



**SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
DIRECCIÓN GENERAL DE EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

**Diseño, dimensionamiento e implementación de un sistema fotovoltaico independiente para un área comercial tipo “isla” en la empresa
ELIRMEX**

Alumno:

LÓPEZ PÉREZ VICTOR HUGO

No. De Control. 13270938

Ciudad de México 28 de Noviembre del 2017

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La energía eléctrica es un servicio que se valora mucho en pleno siglo XXI, hablamos de un abastecimiento de vital importancia, debido a que su uso es necesario. No podríamos imaginar cómo la sociedad se desenvolvería en su rutina diaria, si este servicio llegara a desaparecer, debido a que todos somos dependientes de la tecnología, debemos saber que la tecnología y la energía eléctrica están íntimamente relacionadas, debemos considerar soluciones nuevas para producir y consumir de manera segura y eficiente este servicio.

Las energías renovables han tenido un auge increíble en estos tiempos, debido a que hablamos de producir diferentes tipos de energías limpias que no dañan nuestro planeta. Para la producción de energía eléctrica el campo Eólico, Solar, Bioenergía e Hidráulica, son las ramas que han logrado sobresalir en este tema, debido a ofrecer una producción considerable de energía eléctrica para poder utilizarla en un sin fin de aplicaciones.

Hablando específicamente de México, nuestro país cuenta con una amplia diversidad de recursos de generación de energía eléctrica. Contamos con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tiene plantas de generación distribuidas por todo el territorio Mexicano, de diferentes tipos de generación, como son: Hidroeléctrica, Termoeléctrica y Nuclear. Estas tres son las que sobresalen dentro de la producción eléctrica en nuestro país hoy en día, con un porcentaje de población conectada a la red del 98.6% a nivel nacional.

Centrándonos en una rama de las energías renovables más específica, tenemos la producción de energía eléctrica a través del aprovechamiento del sol. Los módulos solares son una alternativa de generación energética que puede ser aprovechada por el usuario de forma directa o indirecta, esto se define de acuerdo a la conexión de su sistema, debido a que puede estar interconectado a las líneas de distribución de la compañía suministradora de energía eléctrica (CFE) o puede que el usuario opte por un sistema aislado.

En este trabajo me centro en la idea de (¿Por qué es justificable un sistema fotovoltaico aislado?) y el diseño, desarrollo e implementación de un sistema aislado, el cual requiere una serie de investigación y desglose de información detallada para poder justificar el sistema ya antes mencionad. Todo el trabajo está hecho con base en la experiencia obtenida dentro de una empresa con 10 años de respaldo en trabajos y proyectos fotovoltaicos.

1.2 Justificación

Este proyecto se justifica con bases en la generación “limpia” de la energía eléctrica, ya que un sistema fotovoltaico ofrece abastecimiento eléctrico a través de módulos solares instalados en el área en la que se va a consumir dicha energía, además de tener esta ventaja, podemos de igual forma monitorear el sistema a través de softwares que nos ayuden a comprobar la eficiencia de nuestro sistema así como las posibles fallas que pueda llegar a tener así también programar al sistema futuros mantenimientos preventivos.

Además de contar con un suministro de energía eléctrica “Ilimitada” (Todo depende de la cantidad de Irradiación Solar, tanto como el volumen del sistema). Un Sistema autónomo Solar es una ventaja contundente en tiempos actuales, puesto que ayudamos a disminuir emisiones de gases tóxicos al ambiente y de deslindarnos de un pago constante con la compañía suministradora de energía eléctrica.

Todos estos beneficios energéticos y de calidad son sumados con una ganancia y ahorro a mediano plazo, en el cual es el tiempo que se recupera la inversión realizada al desarrollar un sistema de este tipo.

Son sistemas que comúnmente son instalados en azoteas, por lo que la visibilidad en su mayoría es mínima, además de que en una instalación residencial cuidamos la estética y la fachada del hogar. Ahora, si es una instalación comercial, también puede tener este beneficio (de contar con el espacio adecuado).

Llevar a cabo un proyecto fotovoltaico independiente inconscientemente ayuda a las compañías suministradoras de energía eléctrica, puesto que la demanda en consumo se ha elevado debido al aumento poblacional y desarrollo de los diferentes estados (Hablando de México). Al realizar un sistema fotovoltaico ayudamos a quitar carga de las líneas de suministro y que las plantas generadoras puedan abastecer a otros puntos en los que se llega a necesitar esa energía.

1.3 Objetivos

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar e instalar un sistema fotovoltaico independiente para un área comercial de acuerdo con su totalidad de potencia consumida.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer y realizar los cálculos correspondientes de orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos.
- Conocer las diferentes marcas de módulos, baterías, inversores, y micro-inversores para poder conocer su eficiencia y diseño.
- Aprender a utilizar los softwares correspondientes que la empresa utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos (Sketch-Up y Lumion).
- Conocer la metodología del área mecánica para realizar las bases de los módulos
- Dar a conocer las ventajas de tener un sistema independiente de generación eléctrica a través de módulos solares.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 MAGNITUDES Y CARACTERÍSTICAS

1. Células Fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas están formadas por diodos semiconductores especialmente dispuestos para recibir los rayos solares. Estos semiconductores, son materiales que no son buenos conductores ni aislantes, sin embargo al ser contaminados con otros materiales, adquieren propiedades especiales.

Pero detengámonos un momento para poder entender más a cerca del proceso químico de cómo estos materiales semiconductores reaccionen para abrir un camino al proceso de generación eléctrica, una buena forma de indagar cómo es que las células fotovoltaicas logran transformar la energía del sol en energía eléctrica sería:

¿Qué ocurre si a un material semiconductor (como el Silicio) se le introducen impurezas de tipo N por un lado e impurezas de tipo P, por otro?

Bueno para empezar en la red cristalina se crea una unión de tipo PN con 2 regiones separadas. En dicha unión, los electrones extra que hay en la región N se propagan en la región P, cediendo en esta área un exceso de “huecos” o cargas positivas. Es por esto que al formar parte de una red cristalina, los electrones no se pueden mover libremente para recombinarse y se establece un campo eléctrico, una diferencia de potencial entre ambas regiones. Este campo se opone al movimiento de las cargas, de modo que el proceso de difusión se detiene hasta llegar a un momento de equilibrio electrónico. Tal como se muestra en la figura anterior, la carga positiva de la región N impedirá que fluya a ella más electrones. En ese momento se dice que la unión está bloqueada.

Ahora la verdadera maravilla de la generación eléctrica se presenta al poner en contacto la unión PN a la luz del Sol. Puesto que en este caso, los electrones de la red absorben los fotones. La energía que aportan estos fotones rompen enlaces y forma nuevos pares electrón-hueco; el campo eléctrico de la unión hace que los electrones “migren” hacia la región N y los huecos, hacia la región P. Podemos denominar a este fenómeno como efecto fotoeléctrico.

Si en el borde exterior de la región N y de la P situamos sendas conexiones eléctricas y las conectamos a través de una resistencia, por dicho circuito fluirá una corriente eléctrica. Pero existe una parte de los portadores de carga que no llega a esas terminales, sino que se recombina con su portador opuesto: la recombinación que limita el rendimiento de la célula fotoeléctrica.

Estas son las propiedades que permiten a los semiconductores (entre otras importantes aplicaciones como son los diodos o transistores) el que puedan atrapar los fotones de la luz liberando de ellos electrones, creando una carga eléctrica.

Uniando muchas de esas células y sumando en serie sus cargas, obtenemos cantidades significativas de electricidad que luego puede acumularse y convertirse en corriente alterna.

Este primer desglose de información es muy específico en cuanto al proceso químico, a continuación quiero introducirme a la anatomía y funcionamiento de cada uno de los componentes que hacen posibles el funcionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo.

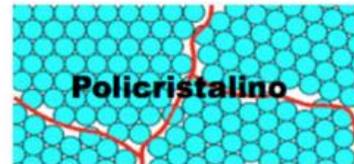
TIPOS DE CELDAS FOLTOVOLTAICAS

En el mercado y en los laboratorios de investigación coexisten células y módulos de muy diversos tipos. Las más comunes son las de silicio monocristalinos, las de silicio policristalino y los módulos de capa fina, a continuación ofreceré una breve explicación de la anatomía de cada uno de los tipos mencionados.

Monocristalina: Cuando la disposición atómica de un sólido cristalino es perfecta, todas las celdas unitarias están unidas de la misma manera y tienen la misma orientación, se dice que es un monocristal, lo cual indica su grado de pureza.



Policristalina: La mayoría de los sólidos cristalinos están formados de muchos cristales pequeños o granos, por lo cual se les denomina policristalino, y cada grano tiene una orientación distinta. La región donde dos granos se encuentran se llama frontera de grano.



Amorfo o capa fina: Los átomos o moléculas que lo forman no se encuentran en posiciones fijas del cristal y por tanto carecen de una distribución tridimensional regular.



Fig. 2.1.1 Análisis de Materiales

Uno de los materiales utilizado con más éxito han sido las películas finas de telurio de cadmio (CdTe), CIGS, de silicio amorfo y de silicio microamorfo.

- (El **teluro de cadmio (CdTe)** es un compuesto cristalino formado por cadmio y telurio. Se utiliza como material de célula solar. Por lo general se intercala con sulfuro de cadmio para formar una célula fotovoltaica de unión PN. Normalmente, las células de CdTe utilizan una estructura N-I-P.)

Estos materiales se aplican en una película fina en un sustrato de apoyo tal como el vidrio o la cerámica, como ya antes se mencionó, estas tecnologías prometen hacer mayores las eficiencias de conversión, en particular, el CIGS-CIS y el **CdTe**.

Continuando con el proceso de producción, se requiere que las celdas queden constituidas en un arreglo eléctrico, habitualmente de 60 a 72 celdas, para formar los módulos monocristalinos y policristalinos, o los módulos con película fina o amorfos.

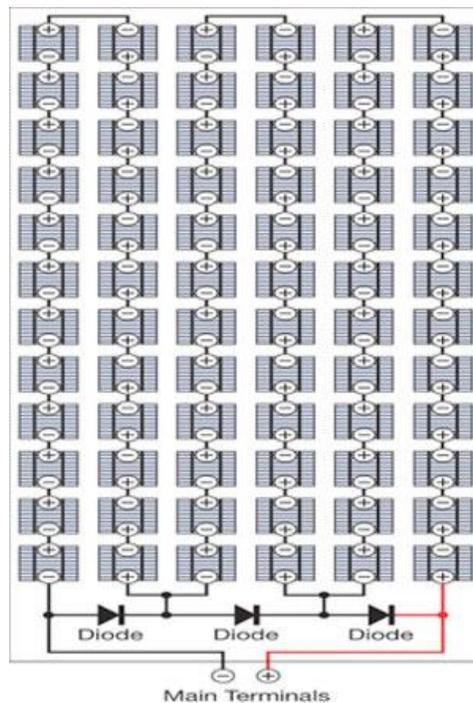


Imagen 2.1.2 Representación del circuito interno de los módulos solares.

ANATOMÍA DE LOS MÓDULOS SOLARES

1. El marco, hecho de aluminio, ofrece al panel rigidez estructural que lo protege de elementos externos y permite una fácil instalación.

2. Vidrio. El vidrio protege la parte superior del panel y permite que una cantidad óptima de luz del sol llegue a las celdas.

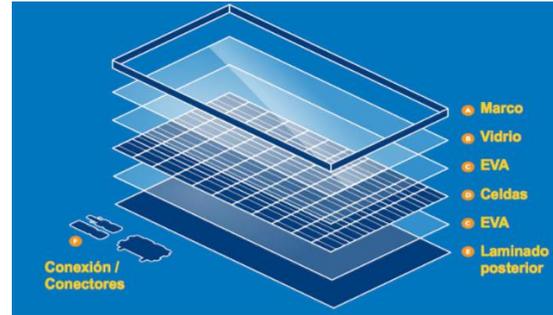


Fig. 2.1.3 Estructura de los módulos solares

3. EVA (dos láminas). El etil-vinil acetato (ethylene-vinyl acetate, EVA) es el adhesivo que une todos los componentes del panel y evita que el agua, la tierra y otros elementos lleguen a las celdas.

4. Celdas. La luz del sol se transforma en electricidad en las celdas solares, el motor del panel.

5. Laminado posterior. Un laminado posterior eléctricamente neutro protege la parte posterior del módulo e impide que ingrese agua o tierra al panel.

6. Conexión / Conectores. A través de cables y conectores denominados MC4, la caja de conexiones transfiere la electricidad que producen las celdas al conjunto solar más grande.

MECÁNICA DE FUNCIONAMIENTO

Un factor clave que se ha estudiado a través del avance de esta tecnología, es el desempeño de los módulos es su comportamiento cuando están expuestos al sombreado parcial o total en cualquier parte de su área. Para salvaguardar la integridad del módulo y del sistema en general se ocupan los **diodos**, que son componentes electrónicos que permiten el flujo de corriente en una única dirección. En los sistemas fotovoltaicos generalmente se utilizan de dos formas: como diodos de bloqueo y como diodos de bypass.

Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través de los paneles fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de paneles conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie. Generalmente no son necesarios en sistemas que funcionan a 24V o menos. Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de paneles en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.

TEORÍA DEL CIRCUITO

En la imagen **2.1.2** pudimos observar una representación de cómo está constituido el circuito interno de un módulo solar, ahora analizaremos cómo este circuito se comporta de acuerdo a la cantidad de sombra que pueda llegar a cubrir parte de los módulos solares.

- Cuando no hay células sombreadas, la corriente pasa por todas las celdas y ninguna corriente pasa a través de los diodos de derivación.
- Cuando tenemos una celda sombreada, la corriente ignora la cadena de 24 series de células y pasa a través del diodo de derivación en paralelo con esa cadena.
- Cuando una fila de celdas llega a ser sombreada, la corriente ignora tres cadenas de 24 series de células y pasa a través de tres diodos de derivación.
- Cuando una columna de celdas es sombreada, la corriente desvía la cadena de la serie de 24 celdas y pasa a través del diodo de derivación en paralelo con esa cadena.
- En caso de que todo el módulo llegue a ser sombreado, la corriente pasa por alto todas las celdas y pasa a través de tres diodos de derivación.

TIPOS DE ARREGLOS

Al ser instalados en sus debidas estructuras, los módulos fotovoltaicos se colocan en dos tipos de posiciones, denominados:

- LANDSCAPE en donde la parte longitudinal del panel se coloca horizontalmente



Landscape

Fig. 2.1.4 Posición "Landscape" (horizontal para paneles)

- PORTRAIT cuando la parte longitudinal del panel se coloca verticalmente



Portrait

Fig. 2.1.5 Posición "Portrait" (Vertical para paneles)

Para representar las principales magnitudes eléctricas de una célula solar, imaginaremos una célula con una superficie de 243 centímetros cuadrados que proporciona en sus conductores una tensión de aproximadamente 0.5 voltios y una intensidad proporcional a la luz del sol, hasta un máximo de 7 u 8 amperios. A la célula se le puede acoplar una resistencia variable, un amperímetro para medir la intensidad generada y un voltímetro para cuantificar la diferencia de potencial que existe entre los terminales de la célula.

Para representar una célula fotoeléctrica o un módulo en un circuito se emplea el símbolo de la figura.

