

300617
8
28



UNIVERSIDAD LA SALLE

**ESCUELA DE INGENIERIA
INCORPORADA A LA U. N. A. M.**

**METODOLOGIA PARA EL DISEÑO
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
EN MEXICO**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A
SERGIO XAVIER BEYART REZA

DIRECTOR DE TESIS: ING. JOSE ALFREDO HEREDIA NAVARRO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

MEXICO, D. F.

1991.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

INTRODUCCION	1
1. CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	3
1.1 Energía del sol, 3	
1.2 Conversión, 4	
1.2.1 Materiales para fabricación de celdas solares, 5	
1.2.2 Proceso de fabricación de celdas solares, 8	
1.2.3 Rendimiento de una celda solar, 12	
1.3 Almacenamiento, 16	
1.3.1 Régimen de descarga, 20	
1.3.2 Capacidad nominal, 21	
1.3.3 Vida útil de la batería, 21	
1.3.4 Tipos de baterías, 21	
1.3.5 Mantenimiento, 22	
1.3.6 Disponibilidad de un sistema, 23	
1.4 Controladores, 24	
1.4.1 Regulador Shunt, 27	
1.4.2 Regulador Serie, 27	
1.5 Sistemas de conversión de DC a AC, 29	
1.6 Tipo y calibre de conductores, 31	
2. VARIABLES A CONSIDERAR	34
2.1 Insolación, 34	
2.1.1 Ubicación geográfica, 34	
2.1.2 Efecto de la latitud, 40	
2.2 Costos e inversiones, 45	

2.2.1	Criterio de costo para selección de batería,	49
2.3	Aceptación,	52
2.4	Voltaje, amperaje y tiempo de operación,	52
3.	METODOLOGIA DE DISEÑO	55
3.1	Determinación de la capacidad de la batería,	55
3.2	Determinación del número de módulos,	57
3.3	Indicador de sistema híbrido,	59
3.3.1	Determinación de la capacidad de la batería (Híbrido),	62
3.3.2	Cálculo de la capacidad del generador,	63
3.3.3	Determinación del número de módulos (Híbrido),	67
3.4	Definición del tipo de conductor,	67
3.5	Interruptores y fusibles,	69
3.6	Instalación del sistema,	70
3.6.1	Conexión a tierra,	71
3.7	Selección del controlador,	71
3.8	Selección del inversor,	72
4.	APLICACION	74
4.1	Antecedentes,	74
4.2	Análisis de cargas,	75
4.3	Cálculo del sistema de almacenamiento,	79
4.4	Cálculo del sistema de captación,	79
4.5	Cálculo del sistema híbrido,	80
4.5.1	Contribución de generador y módulos,	81
4.6	Costos e inversiones,	87
4.7	Descripción del sistema,	89

4.7.1 Especificaciones del sistema, 90

5. OTRAS APLICACIONES	95
CONCLUSIONES	96
Apéndice A (Tablas y Hojas de Cálculo)	98
Apéndice B (Aplicación de Hojas de Cálculo)	112
BIBLIOGRAFIA	120

INTRODUCCION

Los cambios experimentados últimamente en el mercado de los energéticos y la influencia creada por la contaminación que genera la quema de los mismos han contribuido a que los esfuerzos realizados en la investigación y desarrollo de fuentes no convencionales de energía se vean incrementados. El interés del aprovechamiento de la energía solar fué subestimado por muchos años, y es en la actualidad cuando esta área ha tomado fuerza.

En mayor o menor medida, el cuidado del ambiente es una preocupación creciente en toda la sociedad, y ésto exige la creación de nuevas regulaciones más estrictas para limitar las emisiones de gases y otros componentes tóxicos. Se espera que el petróleo siga siendo la principal fuente de energía primaria, aun cuando su importancia relativa podría verse disminuida.

El país cuenta con potenciales importantes para aprovechar fuentes no convencionales de energía como la solar y la eólica, ya que cuenta con una alta insolación y una baja incidencia de días nublados. Con las tecnologías vigentes, su utilización está dada más en términos de proyectos localizados que para la generación masiva de energía.

Conforme disminuye el precio de la electricidad solar se van abriendo nuevos mercados. Su confiabilidad, durabilidad, bajo mantenimiento y procesos silenciosos no contaminantes hacen de los sistemas fotovoltaicos ideales para diferentes aplicaciones. Esto por los servicios que puedan proporcionar al mejoramiento en la calidad de vida en

ciertas ramas o comunidades, particularmente en zonas rurales en donde se carece del servicio por los altos costos de extender la red de distribución, lugares en donde el terreno generalmente es muy accidentado.

Los sistemas fotovoltaicos cada día tienen mayor campo de aplicación, y aunque son muy costosos con respecto a otras fuentes de energía, en la actualidad tienen campos de aplicación en donde su uso se ve inmejorable por cualquier otra forma de generación.

El presente trabajo tiene por objetivo dar la información necesaria para conocer los componentes de los sistemas fotovoltaicos y los sistemas fotovoltaicos híbridos como una alternativa para la generación de energía en lugares remotos, así como el procedimiento para la selección y cálculo del mismo.

En el capítulo 1 y 2 se presentan las características y las variables que deben de considerarse en el estudio de un sistema fotovoltaico.

El capítulo 3 presenta la metodología de diseño acompañada de unas Hojas de Cálculo que se encuentran en el Apéndice A.

El capítulo 4 muestra la aplicación a la metodología de diseño y la solución a las Hojas de Cálculo, mismas que se presentan en el Apéndice B.

1. CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

1.1 Energía del sol

Con excepción de la energía nuclear, el Sol es el origen de todos los tipos de energía utilizados en la Tierra. La energía del viento, del mar, fósil, etc. todas dependen del Sol.

El Sol genera una cantidad de energía que es casi inconcebible. La energía que emana de él es de aproximadamente 3.8×10^{23} kilowatts. Sólo una pequeña fracción es atrapada por la Tierra y otra más reflejada hacia el espacio o absorbida por la atmósfera. En un día despejado y con un Sol brillante, la densidad de potencia que recibe la superficie terrestre es de aproximadamente 1kW/m^2 .

Considerando el radio polar de la Tierra y con ello la proyección del área de insolación, la potencia recibida resulta de 1.23×10^{17} watts.

La luz que vemos y todo el espectro radiante se forma debido a las reacciones termonucleares que se suscitan en su núcleo. Esta energía se libera en un espectro continuo que abarca desde las ondas de radiofrecuencia de mayor longitud de onda, hasta los rayos gama y una gran cantidad de energía.

1.2 Conversión

La celda fotovoltaica, comúnmente llamada celda solar, es la unidad básica de un sistema fotovoltaico. Esta celda utiliza la conversión fotovoltaica de la energía solar, convirtiéndola en energía eléctrica; este efecto fue descubierto hace siglos. La conversión fotovoltaica ocurre en pequeñas superficies de materiales sólidos cuando la luz incide en ellas.

Las obleas de las celdas solares están hechas en su mayoría de silicio puro con una contaminación (dopados) del tipo n en p. La contaminación es por pequeñas cantidades que se añaden al material de boro o fósforo. Las celdas solares del tipo n en p tienen una resistencia mayor a la degradación por la radiación que las celdas del tipo p en n.

En la actualidad, casi todas las celdas solares comerciales están construidas de silicio, con boro y fósforo difundido en el silicio para formar una unión p-n (ésta es la misma técnica usada para fabricar diodos). Cuando la luz incide en el silicio, éste genera pares de electrón-hueco. Algunos de estos pares se separan de la unión p-n en un lado acumulando un exceso de huecos (cargados positivamente) y en el otro lado se acumulan los electrones (cargados negativamente).

Bajo condiciones de equilibrio, los portadores mayoritarios (electrones en la zona n y huecos en el material tipo p) emigrarán por difusión térmica. Algunos portadores emigrarán a través de la unión p-n. Los electrones que se mueven a la zona tipo p y los huecos que se mueven hacia la zona n se llaman portadores minoritarios y se combinan rápidamente con los portadores mayoritarios de

la región. Cada electrón que se mueve deja una carga positiva y cada hueco una carga negativa. Por lo tanto se presenta una diferencia de potencial y un campo electrostático se crea en ambos lados de la unión.

