al módulo durante el ensayo, en busca de evidencias de un arco o chisporroteo.

7.1.11 Apague la fuente de alimentación.

7.1.12 Desconecte el módulo de prueba.

7.1.13 Inspeccione el módulo para detectar cualquier evidencia visual de marcas de arco o chisporroteo.

#### **III.1.4.7.2 Procedimiento B; Aislamiento, la resistencia de aislamiento**

7.2 Procedimiento B; Aislamiento, la resistencia de aislamiento:

7.2.1 Monte el módulo como se especifica en 7.1.1 y 7.1.2.

7.2.2 Conecte el óhmetro al módulo como se especifica en 7.1.3-7.1.5 con referencias a la fuente de alimentación sustitúyala con el óhmetro.

7.2.3 Mida y registre la resistencia de aislamiento indicada por el óhmetro.

7.3 Procedimiento C; Continuidad de la conexión a tierra:

7.3.1 Determinar la corriente necesaria a pasar a través de cualquier conexión a tierra del módulo. Esta corriente es igual al doble de la corriente de cortocircuito del módulo.

7.3.2 Determinar la ubicación del punto de conexión a tierra y todas las partes conductoras accesibles del módulo. Establecer el tamaño del contacto, ubicación y modo de fijación necesario para realizar la prueba de continuidad de conexión a tierra.

7.3.2.1 Una parte conductora se considera accesible, a menos que este aislada con un material que se ha evaluado por su propiedades de aislamiento en la aplicación deseada o este físicamente no accesibles de acuerdo a la definición en la **NORMA ANSI / UL 1703**, la Sección 14.

7.3.2.2 Si el módulo tiene más de una parte conductora accesible, cada una debe ser probada por separado.

7.3.3 Conecte el cable de tierra del probador de continuidad al punto de conexión a tierra del módulo identificado por el fabricante.

7.3.4 Conecte el cable positivo del probador de continuidad a una parte accesible conductora del módulo.

7.3.5 Incremente el voltaje aplicado desde cero hasta alcanzar una corriente de dos veces la corriente de corto circuito del módulo que esta pasando a través de la conexión de tierra bajo, o hasta la potencia máxima indicada en el punto 6.2.2.

7.3.6 Calcular y registrar la resistencia de la caída de voltaje a través de los cables del medidor a los puntos en que se conecto el módulo.

7.3.7 Repetir 7.3.4-7.3.6 para cada ruta de tierra identificadas en 7.3.2.

#### **II.1.4.8 Informe**

8.1 Informe de los siguientes elementos como mínimo:

8.1.1 El fabricante y una identificación de las muestras de la prueba completa,

8.1.2 Una descripción de la construcción del módulo,

8.1.3 Una descripción del equipo de medición y condiciones de medición o parámetros,



8.1.4 Una descripción de cualquier de los cambios aparentes debido a las pruebas, con cualquier bocetos o fotografías siempre que sean claras,

8.1.5 La máxima corriente de fuga observada (7.1.9) o el voltaje aplicado a la que la corriente de fuga máxima (7.1.9.1),

8.1.6 Las observaciones o indicaciones de un arco o una inflamación excesiva,

8.1.7 La resistencia de aislamiento registrado en 7.2.3,

8.1.8 Resultados del procedimiento de continuidad a tierra de 7.3.6, y

8.1.9 Cualquier desviación de los procedimientos.

### **III.1.4.9 Precisión y tendencia**

9.1 Varios factores determinan la precisión y la tendencia de los resultados de un estudio inter-laboratorios pero no es factible para estos procedimientos.

9.1.1 La resistencia de aislamiento y el aislamiento de la corriente de fuga son función de las fuentes de humedad relativa en el ambiente y del vapor de agua absorbido.

9.1.2 El procedimiento de continuidad a tierra se ve afectado fuertemente por la ubicación, tamaño, forma, métodos, los contactos, cables de prueba al marco del módulo y los puntos de sujeción a tierra.

9.1.3 Por estas razones, el usuario de este método de ensayo específico niveles aceptables de umbral para el aislamiento de fugas de corriente y los procedimientos de continuidad a tierra (ver 5.6.1).