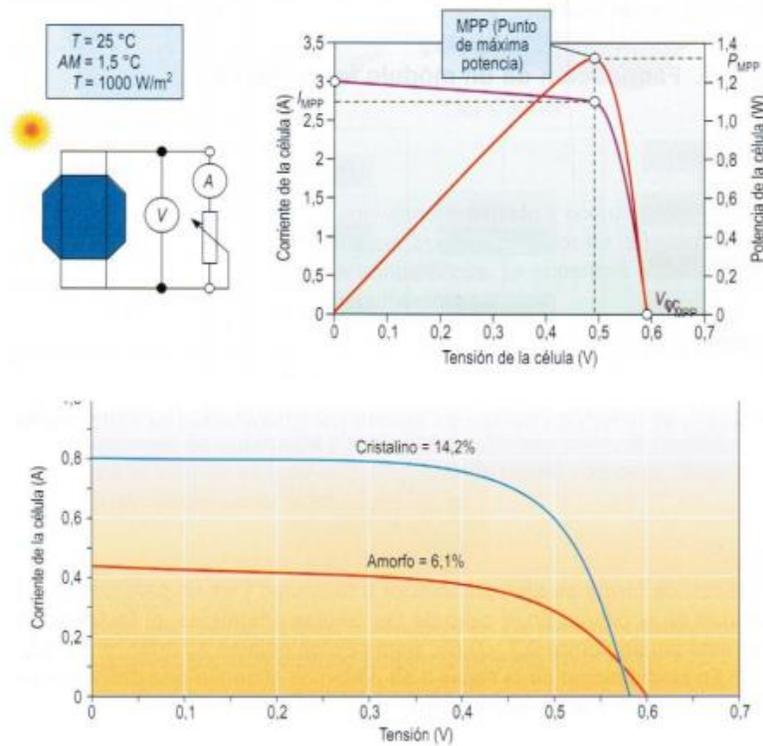


Fig. 2.1.6 Gráfica de eficiencia según el tipo de célula solar

Cuando la resistencia es infinita – o, en otras palabras, cuando abrimos el circuito- en los extremos de la célula mediremos la tensión de circuito abierto (V_{oc} o V_{ca}). A la inversa, si la resistencia es nula, por el circuito circulará una corriente eléctrica denominada intensidad de cortocircuito (I_{sc} o I_{cc}). Esos valores de tensión e intensidad corresponden a los máximos teóricos que puede proporcionar la célula.

Curvas características IV y PV por una célula de silicio cristalino. En ella se observa la posición del punto de máxima potencia (MPP). Si variamos la resistencia entre cero e infinito, intensidad y tensión varían siguiendo una curva que denominamos curva característica tensión-intensidad o curva I-V. Para una temperatura y nivel de irradiancia determinados, el punto de trabajo (combinación de intensidad proporcionada y tensión de la célula) está siempre situado en dicha curva. La resistencia del circuito al que está conectado la célula determinará la ubicación del punto de trabajo en la curva característica.

Comparación de las curvas características IV de células de silicio cristalino y silicio amorfo. En realidad, la curva característica no es única, sino que varía con la temperatura y con la iluminación o radiación incidente, con lo que, en realidad, para cada célula fotovoltaica disponemos de una familia de curvas características. Curvas características IV para diversos vectores de irradiación, a temperatura constante.

PRINCIPIOS DE RADIACIÓN SOLAR

El término usado para designar la energía solar que incide sobre una superficie en un momento y lugar perpendicular es **radiación solar**. Cuando la radiación se describe como potencia, se expresa como una cantidad de watts por metro cuadrado (W/m^2) y usualmente se presenta como el valor promedio diario para cada mes. En un día claro, la radiación que golpea la Tierra es alrededor de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. sin embargo, muchos factores determinan cuánta radiación solar existe en un sitio determinado, incluyendo las condiciones atmosféricas, la posición de la Tierra con relación al Sol y las obstrucciones existentes en el sitio.

Nota: Aunque la radiación solar que manejo dentro de este trabajo es en Kilowatt hora por metro cuadrado, también puede expresarse en BTU, Joule (J), o Langley.

Equivalencias: $1\text{kWh}/\text{m}^2 = 317 \text{ BTU}/\text{ft}^2 = 3.6 \text{ MJ}/\text{m}^2$
 $= 1 \text{ Langley}/85.93 = 1 \text{ Hora sol pico} = 1 \text{ Sol}$

La radiación solar recibida en la superficie de la Tierra está sometida a variaciones causadas por la atenuación atmosférica. Las causas primarias de este fenómeno son las siguientes.

- Las moléculas de aire, el vapor de agua y el polvo en la atmósfera dispersan la luz.
- El ozono, el vapor de agua y el dióxido de carbono de la atmósfera absorben la luz.
- Las moléculas de aire, el vapor de agua y el polvo en la atmósfera dispersan la luz.

Las **horas Sol pico** son la cantidad de horas equivalente a una irradiación de **1000 W/m²** en un día. Permiten describir la cantidad de energía solar disponible en el transcurso de un día por **m²**, perpendicular a la posición del Sol. Por ejemplo, si la energía recibida durante todo el día es igual a la energía recibida si el Sol brillara durante 5 horas a 1000 W/m², diríamos que son 5 horas sol pico = **5kWh/m²**.

Tanto la distancia de la Tierra al Sol como la inclinación del eje de la Tierra afectan la cantidad accesible de energía solar. Las latitudes del hemisferio norte de la Tierra están inclinadas hacia el Sol desde Junio hasta Agosto, lo que causa el verano en el hemisferio norte. La duración más extensa de los días en verano y la inclinación favorable del eje de la Tierra crea más radiación solar accesible de forma significativa en un día de verano que en un día de invierno.

En el hemisferio norte, cuando el Sol está predominantemente en la parte sur del cielo, los módulos FV deben orientarse hacia el Sur para captar la mayor cantidad de radiación y así producir el máximo de energía. En cada sitio en particular se deben optimizar la captación de radiación disponible variando la posición del arreglo.

Por fortuna, la trayectoria solar a través del cielo es predecible. La latitud (distancia hacia el Norte o Sur a la que se encuentra un sitio del Ecuador terrestre, medida en grados) determina si el Sol parece moverse en la parte Norte o en la Sur del cielo.

Una vez al día la Tierra da una vuelta sobre su eje, el cual está inclinado aproximadamente 23.5 grados de la vertical (respecto al plano de la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol). En los equinoccios de primavera y otoño (21 de marzo y 21 de septiembre, respectivamente), el Sol parece levantarse por el Oeste. Si se está en el hemisferio Norte, durante los meses de invierno el Sol parece salir hacia el Sur del Este y ponerse hacia el Sur del Oeste. En el hemisferio sur, de nuevo, será a la inversa.

El rendimiento diario de un sistema **FV** puede optimizarse si los módulos **FV** siguen la trayectoria del Sol a lo largo del día, manteniéndose siempre perpendiculares a la radiación solar. Sin embargo, muchos estudios indican que una instalación fija (sin movimiento) será casi óptima si se fija hacia el Sur verdadero o lo que es lo mismo con un azimut de 0 grados. Esta es la mejor orientación genérica para las localidades en el hemisferio norte. Un arreglo que se desvíe hacia el Este u Oeste del Sur captará un porcentaje menor de la radiación solar disponible en un día promedio. Si el arreglo **FV** se encuentra en el hemisferio Sur, la orientación óptima será hacia el Norte verdadero, y un desvío hacia el Este u Oeste del Norte tendrá menor captación de radiación.

ANGULO DE INCLINACIÓN

La altura del Sol por encima del horizonte, medida en grados por encima del horizonte, se llama **ángulo de latitud**. Cuando el Sol está justo saliendo o poniéndose, su altitud es cero grados. Cuando el Sol está al Sur verdadero del cielo, con acimut de cero grados, estará en su altitud máxima para ese día. **(Ese momento se llama medio día solar)**

La latitud de una localidad determina cuan alto aparecerá el Sol por encima del horizonte en el medio día solar a lo largo del año. Como resultado del movimiento orbital alrededor del Sol con un eje inclinado, el Sol cambiará de altitud por encima del horizonte a mediodía a lo largo del año.

Para optimizar el rendimiento de un sistema se deben considerar los cambios estacionales en la altitud del Sol y cambios estacionales en las cargas de consumo. La siguiente lista da el ángulo de inclinación óptimo de un arreglo fotovoltaico para diferentes consumos estacionales, para el hemisferio Norte:

- **Consumo constante a lo largo de todo el año:** ángulo de inclinación igual a la latitud.
- **Consumo primordial en invierno:** ángulo de inclinación igual a la latitud más 15° grados.
- **Consumo primordial en verano:** ángulo de inclinación igual a la latitud menos 15° grados.

Los arreglos FV ofrecen un mayor rendimiento cuando los rayos del Sol inciden perpendicularmente (90 grados) a las celdas.

En sistemas interactivos, con la red eléctrica como respaldo, la disposición del arreglo es más flexible que en sistemas autónomos. Si no se puede lograr un ángulo óptimo en un sistema interactivo, este producirá un porcentaje de la energía consumida mientras la red provee el faltante. Como los sistemas interactivos compensan parte del consumo anual en lugar de alimentar directamente a las cargas, el diseñador puede elegir una instalación fija sobre un techo por razones estéticas, aún si no resulta en inclinación y orientación óptimas.

RECOLECCIÓN DE DATOS PARA SISTEMAS AUTÓNOMOS

El primer paso en el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo es determinar el momento del año con el mayor consumo, las mayores cargas, y luego seleccionar un mes que se utilizará como base para diseñar el sistema.

Se necesitará recolectar también los datos de radiación para los cálculos de diseño.

Los datos de radiación se presentan frecuentemente como un valor promedio diario para cada mes. Cuando se dimensiona un sistema, es importante usar el mes correcto, que permita lograr los objetivos del diseño y satisfacer las necesidades del cliente. Si la carga es constante a lo largo del año, el mes de diseño será el mes con menor radiación. El arreglo FV se instalará entonces con un ángulo de inclinación que obtenga el mayor vaor de radiación durante este mes. Esto asegura que el sistema sea diseñado para satisfacer las cargas y mantener las baterías completamente cargadas en el peor de los meses para el año promedio.

Si la carga es variable a lo largo del año, se necesitará estimar la necesidad de corriente para cada mes. La corriente de diseño será la carga diaria promedio para el mes, dividida entre la radiación del mes. El mes que se corresponda con la mayor corriente de diseño debe ser usado como el mes de diseño.

COMPLETAR EL ANÁLISIS SOLAR DEL SITIO

Con los datos del sitio y habiendo determinado cómo se debe orientar el arreglo FV, estamos listos para evaluar el sitio y definir dónde será instalado nuestro arreglo FV.

Identificación de obstáculos que generan sombras.

El sombreado afecta críticamente el desempeño de un arreglo solar sobre un módulo FV puede reducir el desempeño del mismo significativamente, y así también afectará el rendimiento y producción de la hilera completa. Por esta razón, minimizar las sombras es mucho más crítico en el diseño de un sistema FV que en el de un sistema solar térmico (para calentamiento de fluidos). Determinar cuidadosamente el acceso a la radiación o definir una locación libre de sombras es fundamental para un desempeño fotovoltaico económicamente eficiente.

Pueden aparecer sombras indeseables de árboles, vegetación estructuras, otros equipos, chimeneas, postes y cables. Como regla general, un arreglo debe estar libre de sombras desde las 9:00 a.m. hasta las 3 p.m. este intervalo de tiempo de captación óptima recibe el nombre de **ventana solar**. Las sombras durante los meses de invierno cuando la latitud del Sol es baja y las sombras son más largas. Para ubicaciones en el hemisferio norte, se debe usar el 21 de diciembre como el peor de los casos en el cálculo de las sombras.

Cuando se selecciona un sitio, se tiene que verificar lo siguiente:

- Asegurarse de que el arreglo estará sombreado al menos de 9 a.m. a 3 p.m. ning´un día.
- Asegurarse de que el arreglo no estará sombreado ningún mes del año durante el tiempo de la ventana solar.
- Identificar los obstáculos que sombream el arreglo entre 9 a.m. a 3 p.m.
- Hacer recomendaciones para eliminar cualquier sombra, si es posible, cambiar el arreglo de sitio para evitar sombras, o incrementar el tamaño del arreglo para compensar las pérdidas debidas al sombreado.

2.2 CARGAS ELECTRICAS

La potencia en **WATTS** requerida por las cargas está indicada explícitamente en la documentación aportada por los fabricantes y/o en las placas informativas de los propios artefactos.

Cuando no es así, por lo general se encuentra con el potencial dado en volts y la corriente dada en ampers. Entonces se puede calcular la potencia requerida por una carga multiplicando el valor en volts por el valor en ampers.

La mayoría de las cargas consumen energía continuamente cuando están encendidas. Sin embargo algunas cargas se encenderán y apagarán automáticamente mientras estén conectadas a una fuente de energía. Un ciclo de trabajo es el porcentaje de tiempo que un dispositivo encendido está realmente consumiendo energía.

Existen numerosas cargas eléctricas que consumen energía aun cuando están “apagadas”. Cuando se realizan cálculos de consumo energético de una casa, deben tenerse en cuenta estas cargas fantasmas. Las cargas fantasmas son pequeñas cargas que consumen energía y requieren potencia constantemente. Por ejemplo: televisores (o cualquier dispositivo) que se encienda con control remoto, y aparatos con relojes digitales, como hornos de microondas, consolas de video y algunas computadoras personales. Otras cargas fantasma son aplicaciones con “cajas de pared” o transformadores externos como las contestadoras telefónicas, cargadores de baterías y recolectoras de polvo. Las cargas fantasma pueden parecer despreciables a primera vista, pero la realidad es que ellas están consumiendo energía las 24 horas del día durante los 7 días de la semana, y esto llega a sumar cantidades significativas de energía. Se recomienda reducir las cargas fantasmas a un mínimo, ya sea desconectándolas o colocándolas en un circuito que se pueda desconectar con una regleta de alimentación o un interruptor.

ESTIMACIÓN DE PICOS DE CONSUMO

Cuando se calcula el consumo de cargas eléctricas es importante poner atención a las cargas que tienen un consumo pico de arranque. Estas son artefactos cuyos motores consumen más corriente (y potencia) cuando arrancan que cuando están operando en estado normal. Por ejemplo, una sierra que consume 900 W en operación, puede usar hasta 3000 W para arrancar el motor.

ILUMINACIÓN

La iluminación es un factor esencial en la mayoría de los estilos de vida, y generalmente lo brindan la electricidad y/o la luz del día. En algunos casos se usan luminarias de queroseno o propano. Estas pueden ser una opción apropiada en ciertos casos, ya que efectivamente reducen los requisitos de carga eléctrica de un sistema fotovoltaico.

Cuando se calcula un sistema fotovoltaico con luminarias, es importante la selección de luminarias, debido a que un detalle importante a considerar es la eficiencia, aunque no debe ser el único criterio utilizado. En la mayoría de los casos, una fuente de luz existente poco eficiente, con poca o ninguna pérdida en visibilidad ni en índice de reproducción de calor. Ya sabe que el ahorro en consumo energético reduce el tamaño del sistema FV requerido. La eficiencia de las luminarias se mide en lúmenes por watt. Un lumen es la unidad de medida de la luz que entrega una luminaria. Si una luminaria produce más lúmenes por cada watt de energía que consume, se dice que es más eficiente.

La operación y el control de la iluminación es un aspecto importante a tener en cuenta cuando se dimensiona un sistema fotovoltaico, ya que un menor consumo, reducirá el tamaño del sistema fotovoltaico y por tanto su costo.

ESTIMACIÓN EN EL CONSUMO DE CARGAS

Al iniciar la cuantificación de cargas totales, debemos enumerar las cargas eléctricas que se van a estimar. En segundo plano, debemos definir la cantidad de cada carga y sus especificaciones eléctricas incluyendo: voltaje y la corriente, la potencia de cada carga (recordando que $W = V \times A$), cuidando categorizarlas por CA o CC. Luego definir el uso activo, tanto en horas por día como en días por semana. Dependiendo de la información de la cual dispongamos, se podrá calcular o estimar todos estos datos. Debemos tomar en consideración importante, tomar en cuenta las variaciones estacionales y variaciones en el uso de las cargas.

Hoja de cálculo para estimación de consumo de cargas

Cargas individuales	Cantidad	x	V	x	A	= Potencia (W) (CA ó CC)	x	Uso h/día	x	Uso día/Sem.	÷	7 días	= W-h CA ó CC

Potencia Total en CA (W) : _____

Carga promedio diaria en CA : _____

Potencia Total en CC (W) : _____

Carga promedio diaria en CC : _____

Fig. 2.2.1 Estimación de Consumo de Cargas

DESEMPEÑO DE LOS MÓDULOS FV

La potencia eléctrica total de salida de un módulo fotovoltaico es el producto de voltaje operativo por la corriente operativa. Los módulos FV pueden producir corriente en un amplio rango de voltajes, a diferencia de fuentes como las baterías, que producen corriente a un voltaje relativamente constante.