Si un conductor se conecta a las terminales de cada lado de la unión, una corriente circulará a través de él y se puede utilizar para operar una carga (Fig. 1.1). Esto es lo que se conoce como principio fotovoltaico.

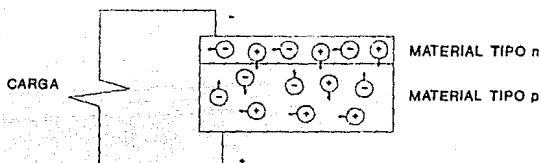


Figura 1.1 Principio fotovoltaico.

1.2.1 Materiales para fabricación de celdas solares

Muchos materiales cumplen con el efecto fotovoltaico, pero sólo algunos se utilizan para construir celdas solares. El silicio domina el mercado comercial, pero se han construido celdas experimentales que utilizan arsenuro de galio, sulfuro de cadmio, telururo de cadmio y otros materiales.

Las tendencias tecnológicas para la fabricación de celdas cubren tres aspectos que son: los materiales, las estructuras y los procesos de fabricación.

Los materiales más utilizados en la fabricación de celdas solares son:

- a) El silicio en cualquiera de sus formas
- b) El sulfuro de cadmio
- c) El compuesto arsenuro de galio

Con el silicio se pueden obtener eficiencias de hasta un 19% en la conversión de energía solar a energía fotovoltaica. Una desventaja de este material es su degradación con la radiación. Así mismo la eficiencia de la celda disminuye proporcionalmente con el calor.

Con este material se tienen tres variantes: las celdas de silicio monocristalino que es el más usado comercialmente, siguiéndole las celdas de silicio policristalino y en desarrollo reciente las celdas de silicio amorfo.

Al fundir SiO_2 en un horno, gran parte del oxígeno se evapora y se sedimenta el silicio fundido en el fondo del horno, donde después será extraído. Este producto se llama silicio metalúrgico el cual contiene 98% de silicio y 2% de impurezas. Esta purificación no es adecuada aún para la fabricación de celdas solares.

Para purificarlo se utiliza el silicio metalúrgico en la obtención de un compuesto fácilmente purificable, el más común es el triclorosilano (SiHCl_3). Este se destila apropiadamente y se hace reaccionar con hidrógeno de alta pureza en una cámara especial. Este silicio tiene un 99.999% de pureza y es llamado silicio policristalino ya que tiene una estructura desordenada.

Silicio Czochralski

El silicio monocristalino posee una estructura ordenada, y ésta se logra fundiendo el material hasta unos grados arriba del punto de solidificación e introduciendo una "semilla" de silicio monocristalino. Una ventaja de este método, es que el cristal sigue creciendo con el mismo patrón de la semilla, por lo que es posible definir la orientación del cristal a crecer. Al mismo tiempo se hace girar la semilla y el crisol con el material dopante obteniendo así un lingote cilíndrico de 3 pulgadas de diámetro. Este es el mismo material que se utiliza para fabricar los circuitos integrados y otros componentes de estado sólido.

La otra variante son las celdas de silicio amorfo. Se caracterizan por el espesor del material a utilizar, ya que puede llegar a ser hasta 50 veces más fino que las de silicio monocristalino.

El silicio amorfo presenta también un alto grado de absorción, lo que permite el uso de espesores de material muy pequeños.

Los desarrollos en esta área han puesto al silicio amorfo como gran candidato para ser el material base para soluciones a corto plazo. Han sido utilizados desde hace muchos años en la fabricación de paneles para relojes, calculadoras y juguetes accionados con radiación solar.

El sulfuro de cadmio es de bajo costo y muy flexible para su manejo. Se caracteriza principalmente por su bajo peso. Las eficiencias arriba del 6% son inestables. Un gran problema que presentan las celdas de sulfuro de cadmio, es su gran inestabilidad a la degradación.

El arsenuro de galio opera a altas temperaturas y una característica es que puede trabajar bajo alta radiación y no se degrada. Las eficiencias son generalmente de menos del 10%.

El problema principal radica en que este material es raro y poco abundante, y es por ello que no se ha desarrollado mucho. Otra característica importante es que se puede utilizar con sistemas de alta concentración. En general, las características de las celdas de arsenuro de galio son buenas, pero su uso se ve limitado por el costo, que en comparación con las celdas de silicio, no es competitivo aún.

1.2.2 Proceso de fabricación de celdas solares

Existen varios procesos para la fabricación de celdas solares, y uno de esos procesos es el de serigrafía.

La secuencia de producción de las celdas solares por medio de esta tecnología es el siguiente:

- 1) Se da un pulido químico a las obleas de silicio para remover las impurezas y daños mecánicos superficiales.
- 2) Por difusión térmica se forma la capa n+ de fósforo.
- 3) Se aplica la pasta de aluminio y su aleación para formar lo que viene a ser la capa p+.
- 4) Posteriormente se deposita SnO_2 por rocío químico para la formación de la capa antirreflejante.

5) Se hace un decapado selectivo del SnO_2 para la contactación del enrejado por medio de un método electroquímico.

6) Se deposita el níquel con el método "electroless".

7) Se procede a una inmersión en la soldadura de Pb-Sn.

8) Se realiza la conexión de electrodos y prueba.

El proceso de fabricación se muestra en la figura 1.2.

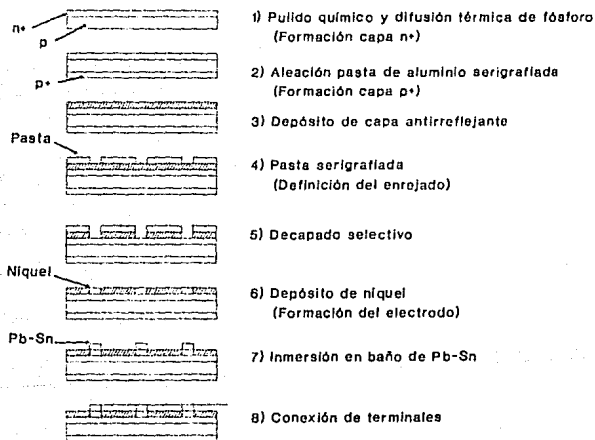


Figura 1.2 Proceso de fabricación de celdas solares.

La estructura de una celda solar consta de las siguientes partes, mismas que se pueden apreciar en la figura 1.3.

- a) Un sustrato tipo p de aproximadamente 250 micras de espesor.
- b) Una zona tipo n difundida a alta temperatura sobre el sustrato y de un espesor aproximado de 0.5 micras.
- c) Un contacto metálico posterior.
- d) Un contacto en forma de reja sobre la faz iluminada que recoge la corriente y la lleva hasta el conductor.
- e) Una capa protectora y antirreflejante.

La forma de la celda y la distribución del enrejado puede variar según el fabricante.

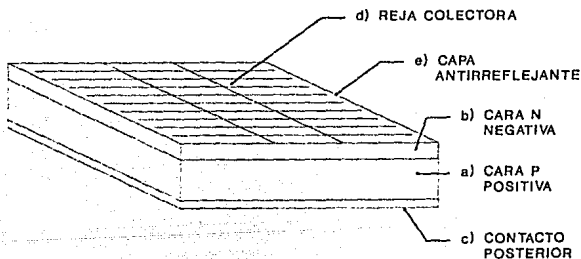


Figura 1.3 Estructura de una celda solar.

Para su utilización práctica es necesario agrupar un cierto número de celdas en serie y/o paralelo para formar así lo que se denomina un módulo fotovoltaico. Un conjunto de módulos interconectados eléctricamente forman a su vez un panel fotovoltaico y la agrupación de éstos forman un arreglo fotovoltaico.

Un arreglo fotovoltaico en conjunto con otros accesorios para su instalación y funcionamiento son lo que constituyen un sistema fotovoltaico.

En la figura 1.4 se ha representado desde la celda solar hasta el arreglo de paneles, base de las centrales fotovoltaicas. El elemento que se comercializa es el módulo.