9,2 La precisión y la tendencia serán función de la precisión y los límites de sesgo de los instrumentos eléctricos. Por lo tanto, estas mediciones eléctricas deben hacerse de acuerdo con buenas prácticas de ingeniería utilizando instrumentos que estén calibrados de acuerdo a normas nacionales e internacionales.

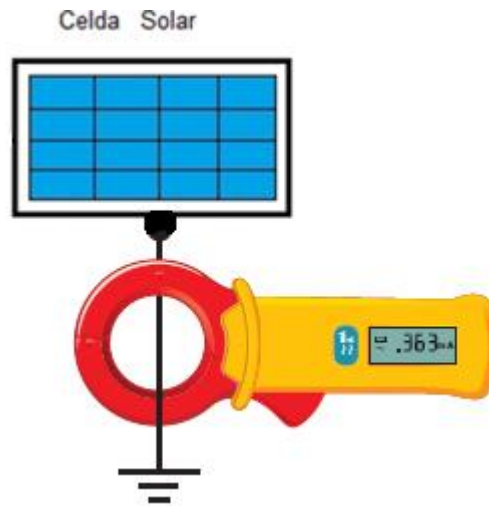


Fig. 2. Medición de la corriente de fuga de una celda fotovoltaica

### III.1.5 Mantenimiento en el Módulo

Una de las principales ventajas de los sistemas de generación fotovoltaica es que necesitan un mantenimiento mínimo. Es por ello que resultan ideales en lugares en los que se necesita autonomía de funcionamiento. Los módulos poseen en su frente, un vidrio templado de 3 a 3,5 mm de espesor que los hace resistentes al impacto. Admiten además cualquier tipo de variación climática. Debido a las latitudes que se manejan en nuestro país, la propia inclinación que el módulo debe tener -no menor a 15°-, hace que la suciedad escurra por el frente del mismo, en muchos casos con ayuda de la lluvia.

No obstante, siempre se debe comprobar que el vidrio del módulo esté limpio. De otro modo, use agua con detergente para eliminar toda suciedad.

Algunas consideraciones que deben tenerse en cuenta son:

- Verificar que el ángulo de inclinación no cambie.
- Confirmar que no haya proyección de sombras de objetos cercanos en ningún sector del módulo, desde que sale el sol, hasta que se pone.
- Examinar que todas las conexiones estén ajustadas convenientemente y sin indicios de oxidación, suciedad o acumulación de insectos.
- Este módulo necesita estar siempre limpio y libre de sombras. Si usted observa que está sucio, debe proceder a limpiarlo usando una tela suave que no raye el vidrio. Si algún objeto cercano hace sombra sobre el módulo, cambie de posición el objeto que hace sombra de tal manera que este efecto desaparezca.
- El vidrio de cubierta del módulo es suficientemente fuerte para resistir lluvia y granizo, pero no es irrompible. Por lo tanto usted debe cuidar que no tiren sobre él objetos que puedan romperlo, como piedras por ejemplo.
- No permita que aves u otros animales se posen sobre el módulo, cable de conexión u otras partes expuestas, como el soporte del módulo. Además del riesgo de ensuciarlos, pueden provocar desconexiones.

Es muy importante que la unidad de control no corra el riesgo de mojarse, ya sea por lluvia o alguna otra forma. No debe caerle ningún tipo de líquido u otras sustancias, ni mucho menos cuerpos pesados que puedan ocasionarle daños. La simplicidad del equipo de regulación reduce sustancialmente el mantenimiento y hace que las averías sean muy escasas. Se debe hacer una inspección visual del estado del funcionamiento del regulador, comprobación de de las conexiones y cableado del equipo; con una observación al voltímetro y amperímetro, es suficiente para comprobar el correcto funcionamiento del sistema.

Es conveniente hacer una inspección general 1 ó 2 veces al año: asegurarse de que las conexiones entre paneles y regulador estén bien ajustadas y libres de

corrosión de acuerdo a los procedimientos de las **Normas ASTM**. En la mayoría de los casos, la acción de la lluvia elimina la necesidad de limpieza de los paneles. En caso de ser necesario, simplemente se puede utilizar agua y algún detergente no abrasivo.