Las características de salida (voltaje V y corriente I) de un módulo dado están representadas por una curva característica, llamada curva I-V (corriente-voltaje), que muestra la relación entre la salida de corriente y de voltaje para dicho módulo.

(IMAGEN GRAFICA CORRIENTE VOLTAJE)

Las curvas I-V tienen tres puntos de información muy importantes:

- Punto de máxima potencia
- Voltaje de circuito abierto (V_{oc})
- Corriente de corto circuito (I_{sc})

PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA (MP)

La máxima potencia (**MP**) de salida se alcanza con el máximo voltaje (**V_{mp}**) y la máxima corriente (**I_{mp}**) posibles bajo las condiciones de operación. Para la curva I-V característica de un módulo, estas condiciones de operación son **STC**, y el punto de máxima potencia tiene las coordenadas (**V_{mp}** , **I_{mp}**). Si las condiciones cambian, los valores **V_{mp}** e **I_{mp}** pueden medirse cuando el sistema está operando bajo carga en condiciones reales, y bajo **STC**.

El voltaje en el punto de máxima potencia puede determinarse extendiendo una línea vertical desde el punto **MP** hacia abajo para leer un valor en el eje horizontal de voltaje.

La corriente en el punto de máxima potencia puede determinarse extendiendo una línea horizontal desde la curva hacia la izquierda para leer el valor en el eje vertical de la corriente.

La potencia en el punto de máxima potencia (**P_{mp}**) se determina multiplicando el **V_{mp}** por la **I_{mp}** . Esta potencia está representada por el área del rectángulo delimitado con líneas punteadas.

VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO (V_{oc})

Este es el voltaje (tensión) máximo obtenido cuando no se está extrayendo corriente del módulo. Se representa con **V_{oc}** por las siglas de *Open Circuit*. Como no hay corriente ($I=0A$), el módulo tendrá un voltaje máximo. Note que esto no es voltaje a máxima potencia, sino que se trata de el voltaje máximo a circuito abierto.

El V_{oc} se puede medir en el campo bajo varias situaciones comunes. Al comprar un módulo, se recomienda comprobar que el V_{oc} medido coincida con el V_{oc} indicado por el fabricante. Para medir el V_{oc} con un multímetro digital, se deben colocar las terminales + y - del multímetro en los conectores + y - del módulo, respectivamente. Esta no es una condición inexistente, ya que es normal ver un módulo operando en V_{oc} (temprano por la mañana y al final de la tarde). Como afectan la intensidad de radiación y la temperatura de celda al voltaje y la corriente es probable que la medición no sea exactamente al valor indicado.

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO (I_{sc})

La corriente de corto circuito es la máxima corriente de salida que puede entregar un módulo, y se produce cuando hay un corto circuito: sin resistencia y, por lo tanto, sin tensión (voltaje). Se representa como I_{sc} , por las siglas de *short circuit*.

Se recomienda comprobar la corriente de corto circuito en módulos nuevos para ver si coincide con la hoja de especificaciones. La corriente de cortocircuito puede ser medida solamente a hacer un cortocircuito directo a través de los terminales positivo y negativo de un módulo. Crear un cortocircuito directo a través de más de un módulo a la vez no se recomienda ya que puede ser extremadamente peligroso.

Todas las medidas de I_{sc} deben ser tomadas cuando el módulo no está conectado con otros componentes en el sistema.

Nota: La conexión y desconexión de módulos puede dejar depósitos de carbón en los conectores rápidos, provocando un aumento de resistencia que afectaría

FACTORES DE DESEMPEÑO DE MÓDULOS

La salida de los módulos FV se ve afectada por cinco factores principales:

- Material de las celdas
- Resistencia de las cargas
- Intensidad de radiación solar
- Temperatura de la celda
- Sombras

Hablando específicamente de las cargas, cuando se acopla una carga o una batería directamente a un módulo FV, la carga o la batería determina el voltaje al cual operará el módulo. Por ejemplo en un sistema de baterías de 12 VCC nominal, el voltaje de a batería se encuentra usualmente entre 11,5 y 15 VCC. Para cargar las baterías, los módulos deben operar a un voltaje ligeramente superior al del banco de baterías.

Al dimensionar este tipo de sistemas, en los cuales la carga o batería se conecta directamente al módulo FV, el diseñador debe asegurarse de que el sistema FV opere a voltajes cercanos al punto de máxima potencia del arreglo, y así a una máxima eficiencia. Como la resistencia de la carga determina la relación entre el voltaje y la corriente ($V=IxR$), será esta la que determine si el módulo operará en o cerca del punto de máxima potencia, lo que dará como resultado una mayor o menor eficiencia. Según se incrementa la resistencia de carga, el módulo operará a voltajes mayores que el punto de máxima potencia, lo que causará un decrecimiento de la eficiencia y la potencia de salida. La eficiencia también decrece al caer el voltaje por debajo del punto de máxima potencia.

Esta relación entre la carga y el arreglo fotovoltaico es particularmente significativa cuando una carga inductiva, como un motor o una bomba, se alimenta directamente del arreglo. En algunos casos puede ser conveniente usar un dispositivo de control que rastree el punto de máxima potencia del arreglo FV, para ajustar continuamente los voltajes y corrientes de operación requeridos por la carga conectada y así obtener una eficiencia máxima.

Ahora bien, la corriente que entrega un módulo es proporcional a la intensidad de la radiación a la que está expuesto. Una mayor radiación solar dará lugar a una mayor corriente de salida del módulo, y como la potencia es el voltaje por la corriente, también habrá una mayor salida de potencia del módulo.

Al variar la temperatura de la celda, el voltaje de salida varía también. Se puede decir que, dentro de cierto rango, el voltaje de salida es inversamente proporcional a la temperatura de la celda. Una disminución o un aumento en voltaje se refleja directa y proporcionalmente en una disminución o un aumento en la potencia de salida.

Un buen flujo de aire alrededor de los módulos es crítico para eliminar el calor acumulado que causan las altas temperaturas de la celda. Una estructura de montaje que permite un flujo de aire adecuado, como un montaje sobre un marco elevado o sobre un poste independiente, puede ayudar a mantener las celdas a bajas temperaturas. Algunos módulos se han diseñado especialmente para compensar las altas temperaturas con mejores coeficientes de temperatura. Otros usan un mayor número de celdas en serie para compensar la caída de voltaje provocada por las altas temperaturas.

La potencia nominal del módulo se basa en STC (temperatura de celda es de 25°C). en la mayoría de los casos esta es una condición inalcanzable; las celdas están directamente al sol, son oscuras y muchas veces están montadas sobre un techo caliente.

El diseñador debe tener esto en cuenta cuando se dimensiona el sistema. Aunque el módulo especifique una potencia de 100 W bajo STC, si el sistema se instala en un sitio con altas temperaturas es improbable que produzca realmente esa potencia.

En contraste con STC, se ha creado un sistema de evaluación más realista: PTC, *PV USA Test Conditions*. Son condiciones de prueba normalizadas para sistemas FV de Estados Unidos. La evaluación PTC usa los mismos 1000 W/m², pero un valor más real de temperatura: 20°C de temperatura ambiente (en lugar de temperatura de la celda) cuando se evalúan los módulos. En general, los valores de potencia nominal a PTC son aproximadamente del 88% de aquellos a STC tendrá una potencia nominal de 88 W a PTC.

Cuando se analizan los efectos de la temperatura, cada módulo tiene su propio coeficiente de temperatura. El coeficiente de temperatura de un módulo FV es lo siguiente:

Por cada grado que se incremente o disminuya la temperatura de la celda, el voltaje del módulo disminuirá o aumentará respectivamente, y ese valor generalmente se da en (% / °C); mas/menos 0,5% °C, por ejemplo. Este valor significa que según se incrementa la temperatura del módulo por encima de 25°C, el voltaje del módulo disminuye en aproximadamente 0,5% por cada grado Celcius de variación. Lo opuesto también se cumple, cuando la temperatura disminuye. Cada fabricante indica el coeficiente de temperatura de un módulos individual.

2.3 TIPOS DE BATERÍAS Y OPERACIÓN

Las baterías almacenan energía eléctrica de CC en forma química para un uso posterior. En un sistema FV, la energía se usa también por la noche y durante periodos nublados. Las baterías también sirven como fuentes de energía portátiles para aparatos como linternas y radios. Un sistema de almacenamiento con baterías es una fuente de energía relativamente estable frente a las variaciones propias de un sistema FV originadas en las variaciones de la radiación solar, ya sea a lo largo del día o por la noche. Las baterías o acumuladores pueden también alimentar las cargas cuando el sistema FV se desconecta por reparaciones o mantenimiento. Un banco de baterías bien diseñado puede también entregar potencias picos durante el arranque de motores.

Las baterías no son 100% eficientes. Cierta cantidad de energía se pierde en forma de calor y en las reacciones químicas, durante la carga y la descarga. Por lo tanto, deben considerarse módulos fotovoltaicos adicionales para compensar estas pérdidas en las baterías.

Existen muchos tipos y tamaños de baterías. Las más pequeñas son comúnmente utilizadas en linternas o radios portátiles, y están disponibles en las opciones desechables o recargables. Las baterías recargables de níquel cadmio (NiCd) se usan comúnmente para grandes cargas estacionarias tales como aplicaciones industriales, cargas diarias en climas fríos y pequeños dispositivos portátiles. Estas baterías pueden ser recargables usando un cargador solar o uno de corriente alterna.

Los fabricantes de baterías NiCd declaran que estas pueden durar más ciclos de carga-descarga que las baterías de ácido-plomo. Una batería está cargando cuando recibe energía y descargando cuando extrae energía. Un ciclo se define cuando tiene lugar una secuencia de carga-descarga. En sistemas FV residenciales esto ocurre frecuentemente en un periodo de un día.

Los siguientes tipos de baterías se usan comúnmente en sistemas FV:

- Baterías de ácido-plomo
 - De líquido ventilada (abierta)
 - Selladas (ácido-plomo de válvula regulada, VRLA por sus siglas de *Valve Regulated Lead Acid*)

- Baterías alcalinas
 - Níquel cadmio (NiCd)
 - Níquel Hierro (NiFe)

Las baterías de VRLA son selladas, es decir no cuentan con tapa y por tanto no hay forma de acceder al electrolito. No están totalmente selladas; una válvula permite que si hay exceso de presión por una sobrecarga, esta presión pueda disiparse. Esta característica define que una batería sea VRLA: de ácido-plomo regulada por válvula. Las baterías selladas se consideran libres de mantenimiento debido a que no se puede acceder al electrolito ni se les debe reponer el agua.

Los dos tipos de baterías selladas usadas comúnmente en sistemas FV son: de gel, o de esponja fibra de vidrio absorbente (AGM, *Absorbed Glass Mat*). En baterías tradicionales de gel, el electrolito se lleva a estado coloidal (se hace un gel) con la adición de gel sílica, la cual convierte al líquido en un masa coloidal. Las baterías AGM usan una capa de vidrio de sílice fibrosa para suspender al electrolito. Esta esponja tiene depósitos o bolsillos que ayudan en la recombinación de gases generados durante la carga y limitan la cantidad de hidrógeno gaseoso producido.

La principal ventaja de las baterías selladas es que son a prueba de derrames; el electrolito en gel no puede derramarse, aún en caso de que se quiebre la batería. Esto les permite ser transportadas y manipuladas con seguridad. Por esta razón son una elección razonable para aplicaciones remotas o marinas. Las baterías selladas tampoco necesitan mantenimiento periódico. Esto las convierte en una buena elección para aplicaciones lejanas o remotas donde el mantenimiento regular sería complicado o simplemente imposible.

Las baterías de gel son más costosas por unidad de capacidad en comparación con las baterías de ácido-plomo. Son también más susceptibles a sufrir daños por sobrecarga, especialmente en climas cálidos, y tienen una vida útil más corta que otros tipos de baterías. Es importante recordar que la mayoría de las baterías selladas deben ser cargadas para evitar que el exceso de gases dañe las celdas.

Las baterías de ácido-plomo necesitan controlarse para evitar que se carguen o descarguen demasiado. Estos controladores, conocidos como controladores de carga, funcionan monitoreando el voltaje de la batería el cual crece cuando la batería se carga y decrece cuando la batería se descarga. Una sobrecarga genera una pérdida excesiva de electrolito líquido, lo cual incrementa las necesidades de mantenimiento y reduce la vida de la batería. Además, mientras más profundo se descargan una batería en cada ciclo, más corta es su vida. Por esta razón es aconsejable un controlador de carga con desconexión de bajo voltaje (LVD) para evitar descargas profundas.

Cada tipo de batería tiene un voltaje de terminación de carga (desconexión por alto voltaje o HVD por *High Voltage Disconnect*) ligeramente diferente. Con un voltaje nominal de 2V por celda, el voltaje de terminación de carga para baterías ácido-plomo es entre 2,25 y 2,5 V por celda. El voltaje de LVD variará también dependiendo de la profundidad de la descarga deseada.

Un diseñador de sistemas fotovoltaicos debe considerar las siguientes variables cuando se dimensiona, especifica e instala el banco de baterías para un sistema FV autónomo.

- Días de autonomía
- Capacidad de las baterías
- Profundidad y velocidad de descarga
- Esperanza de vida útil
- Condiciones ambientales
- Precio y garantía
- Plan de mantenimiento

Los días de autonomía se refieren al número de días que un banco de baterías suministrará a una carga determinada, sin ser recargado por el sistema fotovoltaico u otra fuente. Se debe considerar: la localización del sistema, la carga total y los tipos de carga, para poder determinar correctamente los días de autonomía.

Las condiciones generales del clima determinan el número de días “sin sol”, una variable de gran importancia para determinar la autonomía. Los patrones de clima y microclimas locales deben ser considerados también.

Los factores más importantes para determinar la autonomía apropiada para un sistema son el tamaño y el tipo de cargas a las que servirá el sistema. Es importante responder algunas preguntas acerca de cada carga.

- ¿Es crítico que la carga opere en todo momento?
- ¿Podría una carga importante ser cambiada o reemplazada por alternativas de menor consumo?
- ¿Es la carga simplemente una convivencia, o es realmente necesaria?

El intervalo de autonomía se puede delimitar generalmente de esta forma:

- 2 a 3 días de autonomía para sistemas FV con usos no esenciales o sistemas con generador de respaldo.
- 5 a 7 días para sistemas FV con cargas críticas son otra fuente de energía.

Nota: El diseñador del sistema debe tener en cuenta que un arreglo FV está típicamente diseñado para satisfacer la carga diaria. Si las cargas diarias aumentan, o se tiene in exceso de días nublados por encima de lo previsto en el diseño, es posible que el arreglo FV no sea capaz de cargar las baterías.

Las baterías se caracterizan por su capacidad en amperios-hora (Ah). La capacidad de un banco de baterías se definirá por la cantidad de energía necesaria para operar las cargas y por cuantos días de energía almacenada será necesaria debido a las condiciones meteorológicas.

La mayoría de los fabricantes de baterías especifican la capacidad de las baterías en amperios.hora. en teoría, una batería de 100 Ah suministraría un amperio durante 100 horas, o aproximadamente 2 amperios por 50 horas, hasta que la batería se considere totalmente descargada. Si se requiere más capacidad de almacenamiento para cumplir con la necesidad de una aplicación fotovoltaica específica, entonces más baterías deben conectarse en paralelo. Dos baterías de 12 V y 100 Ah conectadas en paralelo suministran 200 Ah a 12 V. Se pueden obtener mayores voltajes conectando más baterías en serie: 2 baterías de 12 V y 100 Ah conectadas en serie suministran 100 Ah a 24 V.

Muchos factores pueden afectar la capacidad de la batería, incluyendo ritmo de descarga, la profundidad de descarga, la temperatura de operación, la eficiencia del controlador, la edad de la batería y las características de la recarga. Básicamente, la capacidad requerida también se ve afectada por el tamaño de las cargas de consumo. Si se reduce la carga de consumo, la capacidad necesaria en la batería también será menor.