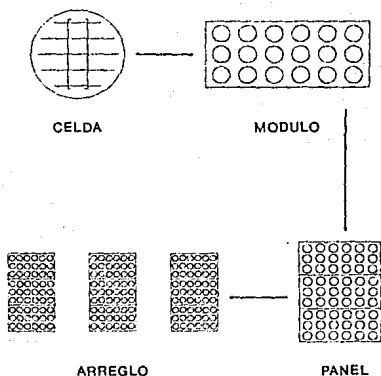


Figura 1.4 Celda - módulo - panel - arreglo.

La figura 1.5 muestra la estructura de un módulo fotovoltaico y sus principales componentes, sin embargo cada fabricante introduce sus propias variaciones.

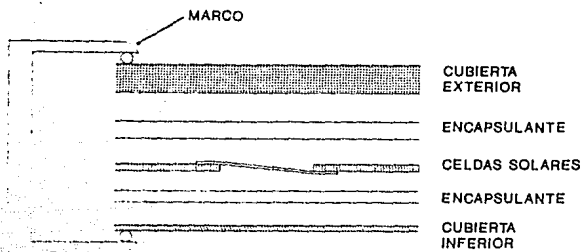


Figura 1.5 Estructura de un módulo fotovoltaico.

1.2.3 Rendimiento de una celda solar

Para analizar el rendimiento de una celda solar, se considera que los factores son de dos tipos:

1) Aquellos que provienen de la naturaleza física de los fenómenos naturales y que son difícilmente manejables, entre los cuales tenemos la distribución del espectro solar, clima, ubicación geográfica, intensidad de la luz, depósitos, etc.

2) Aquellos factores que dependen de la fabricación de la celda solar y que pueden ser mejorados como la calidad del material, contactos metálicos, etc.

La corriente y la potencia de salida de una celda solar es proporcional al área iluminada y el nivel de radiación, y

es afectada escasamente por la temperatura. Esto se puede ver estudiando una familia de curvas de corriente y tensión; intensidad y voltaje I-V (Fig. 1.6). Los puntos de interés son la potencia máxima (I_{pm} y V_{pm}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y la corriente de corto circuito (I_{cc}).

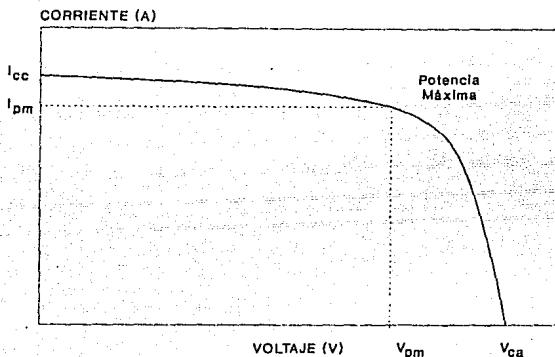


Figura 1.6 Curva I-V (Potencia máxima).

El voltaje de una celda solar se ve afectado en gran escala por la temperatura y no por el área de la celda. Por el contrario, la corriente de salida de una celda se ve afectada principalmente por la cantidad de insolación tal como se muestra en la figura 1.7.

La tensión de las celdas cristalinas varía en relación inversa a la temperatura y disminuye aproximadamente 0.5% por cada grado centígrado de aumento. Es importante considerar que la temperatura de operación de una celda solar no es la misma que la temperatura ambiente, ésta es

generalmente 20 a 40 grados centigrados mayor. El comportamiento de una celda solar en relación con la temperatura aparece en la figura 1.8.

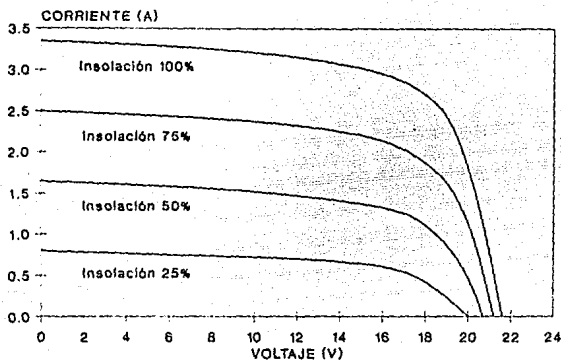


Figura 1.7 Curvas I-V a 4 niveles de insolación y temperatura de celda de 25°C.

Coefficiente de temperatura para corriente	+2.4 mA/°C
Coefficiente de temperatura para voltaje	-72 mV/°C
Coefficiente de temperatura para potencia	-0.4%/°C

Es por ello que los módulos deben mantenerse fríos y no impedir la circulación de aire. Se recomienda que los módulos que se instalen en los techos se hagan separados de él a una distancia de 8 cm, además, esto facilitará el mantenimiento.

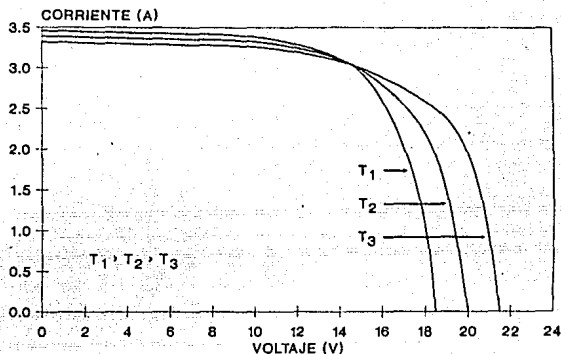


Figura 1.8 Curvas I-V a 3 niveles de temperatura y 100% de insolación.

Para comparar el rendimiento de varias celdas solares es necesario establecer ciertos parámetros para ubicar un mismo punto de comparación. Estos parámetros son:

- Una radiación de $1,000 \text{ W/m}^2$
- Espectro solar después de 1.5 atmósferas
- Temperatura de celda solar de 25°C

Los datos nominales normales de una celda solar son:

- Voltaje óptimo para potencia máxima de 0.450 V
- Corriente para la misma potencia de 30 mA/cm^2
- Potencia máxima proporcionada por una celda solar:

$$P = VI = 13.5 \text{ mW/cm}^2$$

Los fabricantes generalmente ofrecen curvas características de los paneles solares a una temperatura de operación de 25°C; para corregir los valores a temperaturas reales de operación, se pueden considerar los valores antes mencionados.

Depósitos sobre los módulos

En condiciones climáticas normales, los generadores fotovoltaicos tienden a ir acumulando ciertas cantidades de polvo y otras suciedades en su superficie. Este tipo de impurezas dependen del lugar en que se encuentren instalados, así como de la frecuencia con la que se limpien. Se ha determinado que este tipo de suciedades en la superficie, en comparación con módulos fotovoltaicos limpios, conducen a una pérdida en la captación de la radiación solar de sólo un 5%. Este fenómeno debe ser tomado en consideración para el caso en que los módulos puedan permanecer por un largo período sin limpieza, ya sea por ausencia de lluvias o por encontrarse en un lugar remoto, caso en el cual se debe considerar una pérdida en la captación de hasta un 10%.

1.3 Almacenamiento

Un problema importante que aparece con la utilización de la energía solar a gran escala es la del almacenamiento de energía. Como se ha visto, la producción de energía solar es impredecible casi en cualquier zona, principalmente en climas templados, debido a la luz solar y a la incertidumbre del clima.

Sin embargo, el almacenamiento de energía eléctrica no es ningún problema particular de los generadores solares. El almacenamiento siempre ha sido de particular importancia también para las centrales convencionales de generación.

No se ha encontrado un método de almacenaje de energía a gran escala. Sin embargo, los esfuerzos internacionales se dirigen a la aportación de nuevas técnicas, entre ellas:

- bombeo de agua a grandes alturas
- almacenamiento de aire comprimido
- almacenamiento en volantes
- almacenamiento de hidrógeno
- acumuladores electroquímicos

El almacenamiento de hidrógeno por electrólisis de agua y su subsiguiente uso como combustible es el que se encuentra más avanzado y pronto se dispondrá de unidades de electrólisis con un rendimiento del 65 al 90%.

En la actualidad y debido a su bajo costo relativo, el sistema de almacenamiento más rentable es la batería electroquímica o acumulador. Estas baterías, como los generadores de electricidad fotovoltaicos no contaminan, son estáticas, con elementos de bajo voltaje de corriente continua y son muy atractivas combinarlas con los sistemas fotovoltaicos.