Un formato para realizar una inspección anual en un módulo fotovoltaico se presenta a continuación.

Herramienta y material requeridos para la inspección anual del módulo fotovoltaico:

1. Una fuente de alimentación de CD variable.
2. Un multímetro con los medidores de continuidad, resistencia, voltaje y corriente.
3. Pinzas de electricista
4. 2 desarmadores estrella uno de 3/16"x5" y otro de 1/4"x5".
5. 2 desarmadores planos uno de 3/16"x5" y otro de 1/4"x5"
6. Pinzas mecánicas
7. Pinzas para terminales
8. Pinzas de punta
9. Llaves mixtas de 10mm, 12mm, 13mm, 5/16", 3/8", 7/16", 1/2" y 9/16"
10. Terminales de ojo de varias medidas
11. Cinta plástica de aislar

## Formato para la Revisión de un Módulo Fotovoltaico

<b>Inspección Anual de un Módulo Fotovoltaico</b>	
<b>Universidad Tecnológica Gral. Mariano Escobedo</b>	
Descripción de los Puntos de Inspección	Marque <input type="checkbox"/> Bien en el <input type="checkbox"/> X Mal cuadro
Verificar que no haya proyección de sombras sobre el módulo	<input type="checkbox"/>
Limpieza del módulo (use un paño suave, agua y detergente no abrasivo)	<input type="checkbox"/>
Revisar terminales y conexiones; en busca de terminales flojas, corroídas o golpeadas, apriete y/o reemplace si es necesario.	<input type="checkbox"/>
Verificar el ángulo de inclinación y corregir si es necesario	<input type="checkbox"/>
Medir la corriente de fuga según punto 4.1.1 y 5.6.2 de la norma ASTM E-1462-95	<input type="checkbox"/>
Medir la resistencia de aislamiento según punto 4.1.2 de la norma ASTM E-1462-95	<input type="checkbox"/>
Medir la continuidad a tierra según punto 4.2 y 5.6.2 de la norma ASTM E-1462-95	<input type="checkbox"/>
Medir el voltaje de salida del módulo según especificaciones del fabricante	<input type="checkbox"/>
Revisar el apriete de los tornillos de montaje en la estructura	<input type="checkbox"/>
Revisar estructura en busca de tornillos flojos, soldaduras agrietadas, anclaje firme.	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
<b>Observaciones:</b>	
<b>Nombre y firma de quien realiza la inspección:</b>	<b>Fecha:</b>

### **III.1.6 Mantenimiento al Controlador**

Es un aparato que no tiene partes en movimiento, y esto hace que su mantenimiento sea mínimo. Un formato para una revisión anual se presenta mas adelante.

#### **III.1.6.1 Medidas de seguridad**

- El controlador de carga debe conectarse solo en un sistema fotovoltaico.
- Todos los trabajos eléctricos deben realizarse de acuerdo con los códigos eléctricos locales, nacionales e internacionales
- El controlador está diseñado para su instalación en interiores, la unidad no debe exponerse a la lluvia, la nieve o cualquier otro liquido.
- Para reducir el riesgo de corto circuito, utilice en la instalación herramientas aisladas.
- No lleve anillos o pulseras metálicas al instalar la unidad, con esto se reduce el riesgo de un contacto accidental con circuitos bajo tensión.

## Formato para la Revisión de un Controlador de Carga

Inspección Anual de un Controlador	
<b>Universidad Tecnológica Gral. Mariano Escobedo</b>	
Descripción de los Puntos de Inspección	Marque <input type="checkbox"/> Bien en el <input type="checkbox"/> X Mal cuadro
Revisar fusibles y porta fusibles en busca de corrosión, marcas por arco o chisporroteo, falso contacto, corrija o reemplace según sea necesario	
Asegurar el apriete de las terminales de la batería, módulo y carga.	
Asegurar la ventilación del disipador de calor	
Limpiar el polvo con un trapo seco	
Conexión a tierra, verificar que la conexión no esté interrumpida, que las terminales estén apretadas.	
<b>Observaciones:</b>	
<b>Nombre y firma de quien realiza la inspección:</b>	<b>Fecha:</b>

### **III.1.7 Mantenimiento para el banco de baterías**

Debido a que el banco de baterías permanece en un lugar fijo y que no tienen movimiento ni vibraciones hace que la vida de las baterías sea mayor y que su mantenimiento se reduzca.