Ya que es relativamente fácil añadir módulos FV a un sistema existente, se ha generado el concepto erróneo de que el sistema fotovoltaico completo es modular. Sin embargo los fabricantes advierten y se manifiesta en contra de añadir nuevas baterías a un banco de baterías que ha estado operando por cierto tiempo. Las baterías viejas degradan el comportamiento de las baterías nuevas (ya que la resistencia interna de las celdas es mayor en las baterías más viejas) y puede resultar en una reducción del voltaje del banco completo cuando se conecte en serie.

Por otra parte tenemos que hablar del ritmo y profundidad de la descarga de las baterías. El ritmo al cual una batería se descarga afectará directamente a su capacidad. Si la batería se descarga rápidamente, hay menos capacidad disponible. Por el contrario, una batería que se descarga lentamente tendrá una mayor capacidad.

Por ejemplo, si a una batería de 6V puede tener una capacidad de 180 Ah si se descarga a lo largo de 24 h. sin embargo la misma batería se descarga a lo largo de 72 horas tendrá una capacidad de 192 Ah.

Una característica común de la capacidad de la batería respecto al número de horas en que se descarga. Por ejemplo cuando una batería se descarga en 20 h se dice que tiene un ritmo de descarga de $C/20$ o una capacidad de 20 horas de descarga. Si una batería se descarga durante 5 horas, la razón de descarga $C/5$ es cuatro veces más rápido que el ritmo $C/20$. La mayoría de las baterías se especifican a una razón de descarga $C/20$.

Una consideración similar debe tenerse al cargar las baterías. La mayoría de las baterías ácido-plomo on deben cargarse a un ritmo mayor que $C/10$. Si una batería se especifica como de 220 Ah a un ritmo de $C/20$, cargarla a un ritmo de sería igual a cargarla a 22 ampers ($220/10$). El ritmo de carga recomendado debe verificarse con el fabricante, ya que puede variar mucho de una batería a otra.

La profundidad de descarga (DOD por *Depth of Discharge*) se refiere a cuánta capacidad puede extraerse de una batería. La mayoría de los sistemas FV están diseñados para

descargas regulares de entre 40% y 80%. La vida de la batería está relacionada directamente con cuán profundo se descarga la batería en cada ciclo.

Por ejemplo, si una batería alcanza un DOD de 50% cada día, tendría una vida útil de alrededor del doble que si alcanzara DOD 80%.

Las baterías de ácido-plomo nunca deben descargarse completamente; aún si algunas baterías de ciclo profundo sobreviven a estas condiciones, su voltaje decrecerá continuamente. Las baterías **NiCd**, por otro lado, pueden descargarse totalmente sin dañarse, y manteniendo su voltaje.

Cuando una batería de **NiCd** está completamente descargada puede invertir la polaridad, y potencialmente dañar la carga. Una hoja de especificaciones del fabricante deberá mencionar la profundidad de descarga para cada batería.

Sistemas cíclicos diseñados para un poco profundidad de descarga, que tal vez descargan las baterías solo entre el 10% y el 20% tienen dos ventajas que les distinguen.

- Las baterías que tienen dos ciclos de poca profundidad tendrán una mayor vida útil su una batería alcanza un DOD de apenas 10% en cada ciclo, tendrá una vida útil 5 veces mayor que una que alcance DOD de 50%.
- Mantienen una reserva de capacidad Ah en el sistema para el caso de clima nublado. Esto no quiere decir que una mayor capacidad del banco de baterías sea siempre mejor.

(Como ya se sabe, si un banco de baterías es muy grande respecto a la capacidad de la fuente que la carga (el sistema FV en nuestro caso), las baterías no se lograrán cargar hasta un estado de carga completo luego de cada ciclo. Esto puede producir sulfatación en las celdas y acortamiento de la vida útil de la batería. Diseñar para una profundidad de descarga DOD 50% generalmente es lo mejor para una relación *almacenamiento versus costo ideal*.)

Normalmente se piensa en esperanza de vida en términos de años. Los fabricantes de baterías, sin embargo especifican la esperanza de vida en términos de cantidad de ciclos. Las baterías pierden capacidad con el tiempo, y se considera que han llegado al fin de su vida cuando se ha perdido el 20% de su capacidad original, aunque puedan seguir usándose.

Por ejemplo una batería que experimenta ciclos poco profundos, de solo 25% DOD, podría esperarse que tenga una vida útil de 4000 ciclos. La misma batería operando con ciclos de 80% DOD podría tener una vida útil de 1500 ciclos. Si un ciclo es igual a un día, esta batería con DOD de 20% podría durar 10,95 años, mientras que la batería con n DOD de 80% se esperaría una vida útil de 4,12 años.

2.4 CONDICIONES ESPECÍFICAS

Las baterías son sensibles a su entorno y son particularmente afectadas por la temperatura de ese entorno. Cuando las baterías están frías se requieren voltajes de terminación de carga más altos para poder completar la carga. Lo opuesto se aplica en temperaturas más cálidas. Los controladores con compensación de temperatura pueden ajustar el voltaje de carga automáticamente con base en la temperatura de la batería.

MULTIPLICADOR DE TEMPERATURA DE LA BATERÍA A VARIAS TEMPERATURAS

TEMPERATURA DE LA BATERÍA	MULTIPLICADOR DE TEMPERATURA
80 °F / 26,7 °C	1,00
70 °F / 21,2 °C	1,04
60 °F / 15,6 °C	1,11
50 °F / 10,0 °C	1,19
40 °F / 4,4 °C	1,30
30 °F / - 1,1 °C	1,40
20 °F / - 6,7 °C	1,59

Fig. 2.4.1 Eficiencia de batería según la temperatura

Los fabricantes generalmente evalúan las baterías a 77 °F (25°C). La capacidad de las baterías decrece conforme se reduce la temperatura y se incrementa al aumentar la temperatura. Por ejemplo, una batería operando a 32 °F (0°C) puede ser capaz de alcanzar entre 65% y 85% de su capacidad nominal. Una batería a 22 °F (-5°C) solo alcanzará 50%. La capacidad de la batería se incrementa a temperaturas más altas.

Aunque la capacidad de las baterías decrece a bajas temperaturas, la vida útil de la batería se incrementa. Al contrario, mientras mayor es la temperatura de la batería, más corta será su vida útil. La mayoría de los fabricantes dicen que hay una pérdida de vida útil de 50% por cada 15°F (8,3°C) por encima de los 77°F (25°C) de temperatura de operación estándar de la celda. En cuanto a la relación capacidad versus vida útil debida a la temperatura, esta tiende a igualarse en la mayoría de los bancos de baterías, ya que estos pasan parte de su vida a temperaturas altas y otra parte a temperaturas bajas.

Al dimensionar un sistema, se pueden compensar los efectos de la temperatura aplicando un factor de ajuste según la temperatura promedio de operación de las baterías. Para definir la capacidad requerida de las baterías por el multiplicador de temperatura.

La operación a temperaturas muy frías afecta más allá que la sola capacidad de una batería. En climas extremadamente fríos el electrolito se puede congelar es función de su estado de carga. Cuando una batería abierta está completamente descargada, el electrolito es básicamente agua. El electrolito en una batería completamente cargada es principalmente ácido sulfúrico. El ácido sulfúrico se congela a temperaturas muy inferiores al punto de congelación del agua. Normalmente, el electrolito en una batería consiste en alrededor de un 25% de ácido sulfúrico y 75% agua.

En la siguiente tabla se indica un aproximado de los puntos de congelación para varios estados de carga. Para mantener una temperatura constante, las baterías de ácido-plomo pueden situarse en una caja aislada (con poliestireno expandido R20). Las baterías NiCd o selladas no son tan susceptibles a daños por congelación.

PUNTO DE CONGELACIÓN, GRAVEDAD ESPECIFICA Y VOLTAJE DEL ELECTROLITO LÍQUIDO

ESTADO DE LA CARGA	PUNTO DE CONGELACIÓN	GRAVEDAD ESPECÍFICA	VOLTAJE
100%	(- 71 ° F)	1,260	12,70
75%	(- 35 ° F)	1,237	12,50
50%	(- 10 ° F)	1,200	12,30
25%	(3 ° F)	1,150	12,00
0%	(17 ° F)	1,100	11,70

Fig. 2.4.2 Condiciones de la batería según su estado de carga

REGLAS DE SEGURIDAD PARA BATERÍAS

A continuación se anexa un listado y pasos a seguir para hacer un buen uso y manejo de las baterías:

- Dibujar un diagrama del banco de baterías antes de realizar las conexiones y el cableado.
- Quítese cualquier tipo de joyería antes de trabajar con baterías.
- Use las herramientas adecuadas cuando ensamble las celdas.
- Diseñe el área de baterías de forma que esté debidamente ventilada.
- Use prendas de protección (proteja especialmente los ojos) cuando trabaje con baterías.
- Tenga agua fresca disponible en caso de salpicaduras de ácido en la piel o los ojos. Si ocurre un accidente enjuague la zona afectada con abundante agua durante 5 ó 10 minutos y contacte a un médico.
- Tenga bicarbonato de sodio disponible para neutralizar potenciales derrames de ácido.
- Mantenga las llamas y chispas alejadas de las baterías. No fume cerca de ninguna batería.
- Descargue la electricidad estática del cuerpo antes de tocar los bornes de la batería.
- Desconecte el banco de baterías de cualquier tipo de dispositivo de carga o descarga antes de trabajar con las baterías.
- No levante las baterías por los bordes o presionando los lados de la batería. Levante las baterías por el fondo o utilizando correas de transporte.
- No use cascos de seguridad metálicos o herramientas no aisladas alrededor de las baterías, para evitar posibles choques eléctricos. Use herramientas con mangos cubiertos.

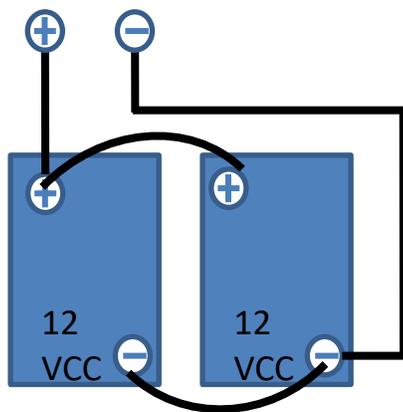
EN BATERÍAS SIEMPRE

- Mantenga las baterías alejadas de espacios de habitación.
- Mantenga el equipo de seguridad siempre disponible y cerca de las baterías.
- Aplique las precauciones de seguridad estudiadas cuando trabaje con ellas.
- Mantenga una agenda regular de mantenimiento y reposición de agua.
- Ventile el aire de la caja de baterías hacia el exterior.
- Mantenga el largo de cables entre las baterías del mismo largo.
- Mantenga la cantidad de conexiones en paralelo al mínimo posible.
- Verifique y tome nota de la gravedad específica del electrolito en cada celda al adquirir las baterías.
- Limpie la corrosión de los bornes.
- Los cables del banco de baterías hacia el inversor deben salir por la parte inferior de la caja, y el agujero debe sellarse.
- La conexión a las baterías debe ser la última en hacerse.
- Use conectores contra derrames.
- Mantenga las baterías a un nivel de temperatura adecuado.
- **Nunca mezcle diferentes tipos de baterías.**
- **Nunca mezcle baterías viejas con baterías nuevas.**
- **Nunca añada agua a las baterías antes de ecualizar.**
- **Nunca trate de comprobar corrientes entre terminales o bornes.**

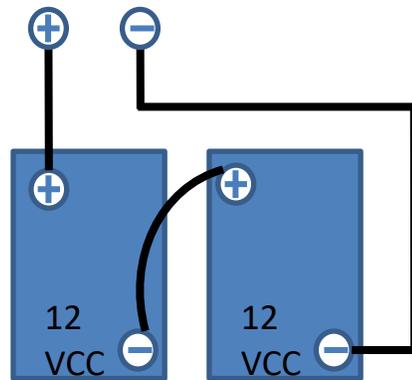
MEDICIÓN DEL ESTADO DE CARGA DE LAS BATERÍAS

Para medir el estado de carga de la batería se puede usar un voltímetro o un hidrómetro. Para verificar apropiadamente los voltajes, la batería debe estar en reposo durante unas cuantas horas (desconéctala de las fuentes y de las cargas para estar seguro).

Los siguientes apoyos visuales pueden usarse para definir el estado de carga de la batería según el voltaje medio. Los datos aplican a una batería de 12 V. para un sistema de 24 V, multiplique estos valores por 2, y para un sistema de 48 V multiplique por 4. Para las baterías de gel, reste 0,2 V de los valores.



Configuración 12 Volts con baterías de 12 Volts en paralelo.



Configuración 12 Volts con baterías de 6 Volts en serie.

Fig. 2.4.3 Comparación de conexionado (Serie-Paralelo)

También se puede utilizar para determinar el estado de carga de una batería midiendo la densidad del electrolito con un densímetro o hidrómetro.

Las baterías son posteriormente el componente más peligroso en sistemas FV, si se les mantiene, instala o manipula indebidamente. Sustancias químicas peligrosas, pesos elevados y altas corrientes y voltajes constituyen riesgos potenciales que pueden dar lugar a choques eléctricos, quemaduras, explosiones o daño por corrosión a usted, a terceros y sus pertenencias. Como la tecnología de las baterías está en constante evolución, los diseñadores y usuarios responsables deben actualizar su entrenamiento en relación a la tecnología de las baterías, para asegurar el diseño y la manipulación adecuados.

Las baterías deben configurarse para obtener el voltaje y la capacidad Ah deseados. Usando los parámetros de diseño.

HOJA DE CÁLCULO DE LAS BATERÍAS						
CARGA DIARÍA PROMEDIO CA	÷	EFICIENCIA DEL INVERSOR	+	CARGA DIARÍA PROMEDIO CC	÷	VOLTAJE DEL SISTEMA CC = AH PROMEDIO / DÍA
AH PROMEDIO / DÍA	×	DÍAS DE AUTONOMÍA	÷	LÍMITE DE CARGA	÷	CAPACIDAD DE LA BATERÍA EN AH = BATERÍAS EN PARALELO
VOLTAJE DEL SISTEMA CC	÷	VOLTAJE DE LA BATERÍA	=	BATERÍAS EN SERIE	×	BATERÍAS EN PARALELO = TOTAL DE BATERÍAS

Fig. 2.4.4 Cálculo de baterías

TIPOS DE CONTROLADORES

El controlador fotovoltaico trabaja como un regulador de voltaje. La principal función de un controlador es evitar que la batería se sobrecargue por el sistema FV. Algunos controladores FV también protegen la batería de descargas demasiado profundas por el consumo de las cargas de CC.

Un controlador de carga FV monitorea constantemente el voltaje de la batería. Cuando las baterías están completamente cargadas, el controlador detendrá o disminuirá la cantidad de corriente desde los paneles hacia la batería. Cuando las baterías se descargan hasta un nivel límite bajo, muchos controladores desconectarán la corriente desde las baterías hacia los aparatos conectados (las cargas de CC).

Los controladores de carga vienen en diferentes tamaños, habitualmente desde unos pocos amperes hasta tanto como 80 amperes. Si se requieren corrientes mayores, pueden usarse dos o más controladores. Cuando se usa más de un controlador es necesario dividir el arreglo en sub-arreglos. Cada sub-arreglo será conectado a su propio controlador y todos ellos serán conectados al mismo banco de baterías.

Existen estos tipos diferentes de controladores FV.

- Controlador por derivación
- Controlador de una etapa
- Controlador por desvío
- Controlador por modulación de amplitud del pulso (conocidos como PWM, *Pulse Width Modulation*).

CONTROLADOR POR DERIVACIÓN

Los controladores por derivación se conocen también como controladores shunt, o *shunt controllers* en inglés, y se diseñan principalmente para sistemas muy pequeños. Ellos evitan la sobrecarga de las baterías por medio de la derivación de la corriente cuando estas están completamente cargadas. Los circuitos del controlador por derivación monitorean el voltaje de la batería, y cuando se alcanza un valor de carga predeterminado, ellos desvían el exceso de corriente a través de un transistor de potencia. Este actúa como una resistencia y convierte el exceso de energía en calor. Los controladores por derivación tienen disparadores de calor con aletas que ayudan a liberar el calor generado.