La batería es un dispositivo capaz de transformar la energía potencial química en energía eléctrica. El principio de operación consiste en dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas a la carga o descarga.

Todas las baterías están compuestas por elementos de 2V nominales y una capacidad que dependerá del módulo y tipo de placas utilizadas. Para el uso comercial se fabrican como elementos sueltos para su interconexión entre sí, o bien ya conectados y presentados en bloques de tensión de 12 ó 24 V.

Profundidad de descarga. La profundidad de descarga es el porcentaje nominal que se puede extraer de la batería. La capacidad de una batería para soportar la descarga depende de su construcción. La mayoría de las baterías tienen placas eléctricamente activas sumergidas en un electrólito. Generalmente estas placas son de plomo, pero se combinan con otros materiales para hacerlas más resistentes, estos materiales pueden ser el plomo-calcio o plomo-antimonio. A su vez, mientras más gruesas sean las placas, mejor será la capacidad de la batería de soportar las descargas hasta los niveles más bajos y las recargas subsiguientes.

Para describir en general a las baterías hay dos términos que se utilizan que son de ciclo poco profundo y de ciclo profundo. Las primeras son ligeras y poco costosas pero no duran mucho tiempo debido a que no soportan ser descargadas a un alto nivel. Generalmente las baterías de ciclo poco profundo no deben descargarse más de un 25%. Las baterías de ciclo profundo son las que se usan más a menudo en sistemas fotovoltaicos, debido a que pueden tener una descarga mayor, de alrededor del 80% de su capacidad. Las baterías de níquel-cadmio pueden descargarse completamente hasta un 100% sin sufrir daños.

Debido a que las baterías de níquel-cadmio pueden descargarse completamente, es posible eliminar el uso del controlador de la batería.

Una clara diferencia entre las baterías de ciclo profundo y las de ciclo poco profundo es que a una profundidad de descarga del 40%, la de ciclo profundo puede soportar 3,300 ciclos, mientras que la de ciclo poco profundo sólo puede soportar alrededor de 400 ciclos. Se debe aclarar que estos son valores teóricos y existen otras condiciones que pueden alterar estos datos notablemente.

La figura 1.9 muestra una curva de estado de carga de una batería. Puede notarse que la tensión cambia lentamente desde un estado de carga del 95 al 20%. Esto indica que se puede tener un mismo valor de tensión para diferentes estados de carga.

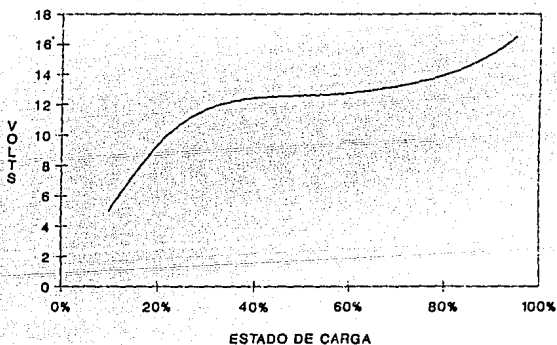


Figura 1.9 Curva de estado de carga de una batería típica de 12 V.

1.3.1 Régimen de descarga

El rendimiento de una batería disminuye con la temperatura, no se puede esperar el mismo rendimiento de una batería fría como de una caliente, aun cuando sean del mismo tipo. El régimen de descarga equivale a la más alta intensidad de corriente que se espera extraer de la batería. Se expresa como una relación de la capacidad nominal de la batería, C . Si se extraen 20 A de una batería con capacidad nominal de 100 A se dice que el régimen de descarga es $C/5$.

En la figura 1.10 se muestra la capacidad en función de la temperatura de una batería de plomo-ácido.

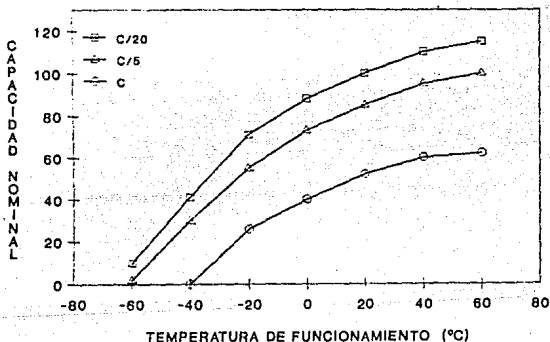


Figura 1.10 Capacidad en función de la temperatura.

1.3.2 Capacidad nominal

Es la máxima cantidad de energía que se puede extraer de la batería. Sin embargo, la batería puede dañarse si se llega a esos límites por mucho tiempo con la excepción de las baterías de níquel-cadmio.

Una capacidad nominal de 20 horas significa que la batería se descargará después de soportar una descarga constante durante 20 horas.

1.3.3 Vida útil de la batería

Es difícil predecir la vida de una batería, ya que ésta depende de la temperatura de operación, los ciclos de carga y descarga, y profundidad de los mismos. Sería raro que una batería del tipo plomo-ácido durara más de 10 años en un sistema fotovoltaico. Las baterías de níquel-cadmio generalmente duran más tiempo cuando se emplean en condiciones normales.

1.3.4 Tipos de baterías

Existen muchos tipos de baterías para los conjuntos fotovoltaicos. Estas pueden ser herméticas o abiertas. Las baterías abiertas son aquellas que permiten la entrada de agua destilada al electrólito líquido. Las baterías herméticas sólo dejan liberar el hidrógeno por medio de una válvula, pero no permiten la adición de electrólito.

La mayoría de las baterías utilizadas pertenecen a la familia de las baterías de plomo-ácido. Estas pueden tener electrólito líquido o cautivo. La batería de plomo-

antimonio se utiliza más frecuentemente en sistemas fotovoltaicos independientes y es del tipo abierto por su gran consumo de agua.

Las baterías de níquel-cadmio para aplicaciones fotovoltaicas proporcionan una alta vida y una gran confiabilidad al sistema, los requisitos de mantenimiento son bajos, gran durabilidad y capacidad de soportar condiciones extremas.

No se deben utilizar baterías de automóvil para aplicaciones fotovoltaicas, ya que éstas tienen un modo de empleo de altas descargas en un corto lapso de tiempo, un pobre control de carga y grandes variaciones de temperatura.

1.3.5 Mantenimiento

En casi todos los sistemas fotovoltaicos se utilizan las baterías como fuente de almacenamiento, y estas baterías requieren de un mantenimiento periódico. Debe verificarse el nivel del electrolito, la tensión (voltaje) y la gravedad específica de cada celda para determinar su constancia. La gravedad específica de las celdas debe medirse con un hidrómetro, ya sea en climas fríos, o cuando comience el invierno. Esta verificación debe de hacerse cuando esté bien mezclado el electrolito. Si el electrolito está estratificado, se debe recargar vigorosamente la batería y posteriormente verificar la gravedad específica. La estratificación del electrolito puede suceder si la batería se encuentra en rangos de operación del 80 al 90% durante un periodo largo.

La carga de las baterías se puede hacer por medio de un generador de corriente o con los módulos fotovoltaicos, sólo desconectando la carga.

En ambientes fríos, el electrólito se puede congelar. La temperatura de congelación de una batería de plomo-ácido es función de su estado de carga. Cuando una batería de electrólito está descargada, la mayoría de su electrólito es agua. El electrólito de una batería cargada tiene altas concentraciones de ácido sulfúrico y por lo tanto la temperatura para que se congele es menor. La temperatura de una batería depende principalmente del medio ambiente. Los daños a causa de la congelación son menos comunes en baterías de níquel cadmio.

1.3.6 Disponibilidad de un sistema

Se entiende como disponibilidad del sistema el tiempo que un sistema puede satisfacer una carga determinada sin interrupción. Este periodo depende principalmente de la capacidad del sistema de batería empleado.

Las fallas y el tiempo de mantenimiento son las causas principales que reducen la disponibilidad de un sistema de energía. Sin embargo, en los sistemas fotovoltaicos, la disponibilidad adquiere una incertidumbre diferente debido a las variaciones de la fuente de energía. El diseño de un sistema fotovoltaico requiere del cálculo estimado de la radiación solar, mismos datos que se pueden obtener de parámetros meteorológicos tomados por un largo tiempo. Los periodos fuera de servicio se deben a la falta de energía solar.