#### **III.1.7.1 Medidas de seguridad**

- Usar ropa y equipo de seguridad adecuada, el uso de gafas de seguridad es indispensable.
- El trabajador deberá evitar fumar, encender cualquier tipo de fuego y evitar usar herramientas que produzcan chispas.
- El área debe estar bien ventilada.
- Manipular las baterías con guantes de goma, el líquido electrolítico es corrosivo.

Un formato para la revisión del banco de baterías se da a continuación:



## Formato para la Revisión de un Banco de Baterías

Inspección Semestral de un Banco de Baterías	
<b>Universidad Tecnológica Gral. Mariano Escobedo</b>	
Descripción De Los Puntos De Inspección	Marque <input type="checkbox"/> Bien en el <input type="checkbox"/> X Mal cuadro
Revisar el nivel del electrolito, rellenar si esta por debajo del nivel.	<input type="checkbox"/>
Limpiar el sulfato formado en los bornes y cables usando agua y cepillo con cerdas de plástico.	<input type="checkbox"/>
Revisar terminales de los bornes que no estén flojas, apretar de ser necesario.	<input type="checkbox"/>
Cubrir los bornes con vaselina para evitar la formación de sulfato.	<input type="checkbox"/>
Medir el voltaje entre los bornes.	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
	<input type="checkbox"/>
<b>Observaciones:</b>	
<b>Nombre y firma de quien realiza la inspección:</b>	<b>Fecha:</b>

## **Conclusiones:**

1. La revisión del estado del arte de sistemas fotovoltaicos indica que es factible realizar un programa de mantenimiento preventivo basado en normas internacionales.
2. Con el objeto de facilitar la tarea de mantenimiento preventivo, se propone implementar un procedimiento de chequeo, medición e inspección de puntos clave en el sistema fotovoltaico. Este procedimiento implementa el uso de hojas de instrucción basado en las normas ASTM E1799-96 y E1462-95.
3. Las inspecciones visuales de los módulos fotovoltaicos se pueden realizar antes y después de haber estado sometidos estrés ambiental y deben ser basados en las normas internacionales ASTM E1038, E1171 o E1596.

## Referencias:

Photovoltaic systems engineering; Roger A. Meseenger y Jerry Ventre, Capitulo 1  
Physics of solar cell; Dr. Peter Wurfel, pagina xi.

<http://www.sitiosolar.com/La%20historia%20de%20la%20energia%20solar%20foto%20voltaica.htm>

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar04/HTML/articulo02.htm>

<http://www.energiasolar365.com/articulos/como-funciona-un-regulador-solar.html>

<http://www.solener.com/dsd.pdf>

<http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/11864/1/file.pdf>

[http://www.solartronic.com/download/especificacion\\_SFV.pdf](http://www.solartronic.com/download/especificacion_SFV.pdf)

<http://www.connexio220.com/manuales/reguladores/xantrex/xantrex-xw-mppt-manual-usua.pdf>

<http://www.mcgraw-hill.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>

[http://www.eoi.es/savia/pubman/item/eoi:45337:2/component/eoi:45335/D\\_SistemasFotovoltaicos\\_MiguelAlonso.pdf](http://www.eoi.es/savia/pubman/item/eoi:45337:2/component/eoi:45335/D_SistemasFotovoltaicos_MiguelAlonso.pdf)

<http://www.olivacordobesa.es/ENERGIA%20SOLAR%20FOTOVOLTAICA.pdf>

<http://es.scribd.com/doc/52163700/5/LA-BATERIA-DE-PLOMO-ÁCIDO>