Estos controladores pueden también incorporar un diodo de bloqueo para evitar que la corriente fluya desde las baterías hacia el arreglo de paneles (hacia “atrás”) durante la noche. Los diodos de bloqueo trabajan como válvulas de una vía, permitiéndole a la corriente ir hacia las baterías durante la carga e impidiéndole el flujo en sentido contrario (hacia los paneles) durante la noche.

Los controladores por derivación son de diseño simple y de bajo costo. Normalmente son completamente sellados para protegerlos del entorno. Necesitan estar expuestos al exterior para garantizar la ventilación para las aletas de enfriamiento. Sus desventajas residen en su capacidad de manejar cargas y en los requerimientos de ventilación.

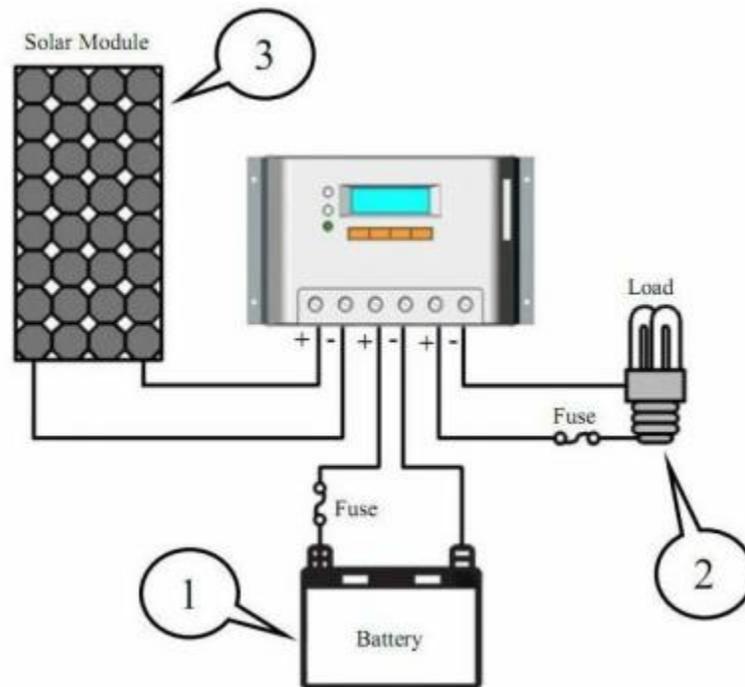


Fig. 2.4.5 Conexión de un controlador fotovoltaico

CONTROLADORES DE UNA ETAPA

Los controladores de una etapa evitan que las baterías se sobrecarguen interrumpiendo la corriente del arreglo FV cuando el voltaje de la batería alcanza el valor predeterminado de terminación de carga (CTSP por *Charge Termination Set Point*). El arreglo FV se reconecta automáticamente cuando la batería (CRSP por *Charge Resumption Set Point*). Algunos fabricantes incorporan un temporizador para entrar en una etapa en la cual el arreglo FV se reconecta cíclicamente para “rellenar” el banco de baterías.

Los controladores de una etapa usan un sensor para abrir el circuito y evitar la corriente inversa durante la noche, en lugar de usar un diodo de bloqueo. Estos controladores son pequeños y baratos, y eliminan la necesidad de aletas de enfriamiento voluminosas ya que no generan tanto calor. Tienen una mayor capacidad para el manejo de cargas que los controladores de derivación, y no tienen requerimientos de ventilación tan estrictos.

CONTROLADORES POR DESVÍO

Estos controladores regulan automáticamente las corrientes dependiendo del estado de carga de la batería, desviando la corriente de carga excesiva a una carga resistiva de disipación. Cuando las baterías tienen un estado de carga bajo, se permite que toda la corriente del arreglo FV fluya hacia ellas. Cuando el banco de baterías se acerca a un estado de carga completa, el controlador comienza a desviar parte de la energía del arreglo, dependiendo que circule menos corriente hacia las baterías. Esta es como una corriente “por goteo” hasta que la batería alcanza su estado de carga completo.

Estos controladores pueden trabajar con otras fuentes de generación no FV, como generadores hidráulicos o eólicos, y combinaciones de estas fuentes. Como en los controladores por derivación, se genera calor en la disipación de la energía, por lo que requieren una ventilación adecuada. En general estos controladores no tienen un sistema que evite el drenaje inverso por la noche, así que puede que se necesiten diodos adicionales para proteger el arreglo FV.

CONTROLADORES POR MODULACIÓN DE AMPLITUD DEL PULSO (PWM)

los controladores por modulación de amplitud del pulso (PWM) son actualmente los más comunes en el mercado para aplicaciones residenciales.

Estos reducen la corriente de carga al conectarla y desconectarla de forma cíclica y muy rápidamente, cuando el voltaje de la batería alcanza el CTSP, la amplitud (duración) del pulso de la corriente de carga disminuye gradualmente según el voltaje de la batería se acerca a una carga completa.

La mayoría de los controladores PWM tienen un método ya integrado para evitar pérdidas por corriente desde las baterías hacia el arreglo FV en periodos nocturnos, por lo que normalmente no será necesario usar diodos de bloqueo adicionales.

Los reguladores PWM son reguladores sencillos que actúan como interruptores entre las placas fotovoltaicas y la batería. Estos reguladores fuerzan a los módulos fotovoltaicos a trabajar a la tensión de la batería, sin ningún tipo de instalación extra. Por ejemplo, si la batería es de 12 V, los paneles cargarán la batería con una tensión de 12 V.

Cuando se alcanza la etapa de absorción en la carga de la batería, el regulador modifica la intensidad de los pulsos, corta varias veces por segundo el contacto entre los módulos y la batería, evitando que la batería se sobrecargue.

Entre las ventajas de estos reguladores podemos encontrar su sencillez, su reducido peso y su bajo precio. Los reguladores PWM están disponibles en tamaños hasta de 60 A y tienen una vida útil bastante larga, algunos llevan incorporados un sistema de refrigeración de calor pasiva. Están disponibles en distintos tamaños y para gran variedad de aplicaciones.

En cuanto a los inconvenientes, encontramos que el voltaje nominal debe ser el mismo que el del banco de baterías, y no encontramos reguladores únicos por encima de los 60 A para corriente continua. Estos controladores tienen una capacidad limitada para el crecimiento del sistema, nada que no puedan solucionar los reguladores MPPT.

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTROLADORES

Los controladores pueden tener muchas funciones además de regular la carga. Algunos ejemplos son: protecciones para las baterías, una mejor interfaz con el usuario e incrementación de la flexibilidad de sistemas FV.

Algunos controladores incluyen protección contra descargas profundas para evitar que las baterías se lleguen a dañar por descargarse demasiado. Así como cuando un carro apagado queda con las luces encendidas, las cargas pueden drenar o vaciar las baterías con facilidad, acortando significativamente su vida útil. La mayoría de los sistemas FV brindan protección a las baterías contra descargas involuntarias o mal administradas.

Los controladores evitan descargas profundas al hacer lo siguiente:

- Activar luces o alarmas sonoras para indicar un voltaje demasiado bajo en el banco de baterías.
- Apagar temporalmente las cargas ante un nivel determinado del estado de carga del banco de baterías.
- Encender una fuente alternativa de energía.

Apagar las cargas para evitar que las baterías se continúen descargando luego de alcanzar un voltaje límite inferior, y mantenerlas apagadas hasta que el arreglo FV u otra fuente de energía recarguen las baterías a un nivel aceptable, recibe el nombre de administración o reducción de cargas, LVD (desconexión por bajo voltaje, de *Low Voltage Disconnect*). Si un controlador tiene la característica de LVD integrada, este desconectará las cargas CC automáticamente. Si hay cargas críticas alimentadas por las baterías, estas deberán conectarse directamente al banco de baterías y no al controlador con LVD. En dicho caso, las baterías si pueden llegar a descargarse completamente, ya que se elige mantener estas cargas indispensables alimentadas a pesar de que las baterías estén con un voltaje muy bajo. Es importante saber que los controladores de carga solo controlan las cargas de CC. El LVD del inversor es el que será programado para administrar las cargas de CA.

Algunos controladores utilizan alarmas sonoras o luminosas para indicar un voltaje bajo en las baterías en lugar de desconectar las cargas críticas automáticamente. Si el sistema se diseña para cargas indispensables, como un refrigerador de vacunas en una clínica de salud rural, las alarmas de luz o sonido pueden ser esenciales. Bajo este tipo de control las cargas pueden seguir operando después de que surja la advertencia, por lo que existe siempre el riesgo de descargar demasiado las baterías y consiguientemente acortar su vida útil.

Las fuentes de energía de respaldo, tales como generadores de motor, pueden ser utilizadas para evitar descargas profundas. Algunos controladores encienden automáticamente la fuente de energía de respaldo para cargar el banco de baterías cuando este alcanza un estado de carga muy bajo y el sistema FV no está generando suficiente energía para recuperar un ritmo de carga adecuado. Cuando las baterías están totalmente cargadas, la fuente de generación de respaldo se desconecta y el sistema FV continúa su operación normal de carga. En los sistemas interactivos con respaldo de baterías, la red de servicios actúa como la fuente de generación de respaldo para mantener las baterías cargadas en caso de que se requiera.

Algunos fabricantes de controladores FV especifican un voltaje por defecto CRSP para el cual un controlador comienza a cargar y otro CTSP para el cual detiene la carga. Estos puntos pueden ser fijos o ajustables en el sitio de instalación. El diseñador del sistema debe especificar cuidadosamente estos valores si fueran diferentes de los establecidos por el fabricante.

RASTREO DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

Muchos controladores están equipados con una función llamada **rastreo del punto de máxima potencia** (MPPT por *Maximum Power Point Tracking*). Como el nombre lo indica, esta característica permite que el controlador siga el punto de máxima potencia MPP del arreglo a lo largo del día, para entregar la mayor cantidad de energía posible a las baterías, dadas las condiciones cambiantes de sombra y temperatura.

Antes de que los MPPT fueran una opción en controladores, el voltaje del arreglo disminuía hasta casi el voltaje de la batería mientras la cargaba. Por ejemplo, en un sistema de carga para batería de 12 V, el voltaje de MPP de un arreglo está alrededor de 17 o 18 V. Sin MPPT, el arreglo se veía forzado a operar alrededor del voltaje de la batería (12 V), dando lugar a pérdidas de potencia y energía.

Los beneficios tangibles del MPPT dependen de la temperatura de operación del arreglo FV y del estado de carga del banco de baterías. Cuando un arreglo está a bajas temperaturas de celda, producirá un voltaje más alto. A mayor voltaje, existe mayor diferencial entre el voltaje del arreglo y el voltaje de las baterías, y así una mayor ganancia potencial de energía si se tiene MPPT. Lo mismo sucede si se tiene una batería extremadamente descargada (a bajo voltaje). Al experimentar ambas condiciones: una batería extremadamente descargada y un día frío, el sistema tendrá mayor diferencial de voltaje y así una mayor ganancia posible de potencia si se usa MPPT.

CONTROLADORES CON REDUCCIÓN DE VOLTAJE

La característica del reductor de voltaje que algunos controladores incluyen permite que un arreglo de alto voltaje sea conectado a un banco de baterías de menor voltaje. Por ejemplo, un arreglo con voltaje nominal de 48 V puede conectarse a un banco de baterías con voltaje nominal de 12 V. antes de que esta opción estuviera disponible, una batería de 12 V debía conectarse necesariamente a un arreglo FV de 12 V y a un controlador de carga de 12 V.

Puede haber ventajas económicas significativas al usar controladores con reductor de voltaje. Tener un arreglo con voltaje más alto permite que los conductores desde el arreglo hasta el controlador sean de menor calibre. Esto es un ahorro significativo en costos del conductor si las distancias son largas. Por otro lado, configurar el arreglo para mayor voltaje y menos módulos en paralelo, por lo tanto se eliminan algunos de los fusibles en serie, reduciendo más los costos.

Otro beneficio del reductor de voltaje en el controlador, es que puede permitir la expansión del arreglo FV sin la necesidad de aumentar el tamaño del cable y del conducto. Antes de la existencia de los controladores con reductor de voltaje, agrandar el sistema FV añadiendo más módulos implicaba un aumento en el tamaño del conductor y del conducto para poder llevar la corriente adicional de forma segura. Al utilizar un controlador con reductor de voltaje, se puede reconfigurar el arreglo a un voltaje más elevado, manteniendo el amperaje igual o menor. Por esto, a menudo es posible utilizar el conductor existente.

CARACTERÍSTICAS RECOMENDADAS PARA CONTROLADORES FOTOVOLTAICOS

Aunque existen muchas características opcionales, el diseñador debe considerar al menos las siguientes:

- **Luces:** las luces indicadoras pueden ayudar a los usuarios y al personal de mantenimiento a distinguir fácilmente ciertos estados del sistema. Por ejemplo, pueden indicar cuando las baterías están completamente cargadas, cuando el voltaje de las baterías se encuentra bajo y cuando el LVD ha desconectado las cargas CC.

- **Medidores:** Los medidores se usan para monitorear el desempeño del sistema. Algunos tipos de medidores incluyen luces indicadoras (como LED), indicadores digitales, de medición remota, y los puertos de registro de datos (puertos de comunicación). Los medidores no solo permiten que los usuarios aprendan sobre su sistema y sobre darle mantenimiento, sino también ayudan a manejar una situación y obtener información clara del estado del sistema en caso de que surja un problema. Algunos datos suministrados por medidores pueden incluir: **voltaje del arreglo, voltaje de la batería, corriente hacia las cargas, corriente del arreglo, capacidad Ah del arreglo, potencia del arreglo, energía producida en Wh y el historial de carga-descarga.**
- **Compensación de temperatura:** Cuando la temperatura de las baterías es inferior o superior a 25 °C, el voltaje de carga debe ser ajustado. Algunos controladores tienen un sensor de temperatura, y compensan el voltaje de carga automáticamente.

Ante temperaturas frías, la resistencia interna de la batería incrementa. Por lo tanto, al cargarse la batería, la corriente de carga causa un aumento del voltaje de la batería a bajas temperaturas que no se produce a temperaturas moderadas (como 70°F ó 20 °C). esto significa que a bajas temperaturas, el voltaje CTSP se alcanzará antes que la batería haya recibido la energía que realmente requiere para cargarse completamente.

Para resolver esta situación, un controlador con compensación de temperatura incrementará el CTSP en aproximadamente **5mV/°C** por cada celda, a partir de **25°C**.

A altas temperaturas ambientales ocurre lo contrario; el controlador deberá disminuir el CTSP para compensar la menor resistencia de la batería.

Centros de potencia con interruptor y protección de sobrecorriente: Muchos controladores FV vienen en una versión completa que integra características como protección contra sobrecorriente, medición y control, y hasta el inversor. Estas unidades integradas con llamadas **Centros de potencia**, y muchas veces vienen cableadas y ensambladas de fábrica. La mayoría de los centros de potencia en el mercado cumplen con las normas de seguridad del NEC (**Código Eléctrico Nacional de EEUU**) y usan componentes certificados por UL. También puede que incluyan carcasas a prueba de intemperie.

Una de las ventajas de usar un centro de potencia es que puede ser instalado muy rápidamente. Si el inversor es parte del centro de potencia, solo se necesita conectar las baterías, el arreglo FV y las cargas de CA, y el sistema estará listo para operar. Algunos centros de potencia incluyen terminales de entrada para conectar fuentes de generación de respaldo, o la red de servicios. Otra ventaja además de su fácil instalación, es que los centros de potencia diseñados y ensamblados con componentes con certificación UL deberían pasar un proceso de inspección con mayor facilidad.