En la práctica, los niveles de disponibilidad usados para sistemas fotovoltaicos son dos:

Nivel no crítico 95.0%

Nivel crítico 99.0%

Estos niveles de disponibilidad son buenos, ya que cualquier otro sistema generador ya sea hidroeléctrico, termoeléctrico o nuclear, pueden lograr apenas una disponibilidad del 90%. En cambio muchos sistemas fotovoltaicos pueden exceder este porcentaje aun tomando en cuenta el mantenimiento y las variaciones fuera de control de la energía solar.

1.4 Controladores

Los controladores se incluyen en muchos sistemas fotovoltaicos y son la parte esencial para el buen rendimiento de las baterías, ya que las protegen de sobrecargas y descargas excesivas. La mayoría de los controladores detectan la tensión de la batería y operan de acuerdo con los niveles de tensión.

Los módulos fotovoltaicos generalmente tienen una tensión de salida superior a la tensión de las baterías. Esto es debido a dos causas:

- 1) La tensión del panel debe ser más elevada debido a la disminución que se puede producir por el aumento de temperatura o debido a fenómenos meteorológicos.

2) La tensión del módulo debe ser mayor que el de la batería, para poder cargarla adecuadamente.

Los controladores son los elementos que causan más problemas en un sistema fotovoltaico. Las funciones innecesarias de los mismos los hacen más complejos y aumentan la posibilidad de falla. No son aparatos muy simples, porque el estado de carga de una batería depende de muchos factores difíciles de medir.

El controlador debe tener suficiente capacidad para soportar la energía generada por los paneles solares, además de los picos en la generación debido al aumento de la radiación que a veces producen las nubes durante cortos periodos de tiempo. Este valor se obtiene multiplicando la corriente de corto circuito del conjunto por 1.25. Estos valores máximos de corriente y tensión constituyen los parámetros mínimos necesarios para la selección del controlador.

Algunas características de estos controladores son:

- Puntos de control de alta y baja tensión
- Alarma de baja tensión
- Compensación de temperatura
- Protección contra el flujo inverso de corriente
- Instrumentos medidores de tensión y corriente

Si se debe limitar la descarga de la batería a un nivel preciso del 40%, por ejemplo, es difícil seleccionar un solo valor de tensión que represente este estado de carga. También, cuando se desconecte el conjunto fotovoltaico o la carga del sistema, la tensión de la batería cambiará entre un 15 ó 25%.

La mayoría de los controladores tienen un diodo que evita el flujo de corriente desde la batería hasta el conjunto fotovoltaico durante la noche. Este diodo de bloqueo es esencial para evitar que el módulo fotovoltaico actúe como un diodo polarizado en el sentido de conducción.

En la figura 1.11 se muestra un interruptor manual para desconectar el conjunto y el controlador.

Esencialmente existen dos grandes grupos de controladores: los tipo Shunt o Paralelo y los tipo Serie. La misión de ambos es la misma y la diferencia radica en la forma de trabajo y presentación de cada uno de estos elementos.

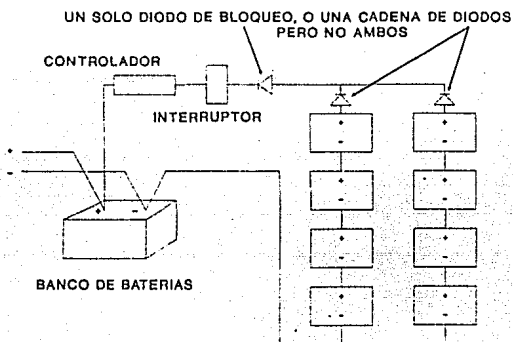


Figura 1.11 Conjunto con diodo de bloqueo.

1.4.1 Regulador Shunt

Los reguladores tipo Shunt (Fig. 1.12) han de disipar la corriente excedente del módulo fotovoltaico cuando el sistema de baterías alcanza un estado de plena carga. Esta tarea es sencilla para sistemas pequeños, pero con los grandes sistemas se necesitan disipadores múltiples lo que conduce a problemas de confiabilidad y costo.

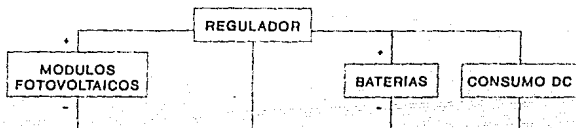


Figura 1.12 Regulador tipo Shunt o Paralelo.

1.4.2 Regulador Serie

Estos aparatos desconectan los módulos fotovoltaicos de las baterías cuando se logra un estado de plena carga. Este es un equipo equivalente a un interruptor conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo fotovoltaico a las baterías durante la carga, y un circuito abierto entre el grupo fotovoltaico y las baterías cuando éstas se encuentran plenamente cargadas tal como se observa en la figura 1.13.

En este regulador no se disipa energía, ya que cuando está en la posición cerrada no hay caída de tensión en el interruptor y cuando se encuentra en la posición abierto no hay paso de corriente.

Básicamente estos equipos constan de:

- Un relé mecánico cuyos contactos proporcionan una mínima resistencia al flujo de corriente.
- Circuitos de detección y control para determinar el estado apropiado del relé.

Los circuitos de control tienen como función el detectar el potencial de carga de las baterías para determinar cuando se encuentran éstas plenamente cargadas.

Cuando la tensión en la batería alcanza un valor preestablecido, los circuitos de control abren el relé y le permiten que permanezca abierto durante un cierto tiempo, después del cual cierran el relé para reanudar la carga.

Ultimamente se han diseñado relés de estado sólido capaces de anular las ventajas que proporcionaban los elementos electromecánicos. Así la vida de los reguladores Serie se hace mucho más larga, disminuyendo su tamaño y la no disipación de calor, lo que los hace aptos para su utilización en cabina hermética.

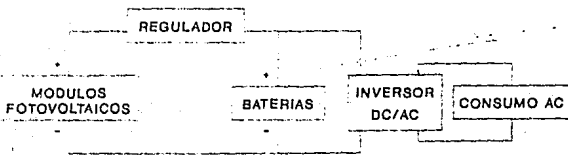


Figura 1.13 Regulador Serie.

Otro tipo de reguladores son aquellos en los que la energía en exceso la desvían hacia otros circuitos que pueden estar conectados, por ejemplo, a una bomba. De esta forma nunca se desaprovecha la energía generada por los módulos.

1.5 Sistemas de conversión de DC a AC

Las unidades de conversión de corriente directa a corriente alterna son artefactos importantes en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico que debe alimentar cargas de artefactos eléctricos de c.a.

Para poder especificar un inversor es necesario conocer ciertas características para acoplarlo a todo el sistema.

Esta selección influirá en el rendimiento y economía del sistema, ya que éste es el tercer componente más costoso, después del conjunto fotovoltaico y de la batería. Algunas de las características que se deben considerar son:

- Demanda total de potencia de c.a.
- Forma de onda de salida del inversor
- Corriente de régimen mínimo
- Tensión de entrada y salida
- Capacidad de soportar sobretensiones transitorias
- Protección contra sobretensiones
- Régimen de funcionamiento
- Rendimiento
- Modularidad

Los inversores comunes funcionan a 12, 24, 48 ó 120 V de c.c. con salida de 120 ó 240 V c.a. a 60 Hz. Las formas de onda más comunes son cuadrada, sinusoidal modificada y sinusoidal (Fig. 1.14). La forma de onda de salida depende de los filtros que se utilicen para suavizar la forma de onda, y para eliminar las frecuencias indeseadas que ocurren durante la conmutación.

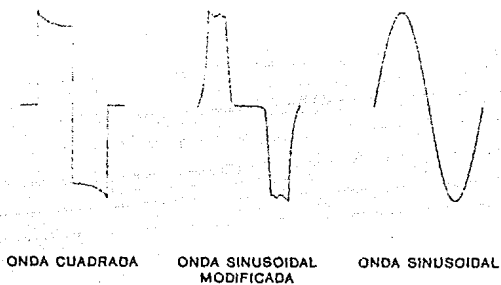


Figura 1.14 Formas de onda.

Los inversores de onda cuadrada proporcionan una salida de c.a. con poco control de tensión, capacidad limitada contra sobretensiones y una distorsión armónica considerable. Son poco costosos pero no pueden ser utilizados con ciertos artefactos, sólo son adecuados para algunas herramientas, lámparas o calentadores con resistencia eléctrica. Los inversores de onda sinusoidal modificada tienen menos distorsión armónica por lo que pueden alimentar algunos aparatos electrónicos, lámparas y la mayoría de los tipos de motores. Los inversores de onda sinusoidal pueden alimentar cualquier tipo de carga y la

onda de c.a. es tan buena como la de la mayoría de las empresas de servicios públicos.

Rendimiento de la conversión de potencia.- Es la relación entre la potencia de entrada y la potencia de salida. Esta relación es difícil de estimar por la demanda de carga de los aparatos eléctricos.

El rendimiento de un inversor disminuye a medida que utilizamos menos potencia de la nominal del equipo inversor.

$$\text{Rendimiento} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}} \quad (1.1)$$

Potencia de régimen.- Es el número de watts que el inversor puede suministrar.

Régimen de funcionamiento.- Es el tiempo que el inversor puede funcionar a máxima carga.

Protección de tensión.- Es una protección que ayuda a desconectar el inversor en caso de que un exceso de tensión se suscite por parte de las baterías o del conjunto fotovoltaico.

1.6 Tipo y calibre de conductores

La correcta selección y tipo de calibre de los conductores aumentará el rendimiento y confiabilidad del sistema fotovoltaico. Todas las conexiones deben hacerse para que duren más de 20 años.

Se recomienda el uso de conductores de cobre en el sistema. Los conductores de aluminio son menos costosos, pero pueden causar problemas si se usan incorrectamente.

Algunos de los tipos de conductores de uso común son los siguientes:

UF - Se usa para interconectar módulos y paneles del sistema fotovoltaico. Resistente a la luz, con revestimiento integrado al aislamiento y resistente a la humedad. Puede ser utilizado para el enterramiento directo, es de combustión lenta y además resistente a la corrosión y formación fúngica.

SO - Se utiliza para interconexiones del conjunto fotovoltaico, pero no se recomienda su uso directamente a la luz solar.

TC - Para conexiones del conjunto fotovoltaico. Armado con dos o más conductores en un revestimiento no metálico.

USE - Para conectar componentes de un sistema fotovoltaico, pero no tiene revestimiento de combustión lenta.

TW/THHN - Revestimiento de combustión lenta, termo-plástico y resistente al calor, debe instalarse en ducto ya sea enterrado o en la superficie.

NMB (Romex) - Su uso se recomienda para lugares secos.

TABLA 1.1
CAPACIDAD EN AMPERES DE
CONDUCTORES DE COBRE (A)

AWG	T, TW, UF	RHW, THW, XHHW, THWN
14	15	15
12	20	20
10	30	30
8	40	50
6	55	65
4	70	85
3	85	100
2	95	115
1	110	130
1/0	125	150
2/0	145	175
3/0	165	200
4/0	195	230

2. VARIABLES A CONSIDERAR

2.1 Insolación

Insolación es la cantidad de energía solar que recibe un área determinada durante un periodo de tiempo determinado. Las unidades de medida de la insolación son kilowatt-hora por metro cuadrado, BTU's por pie cuadrado, Langleys (L), o Megajoules por metro cuadrado.

Los factores de conversión son:

$$1 \text{ kWh/m}^2 = 317.07 \text{ Btu/pie}^2 = 3.6 \text{ MJ/m}^2$$

$$1 \text{ Langley} = 1 \text{ cal/cm}^2$$

$$1 \text{ Wh/cm}^2 = 860 \text{ Langleys}$$

$$1 \text{ Langley/min} = 221 \text{ Btu / pie}^2\text{h}$$

La radiación solar que llega a los límites más altos de la atmósfera muestra algunas variaciones, pero se ha establecido como constante solar el valor medio de 1,395 W/m². La actividad de las manchas solares puede modificar la producción de energía solar en un ± 2% y se da una variación de un 3.5% a medida que la órbita elíptica de la Tierra hace que ésta se aproxime o se aleje del Sol (152 x 10⁶ km en el afelio y 147 x 10⁶ km en el perihelio).

2.1.1 Ubicación geográfica

Los datos de insolación diaria se presentan como valores promedios por mes. La irradiancia máxima es la disponible al mediodía solar de cualquier día. El mediodía se define como la hora cuando el Sol llega a su apogeo

durante su trayectoria a través del firmamento. El término "horas pico" se define como el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio máximo de $1,000 \text{ W/m}^2$. Seis horas pico significa que la energía captada durante un número total de horas con el Sol en el día es igual a la energía recibida si el Sol hubiera brillado a $1,000 \text{ W/m}^2$ durante seis horas.

La disponibilidad media anual de la energía solar a nivel mundial, en cuanto a regiones geográficas, se muestra en la figura 2.1.

En este mapa de insolación mundial pueden notarse las 6 regiones o desiertos con la mayor insolación mundial, la que alcanza valores anuales superiores a 800 KJ/cm^2 (6.088 horas pico diarias). Tales desiertos son los de Sonora-Arizona, de Chile-Perú, del Sahara, de Arabia, de Sudáfrica y de Australia.

Para el diseño de sistemas solares en ingeniería es necesario mapas de insolación más precisos que el mundial en el caso del territorio mexicano. La figura 2.2 muestra la insolación diaria en un promedio anual. Cabe hacerse notar que la insolación en la vertiente del Pacífico es notablemente mayor que la del Golfo.

La absorción atmosférica reduce esta intensidad en una medida que depende parcialmente de la longitud del recorrido a través de la atmósfera y parcialmente del estado de la masa de aire también llamado "masa de aire 1" (nubes, niebla, partículas suspendidas, etc.). Cuando el Sol se encuentra en un ángulo de latitud bajo se ha establecido la intensidad media como 1 kW/m^2 (a nivel del mar). Este valor indica el efecto que sufre la radiación al atravesar el

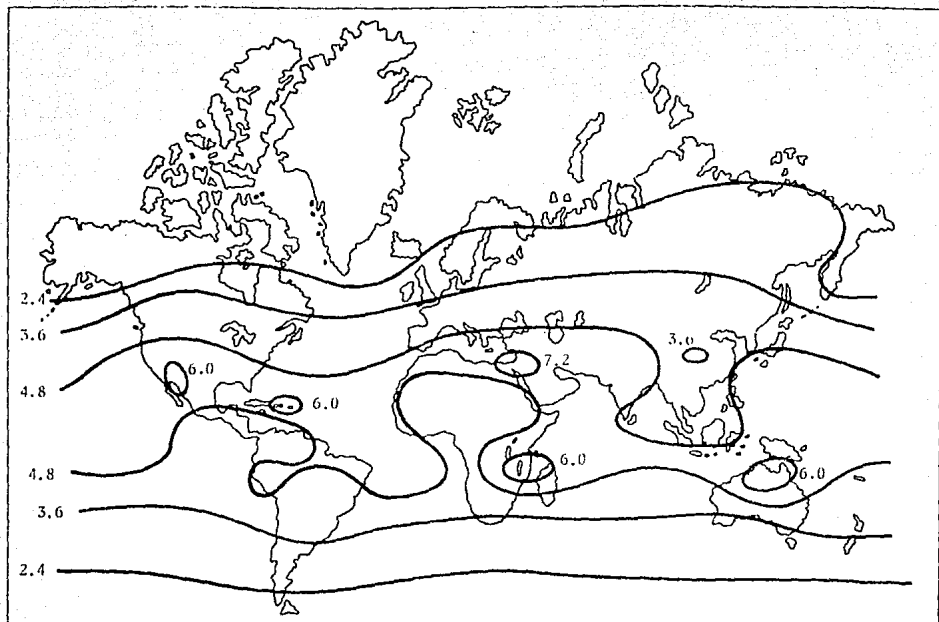


Figura 2.1 Mapa de insolución mundial (horas pico promedio anual).