- **Desconexión por bajo voltaje (LVD):** Esta opción corta la corriente hacia las cargas de CC conectadas al controlador cuando el voltaje del banco de baterías alcanza un nivel mínimo predeterminado.
- **Alarma de advertencia por bajo voltaje:** Esta opción hace sonar una alarma audible cuando el estado de carga del banco de baterías alcanza un nivel mínimo predeterminado.
- **Interruptor de circuito de cargas:** Esta opción puede reemplazar un fusible estándar para las cargas cuando sean difíciles de conseguir o se prefiera un interruptor.
- **Control de arranque del generador:** Esta opción conecta automáticamente una fuente de generación de respaldo, como un generador de combustible.
- **Cargas de desvío:** Algunos controladores pueden traer una opción para que, en caso de que haya un exceso de energía generado, este se destine a cargas no críticas, como a calentadores de agua o de espacios.
- **Temporizador de cargas:** Esta característica consiste en un temporizador para controlar el tiempo de operación predeterminado de ciertas cargas, por ejemplo luces de seguridad.
- **Indicador de estado de carga completo:** Enciende un LED cuando las baterías han completado un ciclo de carga total.

CÓMO ESPECIFICAR UN CONTROLADOR

En un controlador estándar todos los componentes del sistema tienen necesariamente el mismo voltaje. En caso de un controlador estándar, un controlador de 12 V requeriría que el arreglo FV y el banco de baterías estén configurados para 12 V también. Si el controlador de 12 V también controlará las cargas de CC, estas también deberán ser de 12 V. un controlador de 24 V. este tipo de controlador se puede reconocer fácilmente por el hecho de que su voltaje de entrada y de salida son iguales.

Para especificar un controlador estándar debe considerarse lo siguiente:

- Voltaje CC del sistema: todos los componentes se deben configurar para el mismo voltaje CC.
- Corriente máxima del arreglo FV (I_{sc}): El diseñador debe asegurarse de que el controlador sea capaz de manejar la corriente máxima de salida del arreglo FV. Esta corriente es igual a la corriente de corto circuito I_{sc} de los módulos FV, multiplicada por la cantidad de cadenas en paralelo, multiplicada luego por un factor de seguridad que llamaremos *Factor ambiental*, de 1,25. Este factor se toma en cuenta para las condiciones óptimas de producción, bajo las cuales el arreglo puede llegar a producir hasta 125% de su corriente I_{sc} .
- Corriente máxima de las cargas de CC: Si el sistema tendrá cargas de CC, el controlador debe ser capaz de manejar la corriente máxima de dichas cargas (amperaje).
- Características opcionales: El diseñador debe elegir un controlador que tenga todas las características adicionales para optimizar el rendimiento de cada sistema en particular.

CONTROLADORES CON MPPT Y CON REDUCTOR DE VOLTAJE

En un sistema FV donde se usa un controlador con MPPT o con reductor del voltaje, se deben considerar con especial atención ciertos criterios de diseño, para verificar que el controlador esté dimensionado adecuadamente para manejar el arreglo FV. Esto asegurará un óptimo beneficio de la característica de MPPT.

Para especificar un controlador con MPPT o con reductor de voltaje, debe considerarse lo siguiente:

- Voltaje del banco de baterías: el controlador debe tener un voltaje nominal de salida igual al voltaje nominal del banco de baterías.
- Voltaje máximo del arreglo: Todo controlador tendrá una ventana que establece los voltajes de entrada permisibles desde el arreglo FV. El límite superior de este rango de entrada no debe ser excedido. El voltaje máximo del arreglo se calcula multiplicando el Voc de los módulos por la cantidad de módulos en serie, y luego se debe hacer un ajuste utilizando un coeficiente de temperatura particular de cada módulo. Este coeficiente lo entrega el fabricante del módulo FV.
- Corriente máxima de salida: El controlador debe ser capaz de manejar la corriente máxima de salida que iría hacia el banco de baterías. Para obtener el máximo beneficio del MPPT, el sistema debe ser diseñado de modo que la corriente máxima de entrada al controlador (proveniente del arreglo FV) se mantenga por debajo de la corriente nominal de salida hacia el banco de baterías. La corriente máxima de entrada al controlador es igual a la que se calcula para un controlador estándar.
- Potencia máxima el arreglo: Algunos fabricantes clasifican sus controladores al especificar la potencia máxima del arreglo FV permitida, a STC, para un voltaje nominal dado del banco de baterías. Por ejemplo, 800 W a 12 V.

GUÍA DE DIMENSIONAMIENTO DEL CONTROLADOR					
CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DEL MÓDULO	×	MÓDULOS EN PARALELO	×	1,25 =	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DEL ARREGLO
POTENCIAL TOTAL CONECTADA EN CC	÷	VOLTAJE CC DEL SISTEMA	=		CORRIENTE MÁXIMA EN CARGAS CC

Fig. 2.4.6 Tabla para dimensionar un controlador solar

INVERSORES

La corriente alterna es más fácil de transportar que la corriente directa a lo largo de grandes distancias, y se ha convertido en el estándar eléctrico mundial. Por consiguiente, los dispositivos y artefactos más comunes, es decir las cargas, se diseñan para operar con corriente alterna.

Los módulos fotovoltaicos generan solo energía en forma de corriente directa. Además, las baterías solo pueden almacenar energía en forma de corriente directa. Las corrientes alterna y directa son, por naturaleza, incompatibles. Por estas razones nace la necesidad de un “puente” –un inversor- para pasar de una a la otra.

El propósito fundamental del inversor en un sistema FV es convertir la corriente directa de los módulos FV y las baterías (en los sistemas con respaldo de baterías) a corriente alterna para finalmente alimentar las cargas de corriente alterna. Los inversores también pueden alimentar a la red con electricidad CA. Los inversores diseñados para alimentar a la red son llamados inversores interactivos. Estos inversores son utilizados tanto en plantas de generación FV de gran escala, cuyos dueños son normalmente las empresas de servicios públicos, como en sistemas residenciales que alimentan energía a la red.

TIPOS DE INVERSORES

Existen tres tipos de categorías de inversores: interactivos, interactivos con respaldo de baterías, y autónomos. Los dos primeros son inversores síncronos o interactivos, y son usados en los sistemas fotovoltaicos interactivos. Los del tercer tipo, **inversores autónomos**, están diseñados para sistemas independientes, desconectados de la red y son apropiados principalmente para instalaciones fotovoltaicas ubicadas en sitios remotos. Algunos inversores pueden ser capaces de operar como varios de estos tipos.

Se pueden encontrar inversores:

- **Inversores de onda cuadrada:** estas unidades convierten la entrada de corriente directa en una salida de corriente alterna tipo “de paso” o “cuadrada”. Este tipo de inversor provee poco control del voltaje de salida, una capacidad limitada para alimentar picos de corriente requeridos por algunas cargas y una distorsión armónica considerable. Consecuentemente, los inversores de onda cuadrada son apropiados solo para cargas simples, como calentamiento por medio de resistencias, focos incandescentes. Estos inversores baratos pueden llegar a quemar los motores de ciertos equipos y no se usan en sistemas residenciales.

- **Inversores de onda cuadrada modificada:** Este tipo de inversores utiliza transistores de efecto de campo (FET) o rectificadores controlados por silicio (SCR) para convertir la entrada de corriente directa en salida de corriente alterna. Estos circuitos complejos tienen capacidad para alimentar picos de corriente y producir salidas con mucha menor distorsión armónica. Este tipo de inversor es apropiado para operar una amplia variedad de cargas, incluyendo motores, iluminación y equipos electrónicos estándares como televisores y equipos de sonido. Sin embargo ciertos dispositivos electrónicos pueden verse afectados por el *ruido* que genera un inversor de onda cuadrada modificada en el circuito.
- **Inversores de onda sinusoidal:** Los inversores de onda sinusoidal se utilizan para operar dispositivos electrónicos sensibles que requieren una forma de onda de alta calidad. Estos son el tipo de inversores más comunes para aplicaciones residenciales y tienen muchas ventajas sobre los de onda cuadrada modificada. Estos inversores están diseñados específicamente para producir salidas con poca distorsión armónica, lo que les permite operar hasta los equipos electrónicos más sensibles. Tienen una alta capacidad de alimentar picos de corriente y pueden arrancar muchos tipos de motores fácilmente. Para aplicaciones interactivas es obligatorio usar un inversor de onda sinusoidal.

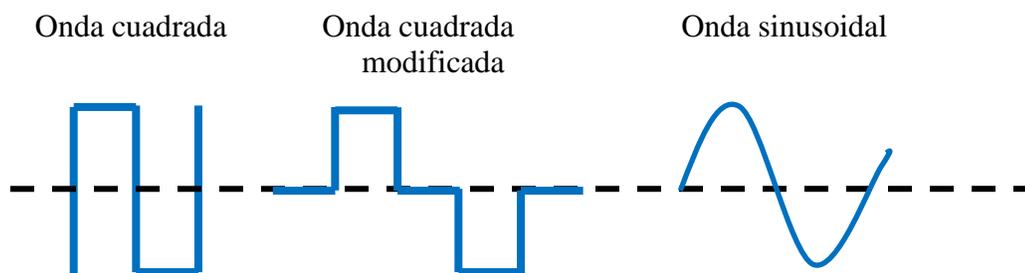


Fig. 2.4.7 Formas de onda producidas por inversores

- **Alta eficiencia:** La mayor parte de los inversores hoy en día convierten 90% o más de la CC de entrada en CA de salida. Muchos fabricantes de inversores aseguran una alta eficiencia, sin embargo dicha eficiencia depende de ciertos valores o rangos de salida. A veces el inversor se usa para alimentar cargas por debajo de su capacidad nominal. Por lo tanto, a menudo es acertado escoger uno que mantenga su alta eficiencia para un amplio rango de capacidades, y por lo tanto para una amplia gama de cargas.
- **Bajas pérdidas en modo espera (*Standby*):** El inversor debe ser altamente eficiente (consumir muy poca energía) cuando no haya cargas en operación.
- **Regulación de frecuencia:** El inversor debe mantener la frecuencia de salida casi constante para un amplio rango de entradas. En la mayor parte de los países de América la frecuencia de la red de servicios es de 60 Hz. En Europa y algunos países de América del Sur y el Caribe se usa una frecuencia de 50 Hz.
- **Distorsión armónica:** El inversor debe “suavizar” los picos de salida indeseables para minimizar efectos de calentamiento y otros daños en electrodomésticos.
- **Facilidad de reparación y mantenimiento:** El inversor debe contener circuitos modulares que sean fácilmente reemplazables en el campo.
- **Fiabilidad:** El inversor debe proveer confiabilidad de bajo mantenimiento a largo plazo.
- **Factor de corrección de potencia:** El inversor debe mantener un balance óptimo entre la fuente de energía y los requerimientos de las cargas.
- **Bajo peso:** El diseño del inversor debe facilitar la instalación y el mantenimiento.
- **Interruptor de transferencia de cargas:** Este interruptor manual permite a un inversor alimentar con prioridad las cargas críticas en caso de fallas en el sistema. Esto ayuda a incrementar la fiabilidad en sistemas que tienen inversores múltiples.

Al escoger un inversor para un sistema autónomo, se deben leer y entender las especificaciones y elegir bien las características deseadas. Un inversor autónomo necesita ser versátil para cubrir la demanda continua de las cargas, la entrada del generador, los picos de consumo de las cargas, y para poder cargar las baterías.

CARACTERÍSTICAS IDEALES PARA UN INVERSOR AUTÓNOMO

- **Capacidad para servir picos de consumo:** El inversor debe proporcionar una gran intensidad de corriente requerida por motores para su arranque o en casos donde se necesiten operar varias cargas grandes simultáneamente.
- **Advertencia o apagado automático cuando el estado de carga de la batería es bajo:** El inversor debe integrar circuitos que protejan las baterías de descargas excesivas por el consumo de las cargas. Esto se menciona repetidas veces, y se conoce como LVD, desconexión por bajo voltaje.
- **Sellados o ventilados:** Los inversores deben venir como unidades selladas o ventiladas. Las unidades selladas proporcionan protección contra climas agresivos y condiciones adversas como polvo, insectos y humedad.
- **Capacidad de cargar las baterías:** Muchos sistemas FV autónomos tienen una fuente de energía de respaldo en CA, como un generador diésel, para cargar las baterías durante periodos de climas nublados, de alto consumo de energía, o para la ecualización de las baterías. La capacidad del inversor para cargar las baterías permite que la fuente de CA cargue las baterías a través del inversor, ya que este también puede convertir la CA en CC con un voltaje apropiado. Esto evita la necesidad de un dispositivo cargador de baterías separado.
- **Encendido y apagado automático del generador:** Si un generador se utiliza como una fuente de CA durante cortes eléctricos, el inversor se puede programar para encenderlo automáticamente cuando las baterías llegan a cierto estado de carga límite bajo, y para apagarlo una vez que las baterías alcancen un estado de carga aceptable predeterminado. Esto se hace habitualmente con relés integrados, o con una salida auxiliar.

ESPECIFICACIÓN DE INVERSORES AUTÓNOMOS

- **Potencia de salida de CA (W):** Esto indica cuánta potencia puede brindar el inversor durante su operación. Es importante elegir un inversor que satisfaga los requerimientos de demanda pico del sistema. El inversor debe ser capaz de manejar todas las cargas que puedan estar encendidas al mismo tiempo.
- **Voltaje de entrada en CC desde las baterías:** El fabricante del inversor especificará el voltaje nominal en CC al que debe configurarse el banco de baterías que se conecte al inversor.
- **Voltaje de salida en CA:** Un inversor indicará qué voltaje de salida entregará en CA. Para un sistema residencial autónomo el valor típico será de 120 V ó 240 V. algunos inversores están diseñados para salidas de 120 V únicamente. Si una casa tiene aplicaciones de 240 V, se pueden utilizar dos inversores para lograr también los 240 V.
- **Frecuencia:** El inversor debe estar diseñado y ser adecuado para la frecuencia específica del país o región donde será instalado.
- **Picos de consumo:** La mayoría de los inversores pueden exceder su potencia nominal por periodos de tiempo limitados. Esto es necesario para encender motores, los cuales pueden llegar a consumir hasta seis veces su potencia nominal durante el arranque.
- **Tipo de onda:** Un inversor debe tener una forma de onda que sea adecuada para los requerimientos de las cargas, considerando todo lo estudiado al inicio de este capítulo.