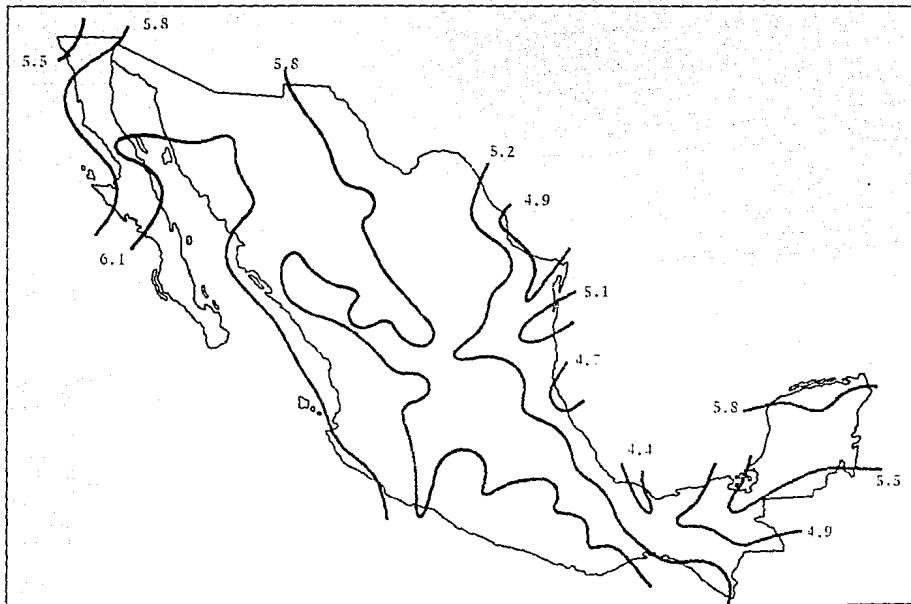


Figura 2.2 Mapa de insulación República Mexicana (horas pico promedio anual).

espesor de una atmósfera.

Parte de esta radiación viene directamente del Sol, sin embargo aproximadamente un 10% de la radiación solar nos llega como radiación difusa inclusive cuando las nubes no están obstruyendo los rayos solares. En tiempo nubloso la radiación del Sol se reduce mucho y la mayor parte de la luz que atraviesa las nubes nos llega como luz difusa.

Cabe mencionar que los países industrializados como Japón y Estados Unidos, que se encuentran en latitudes de baja insolación, sin llegar a estar en los trópicos, son los países que han desarrollado a nivel comercial el uso de sistemas fotovoltaicos; generadores que serán claramente más rentables tecnológica y económicamente en los países en desarrollo de las zonas tropicales y el Ecuador.

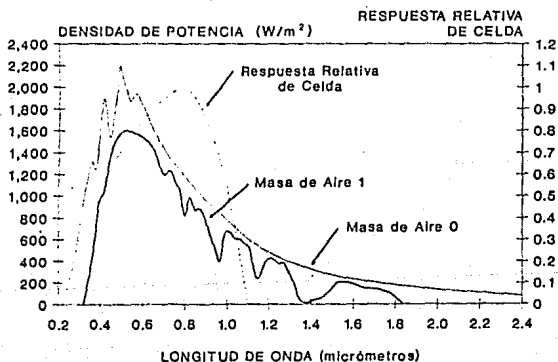


Figura 2.3 Espectro de radiación solar.

La figura 2.3 muestra el espectro de radiación solar, y la respuesta de una celda solar según la longitud de onda.

La constante de energía solar se obtiene al integrar el área en la parte inferior del espectro de radiación.

Esta constante solar es un promedio, sin embargo se pueden registrar valores instantáneos mayores de hasta $1,500 \text{ W/m}^2$ durante los días en que haya reflexión de nubes blancas. La figura 2.4 muestra la energía solar captada en un día totalmente nublado, uno despejado y uno con algunas nubes.

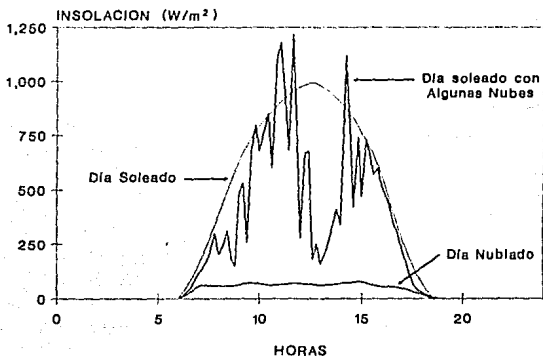


Figura 2.4 Efecto de las nubes.

Estos valores tan altos sólo se dan por segundos. Lo mismo ocurre en zonas cubiertas por la nieve, ya que aunque estos lugares están a grandes latitudes, la radiación captada es mayor debido a la reflexión de la nieve.

2.1.2 Efecto de la latitud

Muchos factores se deben considerar en el cálculo de un sistema fotovoltaico, y la más importante es la estimación de la energía solar en el lugar. Esta puede variar en el curso del día, y en la mayoría de las veces, en el curso del año.

Los datos de insolación se refieren a la insolación captada en un plano horizontal, sin embargo, los rayos solares casi nunca llegan perpendicularmente a la Tierra, esto como producto del movimiento diario de rotación y el movimiento a lo largo del año alrededor del Sol (traslación). Un colector que no esté orientado en sentido perpendicular a los rayos solares sólo tendrá un área efectiva igual a la proyección real del área como muestra la figura 2.5.

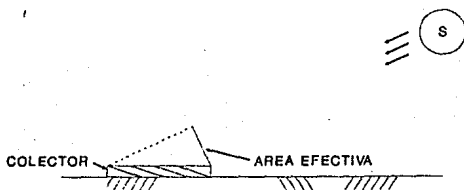


Figura 2.5 Efecto de orientación relativa al Sol.

En la figura 2.6 se muestra la dirección con que los rayos solares pegan en la Tierra. Puede notarse que sólo en el día de los equinoccios el 21 de marzo (primavera) y el 21 de septiembre (otoño) los rayos inciden en la Tierra con un ángulo cero con respecto al Ecuador haciendo por consiguiente que el día y la noche tengan igual duración. En tales días los rayos solares hacen un ángulo δ_v respecto

a la vertical igual a la latitud ϕ del lugar. En el período de primavera y verano los rayos solares inciden en la superficie terrestre con un ángulo δ_v respecto a la vertical menor que ϕ haciendo que el día tenga mayor duración que la noche y a la vez que el ángulo δ decrezca negativamente hasta el solsticio de verano el 21 de junio, día en que se tiene el día más largo y el mínimo valor de $\delta = -23^{\circ}27'$. Por otra parte, en el período otoño-invierno, los rayos del Sol hacen un ángulo δ_v mayor que ϕ por lo que se tienen los días más cortos que las noches hasta llegar al solsticio de invierno el 21 de diciembre, cuando δ llega a un máximo de $+23^{\circ}27'$ fecha en que se tiene el día más corto.

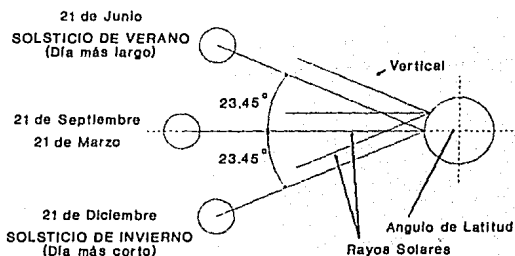


Figura 2.6 Orientación relativa del Sol y la Tierra.

Por lo tanto tenemos que:

$$E = E_d \cos \delta_v = E_d \cos (\delta + \phi) \quad (2.1)$$

donde:

δ = declinación (ángulo del Sol respecto al Ecuador)

ϕ = ángulo de latitud del lugar

$\delta_v = \delta + \phi =$ ángulo del Sol respecto a la vertical
 $E =$ insolación recibida en un colector horizontal
 $E_d =$ insolación recibida en un captador perpendicular a los rayos solares.

Entonces la insolación recibida en un colector a un ángulo θ de orientación respecto a la horizontal está dada por:

$$E_{\theta} = E_d \cos (\delta_v - \theta) \quad (2.2)$$

Esta ecuación nos permite determinar cualquier insolación para un ángulo de orientación θ determinado y así maximizar la insolación anual captada.