GUÍA DE DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR			
POTENCIA TOTAL CA CONECTADA	VOLTAJE CC DEL SISTEMA	PICO DE CONSUMO ESTIMADO EN WATTS	LISTA DE CARACTERÍSTICAS

Fig. 2.4.8 Dimensión del inversor

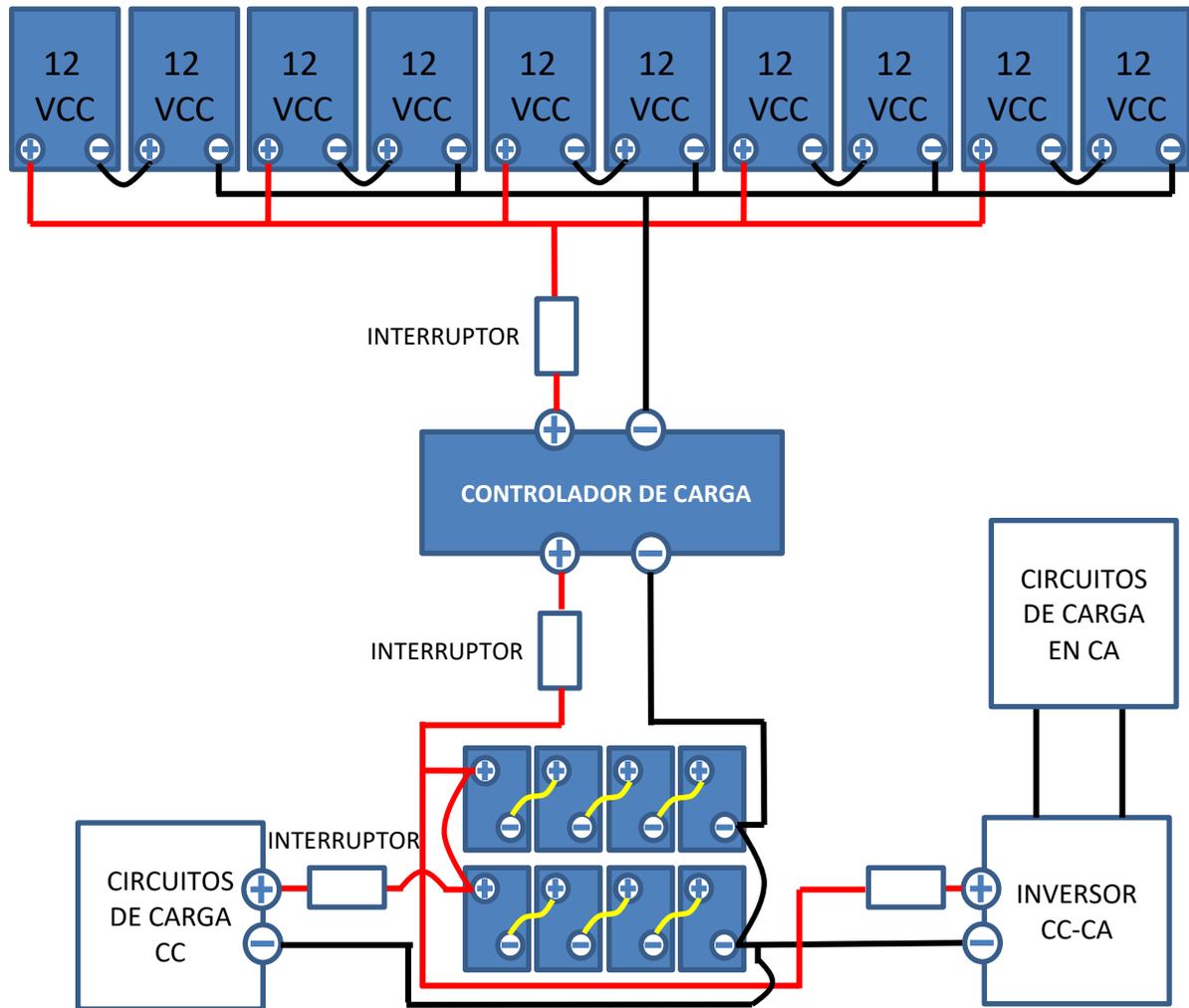


Fig. 2.4.9 Diagrama general de un Sistema Independiente

3. DESARROLLO

3.1 DESCRIPCIÓN DE UNA INTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Los sistemas FV autónomos son una solución versátil y de bajo mantenimiento para las necesidades de energía eléctrica de cualquier aplicación sin acceso a la red. Estos sistemas suministran energía eléctrica a estaciones de telecomunicaciones y sistemas de bombeo de agua alrededor del mundo. Casas y cabañas de vacaciones en zonas remotas pueden disfrutar de las comodidades y bondades del siglo XXI gracias a los sistemas FV autónomos.

Dimensionar un sistema FV autónomo residencial no es particularmente complejo, pero se necesita de una serie de cálculos y metodologías que nos permitirán desarrollar el sistema a su máxima capacidad, dependiendo de la carga que necesitemos y del consumo que vayamos a tener.

La guía de dimensionamiento del sistema fotovoltaico autónomo se divide en cinco pasos que deben completarse secuencialmente.

1. Estimación de las cargas de consumo eléctrico.
2. Dimensionamiento y especificación del banco de baterías.
3. Dimensionamiento y especificación del arreglo fotovoltaico.
4. Especificación del controlador.
5. Dimensionamiento y especificación de un inversor.

Paso 1. Estimación de las cargas eléctricas:

Para comenzar tenemos que hacer una estimación de cargas, introduciendo el voltaje, la corriente y la información de operación de cada carga del sistema. Una vez completada esta información, se conocerán los valores de la potencia total conectada en Watts y la carga de consumo diaria promedio (tanto para CA como para CC). Si las cargas de consumo varían mucho de un mes a otro, se necesitan usar los valores máximos para diseñar el sistema.

Paso 2. Dimensionamiento del banco de baterías:

Se comienza por calcular el efecto de las cargas de las pérdidas del inversor, dividiendo la carga promedio diaria de CA por la eficiencia del inversor. En general puede usarse 0.9. se necesita sumar el resultado a la carga diaria promedio de CC, y dividida el resultado de esta suma entre el voltaje CC del sistema para llegar a la carga total promedio diario en ampere hora (Ah).

Para considerar el factor de la autonomía, se debe multiplicar la carga total promedio diaria en Ah por la cantidad de días que se desea tener de autonomía, y determinar así la capacidad total necesaria del banco de baterías. Dividir esta capacidad total entre la profundidad máxima de descarga de las baterías que se han establecido, el límite de descarga, el cual será un número menor que 1,0. El resultado de esa división es la capacidad total del banco de baterías.

Se debe dividir la capacidad total requerida del banco de baterías entre la capacidad de corriente de la batería que vayamos a seleccionar en Ah, para determinar la cantidad de baterías en paralelo que tendrá el banco. Si el banco de baterías incluye en una configuración de conexión en serie, el número necesario de baterías en serie se determina con una división de el voltaje del sistema de CC por el voltaje de la batería que hemos de seleccionar.

Al final debemos multiplicar la cantidad de baterías en serie por la cantidad de baterías en paralelo para obtener el total de baterías necesarias.

Paso 3. Dimensionamiento del arreglo FV:

Para empezar el dimensionamiento del arreglo, se debe corregir la carga promedio diaria calculada, por la ineficiencia de las baterías que se han seleccionado. Divida la carga promedio por día en Ah del paso anterior, por la eficiencia energética de las baterías, comúnmente 0,8. Luego dividir este número por las horas sol pico disponibles por día. El resultado será la corriente pico requerida del arreglo. Aquí se empieza a considerar el esquema de montaje.

Para este punto se debe seleccionar el modelo del módulo fotovoltaico que se requerirá para el arreglo FV, y usar sus especificaciones para completar los cálculos posteriores.

Nota: Para nuestro caso se utilizan módulos fotovoltaicos con una potencia de 320 W.

Se tiene que dividir la corriente pico requerida del arreglo entre la corriente de máxima potencia I_{mp} del módulo. El resultado de esta división es la cantidad de módulos en paralelo que se necesitan en el arreglo. Para determinar la cantidad de módulos en serie, se divide el voltaje de sistema de CC entre el voltaje nominal de los módulos. Por último, se debe multiplicar la cantidad de módulos en serie por la cantidad de módulos en paralelo para determinar la cantidad total de módulos necesarios.

Paso 4. Especificación del controlador:

Para comenzar, se debe multiplicar la I_{sc} (Corriente de corto circuito) del módulo por la cantidad de módulos en paralelo. Posteriormente, multiplicar el resultado por un factor de seguridad de 1,25. La cantidad resultante es la corriente de cortocircuito del arreglo que el controlador debe administrar bajo condiciones de cortocircuito.

Ahora se debe seleccionar un controlador para el sistema. Haciendo uso de la corriente de cortocircuito del arreglo debido a que debe indicar una corriente del arreglo o una corriente de carga que cumpla con la corriente de cortocircuito del arreglo. Se debe considerar características extra dentro del funcionamiento del controlador para que el sistema pueda operar a óptimas condiciones.

Ahora se debe dividir la potencia total de las Cargas de CC del primer paso por el voltaje del sistema en CC para obtener la corriente máxima de las cargas de CC que debe manejar el controlador. Se deben comparar estos valores con las especificaciones de los fabricantes para la capacidad de corriente hacia las cargas, anotar este valor como Corriente de cargas de consumo del controlador.

Paso 5. Especificación del inversor:

Dividir la potencia total conectada (W) que será utilizada simultáneamente entre el voltaje CC del sistema, para obtener los amperes de CC máxima ininterrumpida. Así obtener la potencia de picos de consumo máxima requerida.

Nota: recordar que si existirán cargas como motores, estos podrían requerir de 3 hasta 7 veces su potencia nominal en el arranque.

El consumo pico de aparatos se puede obtener de cada fabricante, o puede ser medido con un amperímetro. Utilizando estos valores y las especificaciones del fabricante para el tipo deseado del inversor, se tiene que elegir un inversor que cumpla con las especificaciones de potencia, como inversores de onda sinusoidal para equipos del estado sólido.

Ahora se puede hablar acerca del procedimiento de instalación de un sistema fotovoltaico autónomo (o aislado). Para comenzar nos encontramos dentro de la propiedad o espacio en el que el sistema debe ser y será instalado, para ello debemos especificar el lugar en el que los módulos deben ser montados, esto con el fin de encontrar el área de mayor rendimiento en cuanto a mínimas sombras hablamos.

Una vez encontrando el área designada para el montaje de la estructura, procedemos a orientar la estructura hacia el Sur, esto si estamos dentro de la zona norte, para poder compensar las pérdidas por desviación que tendrán nuestros módulos, además de poder incrementar las ganancias energéticas que se deberán tener al orientar de mantener correcta a los módulos.

Al finalizar la búsqueda de la orientación de los módulos, se procede a darles una inclinación adecuada, para este punto hemos aprendido que las pérdidas por inclinación no son tan grandes, esto si encontramos un lugar en donde a los módulos no les llegue sombra alguna, puesto que si es el caso contrario tendremos pérdidas por sombras puntuales, es por esto que se les da una inclinación de apropiadamente 10° y con su respectiva orientación hacia el Sur.

Se debe planificar de igual manera la configuración del nuevo arreglo fotovoltaico es preciso que podamos definir antes de la instalación la manera en la que se van a colocar los módulos, por lo general los módulos se colocan en la posición de *Portrait*, que consiste en colocar los módulos de forma “Vertical” con respecto a la orientación que se le haya asignado.

Una vez encontrada la ubicación deseada, la orientación perfecta y la inclinación requerida (en caso de haberla), así como con sombras mínimas se procede a la instalación, la cual requiere una lista de materiales de amplia gamma. Por lo general las instalaciones fotovoltaicas residenciales, o industriales, se realizan en las azoteas o las partes más altas del complejo. Es por esto que las instalaciones se realizan anclando las estructuras a un techo de concreto, así que se necesita material necesario para el anclaje.

De los materiales que se utilizan para el montaje de las estructuras se encuentran los perfiles de aluminio reforzado de las medidas P4, P6, P8 y P14, cada uno de los perfiles mencionados anteriormente tiene un “claro máximo” que soporta entre “pata y pata”. Es por esto que es esencial haber dimensionado de forma gráfica el volumen del sistema fotovoltaico, para poder hacer un cálculo aproximado de los “claros” que se dejarán entre pata y pata de la estructura.

Al comenzar con el proceso de la instalación fotovoltaica se debe empezar por especificar una cuadrícula dentro del espacio asignado para los módulos, y poder definir en qué área exactamente va a quedar el arreglo, puesto que si no se hace esta actividad previamente es muy probable que nuestro arreglo o la estructura queden “Descuadrados” y la estética es muy importante al momento de instalar estructuras fotovoltaicas porque la estética del lugar está en juego.

Una vez teniendo bien definido el lugar en el que irán ancladas las patas de las estructuras, debemos proceder a anclar ángulos de aluminio de aproximadamente 3 pulgadas para utilizarlas como patas, que nos servirán para anclarnos al techo de concreto y proceder a fijar estas patas con otros ángulos de la misma medida pero de diferente altura para utilizarlos en la inclinación deseada del arreglo.

La fijación de las patas al techo de concreto se hace realizando una perforación con un roto-martillo y una broca de ½ pulg. Esto con el fin de poder introducir un taquete “Z”, el cual es un taquete de expansión que nos servirá como anclaje, el taquete una vez introducido en el agujero (Nota: el agujero debe ser completamente aspirado por el polvo que pudiera quedar dentro de este), debe ser revestido en cemento asfáltico esto con el fin de poder dejar bien fijado nuestro taquete así como evitar filtraciones dentro del complejo.

Teniendo la pata bien fijada procedemos a hacer el empalme entre la pata y el ángulo de mayor altura para poder proceder en la estructuración del sistema. Una vez teniendo todas las patas que nos servirán ancladas, debemos corroborar que todas están en un ángulo de 90° para evitar posibles desviaciones que nos afecten dentro del arreglo o de la estética del complejo en el cual estamos instalando.

Posteriormente procedemos a empalmar los “travesaños” estos travesaños son formados por los perfiles mencionados anteriormente dependiendo del tamaño del sistema y de los claros que vayamos a dejar en cada para, se selecciona el perfil a utilizar. Estos travesaños son los que van a sostener a los largueros, los largueros van fijados de forma horizontal para poder fijar a los mid-clamps y a los end-clamps que son los que nos van a dar una fijación de presión en cada módulo para que no se caigan.

Una vez teniendo toda la estructura fija, y corroborando que no se cuenta con ninguna desviación y que además todos los componentes están bien fijados estamos listos para proceder en montar los módulos fotovoltaicos.

Una vez teniendo todo el arreglo fotovoltaico montado se debe proceder con montar el controlador de carga, la instalación de un controlador de carga por lo general es más sencilla, puesto que las carcasas de los controladores ya vienen con partes en las que se puede fijar o montar de una forma más fácil. Es por eso que no quisiera poner detalles más explícitos en cuanto al montaje de un controlador de carga.

Una vez montado el controlador de carga, podemos proceder de igual forma a hacer el anclaje del inversor central, por lo general estos instrumentos se fabrican con protección a la intemperie, así que no tendremos tantos problemas buscando un lugar con condiciones perfectas para el montaje de cada uno de los componentes ya mencionados. Lo único de lo que nos preocuparemos al terminar la instalación, será de la configuración de cada uno de los aparatos.

Por último podemos hacer el montaje del banco de baterías, por lo general el montaje de las baterías es igual simple, puesto que se deben seguir los pasos de seguridad que se mencionaron con anterioridad puesto que trabajar con baterías es un riesgo latente, puesto que podemos provocar un accidente si no somos expertos trabajando con este tipo de equipos.

Una vez teniendo el montaje de cada uno de los dispositivos necesarios para nuestra instalación fotovoltaica autónoma, debemos proceder a realizar la canalización de cada una de las partes. Podemos realizar la canalización con Tubería galvanizada de pared gruesa, tubería PVC pesado, tubería flexible. Esto depende del área en la que nos encontremos, por lo general se utiliza tubería galvanizada de pared gruesa.

El cableado o conexionado de todas las partes del sistema eléctrico dependerá de cada una de las etapas en las que nos encontremos, de acuerdo a los niveles de corriente que circulen por cada zona se procede a hacer los cálculos correspondientes de cada calibre de conductor que debe ir en cada una de las partes destinadas. Debemos recordar que en estos sistemas circulará corriente directa y corriente alterna, así que debemos dimensionar cada cableado con extremo cuidado y recordando las distancias por las caídas de tensión.

Por último debemos calcular de igual forma las protecciones por el caso de que llegara a ocurrir una sobrecorriente y debemos dejar el sistema protegido por cualquier inconveniente o en el caso de querer hacer algún mantenimiento en algún futuro, podamos desenergizar el sistema y poder trabajar más tranquilos, sin el riesgo latente de que podamos recibir alguna descarga causante del sistema.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS REALIZADOS

Dentro del área de proyectos, es decir el personal que se encargaba de los dimensionamientos se realizaban una serie de pasos que servían previamente para poder comprender la complejidad de la instalación que se realizaría, además de contar con la fabricación de apoyos visuales que servían para poder darle al cliente un panorama de su próximo sistema fotovoltaico, así como darle el panorama al equipo instalador para que el sistema fuera instalado en forma de acuerdo al dimensionamiento que se había realizado.

Para esto se requería hacer una visita técnica previa para conocer el lugar de instalación, además de contar con las herramientas necesarias poder tomar medidas de todos los complejos que se encuentran rodeando el área de designación potencial para el montaje del arreglo fotovoltaico, es por eso que se requería de flexómetros, desarmadores, cámaras fotográficas, además de contar con inclinómetros digitales que nos ayudarían en caso de que el área tuviera una inclinación.

Una vez realizado el levantamiento técnico y también habiendo tomado las medidas necesarias y tomar las fotos correspondientes del complejo se procedía a hacer un bosquejo de forma rápida con todas las medidas previamente tomadas para poder hacer la representación digital de la zona o lugar en la que se deben colocar los paneles solares. Esto con el fin de poder observar digitalmente el modelo de la estructura a instalar.

Llegando a las oficinas de ingeniería el ingeniero que haya realizado el levantamiento técnico es el que generalmente comienza a realizar la digitalización de la zona en la que se deben instalar los módulos solares. Para esto se utiliza un software de diseño gráfico, el cual es perfecto para poder representar de la forma más real posible el diseño ya sea de la residencia o del complejo industrial dentro del cual se deben colocar los módulos.

Este software es un gran apoyo visual para poder designar el lugar adecuado para los módulos, además de poder diseñar de forma graficar la ruta de canalización que se debe tomar para poder alimentar las cargas. Es por esto que este software de diseño digital es una herramienta importante dentro de la empresa, puesto que nos facilita el trabajo a la hora de que el equipo de instalación realizase el montaje.

Dentro de este software no solo se puede hacer la representación gráfica de todo el complejo, así como el dimensionamiento del sistema, sino que también se puede realizar un estudio de sombras, el cual sirve para poder determinar si en algún punto del día, o en alguna época del año en específico a los módulos solares les llega alguna sombra puntual, y explicarle al cliente que en fechas puntuales se tendrá una pérdida por sombreado.

Esta característica del software lo hace aún más preciso y esencial de tenerlo para poder dimensionar los sistemas de una forma eficaz y correcta. Para poder calcular las sombras puntuales solo basta con habilitar la función y poder observar cómo se comporta el sistema en cada época del año y de los sombreados que pudiera llegar a tener en cada una de las estaciones del año.

El software por si solo nos abre un panorama muy amplio de las posibilidades de instalación y de rendimiento del sistema, este sistema nos ayuda de forma constante para poder dimensionar los sistemas, pero a los clientes se les debe convencer con detalles y estética, es por eso que este primer software es el primero de muchos que nos ayudan a darle un panorama más amplio al cliente de cómo se deberá ver su sistema así como su rendimiento.

El segundo software del que hablaré es un software que es más estético para los sistemas dimensionados en 3D, este nos sirve esencialmente para que el cliente pueda apreciar de forma más real el dimensionamiento de su sistema fotovoltaico así como el apoyo visual de como su residencia o complejo empresarial se verá con los módulos montados, puesto que en ocasiones los clientes piden que el arreglo no se vea desde ciertos ángulos, es por esto que este software nos ayuda a poder visualizar como se verá desde diferentes ángulos de visión.

Este software trae las facilidades de poder recrear los materiales como el metal, pintura, textura, y otros tipos de materiales para poder ampliar una visión un poco más real de cómo el sistema se verá instalado, pero al cliente no se le puede enseñar simplemente la representación visual de esta forma, sino que se le tiene que hacer una presentación formal en una reunión para que vea como su sistema se está dimensionando.

Es por esto que entra nuestro tercer software, este software nos ayuda a recrear presentaciones formales para poder enseñarle al cliente de forma más sólida y profesional como se trabaja en la empresa y tener una aprobación de su parte para que se proceda con la instalación. Dentro de esta presentación se le muestra su consumo actual, además de mostrarle los beneficios que contiene instalar un sistema fotovoltaico.

La presentación debe de contener imágenes que se sacan del segundo software para que vea las opciones que se recomiendan realizar para poder llevar a cabo la instalación, por lo general al cliente se le presentan tres opciones diferentes, en las que se le muestra los pro y los contra de cada una de las configuraciones, asesorándolo para que elija una configuración que sea eficiente y estética para su complejo.

Dentro de la presentación que se le hace al cliente también se le muestra gráficas de ganancia energética esperadas para que logre visualizar la cantidad de carga con la que va a poder disponer en el rango de las baterías que se le vayan a instalar, esto con el fin de que pueda visualizar su consumo de forma moderada así como saber definir sus cargas críticas para distribuir su consumo.

La finalidad sólida de la presentación realizada al cliente es que vea todos los beneficios que conlleva tener un sistema aislado y de cómo funciona para que pueda programar sus cargas y que tenga en cuenta que es un sistema muy versátil pero que conlleva a un mantenimiento periódico que debe ser rigurosamente cuidado. Hablando más por las baterías puesto que son estas las que tienen una vida útil un poco más baja que todos los componentes que se vayan a instalar.

Dentro de todo este proceso se debe tener en cuenta siempre la opinión del cliente, puesto que es este quien va a adquirir el sistema, además de seguir sus consejos para no perder la estética de la zona en la que se va a instalar, es necesario tener una buena comunicación con el cliente puesto que es este el que nos da la aprobación para proceder en el instalación y así poder recrear lo diseñado en el software de apoyo visual.

Como mencionaba anterior mente los software utilizados dentro de la empresa suelen ser de diseño, aunque en ocasiones se utilizan softwares prediseñados en los cuales ya se cuenta con datos previos para hacer más fácil el diseño y/o dimensionamiento. Es el caso de un software que nos indica de forma eficiente la latitud y la longitud es decir las coordenadas exactas en las que se encuentra el complejo, además de su desviación con respecto al Sur.

Este tipo de software son de una gamma un poco simple pero eficaces y necesarias a la hora de querer observar le ubicación exacta del complejo y así poder tener la exactitud que el dimensionamiento que se está realizando cuenta con todos los estudios de la más alta calidad para el cliente y su instalación. En ocasiones debemos buscar la información en la red, puesto que no se cuenta aún con los datos de especificación.

En ocasiones se cuentan con softwares que se encuentran en la red, debido a que pertenecen a las marcas de los equipos que se utilizan dentro de las instalaciones, este tipo de software en línea son un apoyo muchísimo más exacto que un estudio realizado en tiempo y forma, puesto que este tipo de software en línea cuentan con todas las especificaciones, tanto físicas como climatológicas, de desviación y de ubicación para el diseño.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS, CORRECCIONES Y VALIDACIÓN.

Las dificultades que se llegaron a tener dentro del dimensionamiento son imprevistos que se tienen a la hora del dimensionamiento puesto que surgen datos desconocidos y/o datos que simple y sencillamente no se tomaron en cuenta con anterioridad, este tipo de cosas por lo general pasan con frecuencia, ya sea porque el cliente no proporcionó los datos en su totalidad o que los equipos que se calcularon para el sistema no cuenten en su totalidad con las características necesarias.

Uno de los contratiempos que se tuvieron al realizar el dimensionamiento y diseño fue que al inicio se planteó una ubicación para el arreglo, pero al cliente le pareció una ubicación poco estética, además de que a cierto ramal de módulos le llegaría un sombreado puntual en cierta época del año, es por cuestiones de este tipo que se debe mantener una comunicación constante con el cliente.

Otra de las dificultades que se presentan, fue que la canalización tenía que pasar por varios puntos críticos que necesitaban de aprobación, así como perforaciones y ranuras que puede que afectaran a la estética del complejo, se debe tomar en cuenta en todo momento cuidar de manera primordial la estética del lugar. En ocasiones en otro tipo de instalaciones a los usuarios no les importaba tanto que la canalización se viera desde el exterior de sus complejos, pero esto no pasas siempre es por esto que un detalle es crítico.

La resolución de ese problema se tuvo que solucionar en la mayoría con una nueva ruta de canalización aunque un poco más larga, esto conlleva a un aumento en el precio de la cotización y de la instalación puesto que se agregan metros de canalización y por ende de cableado y mano de obra, todos estos puntos mencionados también son críticos, puesto que se debe cobrar por una instalación de calidad y de eficiencia.

Nota: Dentro de la empresa siempre se cuida que las instalaciones tengan los estándares más altos de eficiencia y de calidad, puesto que el nombre y la reputación de la empresa está en juego, y esto es algo que en todas las empresas debería ser primordial, cuidar los detalles para con el cliente y cuidar la imagen de la empresa, esto conlleva a recomendaciones con nuevos usuarios y por consiguiente ampliar el campo laboral.

Para el sistema dimensionado también se tuvieron problemas con respecto a la salinidad del ambiente puesto que la salinidad afecta de manera directa y constante de forma crítica a los equipos electrónicos que se utilizan dentro de la instalación, en lo principal dañan las conexiones, así como a los controladores de carga y a las baterías, es por eso que se debe tener un extremo cuidado de colocar protecciones contra la salinidad del ambiente.

En cuestiones de la dificultad anterior no se pudo hacer mucho para solucionar la cantidad de salinidad que le llegaba al sistema, puesto que no contábamos con equipos que tuvieran protección ante la salinidad del ambiente, puesto que se dejó un manual de mantenimiento preventivo periódico para poder limpiar los componentes electrónicos que sean propensos a sufrir una mayor exposición a la salinidad.

La administración del complejo quedó como responsable del mantenimiento preventivo de la instalación, el mantenimiento correctivo quedó asignado por parte de la empresa, puesto que se deja una garantía de aproximadamente 5 años de funcionamiento, en cuestión de mantenimiento se debe dejar una hoja técnica de datos que sirve como reporte para que cuando haya alguna emergencia por paro del sistema se cuente con un historial de actividades del sistema.

Un historial del sistema puede servir como referencia de todas las actividades y datos que arroja el sistema a lo largo de su vida de funcionamiento, así como los mantenimientos periódicos que se le realizan para conocer el estado de la estructura y de la potencia que se entrega periódicamente para las cargas instaladas, así como el comportamiento de las baterías, hablando de su tiempo de carga y descarga, periódicas a lo largo de sus ciclos de carga.

Para poder manejar un sistema autónomo se requiere de un conocimiento amplio en la rama eléctrica, puesto que entran en juego componentes que en ocasiones son vitales para el funcionamiento del sistema, es por ello que una capacitación de instalaciones fotovoltaicas aisladas no es una mala idea en cuanto a información se refiere, además de que las tecnologías están cambiando constantemente y las actualizaciones de los software están a la orden del día.

Una de las dificultades que se tiene dentro del dimensionamiento de un sistema autónomo es por mucho la cuantificación de cargas que va a tener el complejo, puesto que en ocasiones las cargas aún no están instaladas, puesto que los complejos aún se encuentran en construcción. Es por esto que hay que dimensionar el sistema un tanto holgada para cargas que aún no estén contempladas dentro del estudio.

Así como sobredimensionar el sistema para tener un rango de cobertura un tanto mayor, se debe dimensionar un sistema autónomo que pueda tener carga para días en los que la radiación solar no sea tan intensa. En este caso los sistemas se sobredimensionan para tener un rango de aproximadamente 3 días máximos en los que las ventanas solares sean mínimas y se puedan utilizar las cargas críticas.

En cuestión de dimensionamientos las baterías y el arreglo fotovoltaico son los más críticos, puesto que son estos los que nos van a dar la potencia necesaria para las cargas que vayamos a instalar. Puesto que las baterías son las que directamente van a proporcionar alimentación a las cargas, son estas en las que debemos enfocar nuestra atención, una forma de dimensionar los sistemas es justa, sabiendo que no tendremos problemas de sombreado.

En cuestiones de baterías debemos considerar la capacidad de las baterías, así como la corriente de salida, puesto que el controlador es nuestro instrumento que distribuirá de forma eficiente la potencia para las cargas instaladas y es por esto que debemos considerar el dimensionamiento de las baterías con seriedad, además de poder contar con el diseño de la configuración del conexionado del banco de baterías.

Al tener listo el sistema, se tiene que configurar cada uno de los equipo ya mencionados con anterioridad, debido a que como cada equipo es individual o autónomo no se comunica de forma automática con los otros dispositivos, es por eso la necesidad de poder configurar cada uno de ellos y así poder crear un vínculo de comunicaciones de equipo a equipo, asegurando la capacidad de respuesta del sistema.

Una vez que el cliente a aprobado cada una de las propuestas para su nuevo sistema fotovoltaico se procede a la instalación, en este punto ya no se debería tener ningún problema de corrección previa a la instalación, puesto que se ha hablado cada uno de los detalles del dimensionamiento con el cliente. En ocasiones el cliente tiene la duda de que en un futuro quiera meter más cargas a su complejo, y es aquí donde entra la teoría de los sistemas fotovoltaicos autónomos

La recomendación principal que se hace al trabajar con baterías dentro de un sistema fotovoltaico de tipo autónomo, es que en caso de querer incluir más cargas al complejo, conociendo que el consumo de potencia aumentará de forma considerable y que el sistema instalado actual no podrá soportar la carga de las nuevas instalaciones, es que por ningún motivo en especial se mezclen baterías nuevas con baterías ya instaladas.

Instalar baterías nuevas dentro del banco de baterías ya existente conlleva a una degradación de la vida útil de todas la baterías, así como combinar la instalación de las baterías de diferentes cargas, esto nos lleva a que cada fabricante de baterías tiene sus propias especificaciones, y al combinar estas baterías se puede encontrar con un problema de entrega de voltaje, de corriente y en ocasiones de compatibilidad.

Todas estas situaciones hay que hablarlas con anterioridad con el cliente o el usuario al que se le va a instalar un sistema autónomo, puesto que los usuarios por lo general no tienen un conocimiento amplio del panorama de los que implica la instalación de un sistema fotovoltaico, por lo que como ingenieros debemos platicarle y de ser necesario darle una capacitación al usuario del funcionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo.

La validación de un sistema fotovoltaico debe pasar por varias pruebas, puesto que debe ser lo más cercano a lo ideal para que el entorno en el que se a dimensionado sea de lo más eficaz posible, pero como bien hemos aprendido el factor más crítico que tenemos dentro del dimensionamiento es el factor climático, puesto que este es un factor que no podemos controlar y debemos aprender a lidiar con cambios drásticos de clima y de temperatura.

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Para finalizar con todos los datos de este sistema, introduzco todas las herramientas que se utilizaron para el dimensionamiento y cálculo de este sistema fotovoltaico, que en su mayoría fue realizado por softwares que nos facilitaron los cálculos requeridos para el arreglo, es crítico contemplar las cargas y el requerimiento de características para cada uno de los componentes.

Información sobre las cargas eléctricas. (Todas las cargas son de 120 VCA)

- Quince (15) luminarias compactas fluorescentes; 15 Watts cada una; cada una se utiliza durante un periodo de 4 h/día.
- Un refrigerador de; 18.9 pie; 127 Watts 9 h/día.
- Una lavadora de ropa; 1450 Watts; 4 cargas de ropa a la semana; 1 carga = 0,5 h.
- Una secadora de ropa a gas; 300 Watts; 4 cargas de ropa a la semana 1 carga = 1 h.
- Una TV; 130 Watts; 4 h/día.
- Un reproductor de video; 40 Watts; 2 horas, 3 días a la semana.
- Una computadora portátil; 40 W; 8 horas, 5 días a la semana.
- Un microondas; 1450 Watts; 5 min/día (0,83h/día).

Cabe recalcar que cada una de las cargas forma parte de un complejo único puesto que el sistema o dimensionamiento fue requerido de esta forma, para mejor uso individual de cada uno de los complejos, es por eso que cada espacio contiene su propio sistema.

Especificaciones del sistema

- Voltaje del sistema en CC: 48 V
- Días de autonomía: 4 días
- Profundidad de descarga de las baterías: 50%
- Baterías elegidas: Batería XYZ (350 Ah, 6 V)
- Módulos FV elegidos: Módulo XYZ
 - * Potencia 85 W
 - * Voltaje nominal de 12 V
 - * Corriente pico: 5,02 A
 - * Corriente de cortocircuito: 5,34 A
- El montaje del arreglo FV es fijo y será instalado con un ángulo de inclinación igual a la latitud durante todo el año.
- No existe generador de respaldo.
- Controlador de carga elegido: Controlador XYZ
 - * Voltaje nominal 48 V
 - * Capacidad de paso de corriente máxima: 40 A
- Inversor elegido: Inversor XYZ
 - * Eficiencia: 90%
 - * Potencia continua de salida: 4000 W
 - * Voltaje nominal: 48 V
 - * Capacidad para picos de corriente: 95 A CA.

BIBLIOGRAFÍA

1. Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada -Libro de Miguel Pareja Aparicio, **Fecha de publicación original:** 2009.
2. Energía Solar Térmica: Técnicas para su Aprovechamiento - Libro de Pedro Rufes Martínez, **Fecha de publicación original:** 31 de diciembre de 2009.
3. Energía solar fotovoltaica y energía eólica - Libro de Javier Martín Jiménez, **Fecha de publicación original:** 2014
4. Radiación solar y su aprovechamiento energético - Libro de Miguel Pareja Aparicio, **Fecha de publicación original:** 5 de enero de 2010