Muchas veces no se cuentan con los datos suficientes de radiación solar en un plano horizontal (E) en un lugar determinado, sin embargo se puede estimar la radiación diaria total por la expresión:

$$E = E_{sc} (0.29 \cos \phi + 0.52 (n / N)) \quad (2.3)$$

donde:

$E =$ radiación diaria total sobre un plano horizontal
(Wh/m² por día)

$E_{sc} =$ "constante solar por día" (9,830 Wh/m² por día)

$N =$ posibles horas de Sol por día

$n =$ reales horas de Sol por día

Ahora, eliminando E_d de (2.1) y (2.2), tenemos la insolación para un captador inclinado:

$$E_{\theta} = E \frac{\cos (\delta - \theta)}{\cos (\delta_{\nu})} \quad (2.4)$$

donde sólo es necesario conocer la inclinación del Sol con respecto al Ecuador por mes, que está dada por la expresión:

$$\delta = \pm 23.45^{\circ} \text{ sen } (360 \times (284 + n) / 365) \quad (2.5)$$

en donde n es el día del año en numeración progresiva, y el signo negativo es para usarse en cálculos del hemisferio Norte.

Ya que la posición del Sol respecto al punto de captación no es constante, no es posible tener un sistema fijo que capte la máxima radiación. En teoría, un arreglo fotovoltaico que siga al Sol en su trayectoria, es la mejor manera de captar la energía solar. Durante el curso de un día un seguidor solar se mantendrá en dirección perpendicular a los rayos solares desde que el Sol nace en el horizonte y lo recorre de Este a Oeste.

En la actualidad, los mecanismos seguidores son raramente utilizados en sitios remotos debido a que una falla provoca una falta de energía eléctrica. La energía adicional que un sistema seguidor capta no compensa el costo del sistema, la energía necesaria para operarlo y la confiabilidad que representa tener un mecanismo como tal. Un cambio del ángulo cada 3 meses en los captadores produciría un aumento de energía de menos del 5%. Sin embargo en sistemas con algún grado de concentración solar son imprescindibles.

Para captadores fijos, el ángulo ideal se escoge en base a captar la máxima energía durante la época con menos insolación. Este ángulo sacrifica potencial durante otras temporadas, pero asegura mantener una carga constante. El azimut (ángulo que con el meridiano de un lugar forma el círculo vertical que pasa por un punto del globo terráqueo) preferible para sistemas instalados en el hemisferio Norte es el Sur verdadero. La variación de energía en sistemas orientados hacia el Sur verdadero no muestran una gran variación si el azimut del conjunto se mantiene a $\pm 20^\circ$ del Sur verdadero. Los ángulos de $\pm 15^\circ$ en el azimut orientarán la producción de energía hacia el invierno o el verano, respectivamente.

Si no se disponen de los datos necesarios para el cálculo de la insolación en un determinado lugar, ni de la insolación misma, se sabe por experiencia que un ángulo de inclinación confiable para tener la mayor captación de energía solar durante el año, es igual al ángulo de latitud del lugar.

En la tabla 2.1 se muestra la disponibilidad media de insolación diaria para la Ciudad de México para captadores ubicados con una inclinación de -15° , $19^\circ 33'$ (ángulo de latitud) y $+15^\circ$ para un conjunto fijo, conjunto seguidor de un eje, así como para conjunto seguidor de 2 ejes.

Puede notarse que para una inclinación de -15° , el captador es eficiente en los meses de verano y no lo es en el invierno. Por otra parte, para una inclinación de $+15^\circ$, el captador llega a su máximo en rendimiento en los meses de invierno y no así en verano. La inclinación de $19^\circ 33'$ nos puede dar una buena captación en cualquier mes del año.

TABLA 2.1
DISPONIBILIDAD MEDIA DE INSOLACION DIARIA
MEXICO D.F. (Ubicación: 19° 33'N, 99° 18'O, 2,268 m)

Mes	Inclinación (-15°)		Inclinación (latitud)		Inclinación (+15°)		2 Ejes
	Fijo	1 Eje	Fijo	1 Eje	Fijo	1 Eje	
ENE	4.32	5.06	4.90	5.85	5.23	6.23	6.27
FEB	6.24	7.39	6.86	8.17	7.11	8.40	8.41
MAR	7.71	9.51	7.99	9.96	7.86	9.74	9.99
ABR	6.22	8.07	6.07	8.02	5.64	7.41	8.13
MAY	5.93	7.84	5.57	7.45	4.97	6.56	7.86
JUN	4.94	6.66	4.58	6.20	4.06	5.32	6.72
JUL	4.92	6.64	4.60	6.24	4.10	5.42	6.67
AGO	5.43	7.19	5.22	7.02	4.78	6.37	7.20
SEP	5.00	6.51	5.04	6.69	4.84	6.41	6.70
OCT	4.45	5.67	4.82	6.15	4.87	6.22	6.26
NOV	4.50	5.29	5.06	6.04	5.36	6.38	6.40
DIC	4.51	5.54	5.23	6.49	5.68	6.99	7.07
Año	5.35	6.78	5.50	7.02	5.38	6.79	7.31

Para la Ciudad de México la insolación no tiene un comportamiento normal debido al efecto de una estación prolongada y fuerte de lluvias y nublados en el verano, el otoño y aun parte de la primavera.

2.2 Costos e inversiones

Hay diversas opciones de generación de energía eléctrica en lugares remotos. Mediante el cálculo del costo de ciclo de vida útil, se tiene otro punto de comparación directa de tales opciones como son un sistema fotovoltaico, un generador con gas o diesel, o la extensión de la red eléctrica.

El cálculo del costo de ciclo de vida útil de un proyecto se puede representar con la expresión:

$$CCV = C_{va} + M_{va} + E_{va} + R_{va} - V_{va} \quad (2.6)$$

Costo del capital (C). El costo del capital, es el capital inicial que se tiene que dar como un solo pago en el primer año y que incluye los gastos de ingeniería, transporte e instalación.

Costo de mantenimiento (M). Equivale a la suma de todos los gastos de mantenimiento programado y operación. No incluye costos de combustible o reemplazo de equipos. Dichos gastos incluyen los honorarios de trabajadores, impuestos, seguros y todo el mantenimiento programado.

Costo de energía (E). Es la suma de los costos anuales de combustible o energía, así como el transporte del mismo hasta el lugar. Este costo se calcula separadamente del costo de operación y mantenimiento. Un sistema fotovoltaico tendrá gastos de energía nulo, pero un sistema de generación con motor diesel necesitará uso de combustible.

Costo de reemplazo (R). Es la suma de los costos previstos de reparación y reemplazo en la vida útil del equipo, lo que pueden ser las baterías de un sistema fotovoltaico. Normalmente estos costos ocurren en años específicos.

Valor de recuperación (V). Es el valor neto o de rescate de un sistema en el último año de vida útil. Normalmente se le da un valor de 20% del costo original para el equipo mecánico recuperable.

Los costos futuros tienen que ser descontados (o calculados con un porcentaje de descuento) debido a la variación de valor que tiene el dinero con el tiempo.

El valor actual de los gastos que se realicen en el futuro está dado por:

$$\text{Valor actual} = \text{Costo} \times \text{Factor de valor actual} \quad (2.7)$$

El factor de valor actual está en función de la tasa de inflación y del año en el que se calcula el valor actual.

La tabla A.1 indica los factores únicos de valor actual. Estos factores se usan para el descuento de un costo que ocurra en un año determinado. La tabla A.2 indica los factores uniformes de valor actual para los costos que se repiten anualmente.

No se deben considerar sólo los costos de instalación de un sistema, ya que éstos constituyen sólo una parte del costo total del mismo. El mantenimiento, reparaciones y combustible hacen variar el costo total. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico tiene un costo inicial mayor en comparación con un generador de gas, pero el primero no requiere combustible y su mantenimiento es mucho menor.

Así mismo la extensión de la red eléctrica plantea problemas para los lugares remotos ya que a la vez su acceso puede no ser por terreno normal. El costo de la extensión de la red es función de la distancia y de la capacidad de la misma.

El costo de ciclo de vida útil se muestra en la figura 2.7 para cargas de 45, 90 y 135 kWh/día. Se ve claramente que la extensión de la red sólo es conveniente para distancias menores a 5 km. Aun la instalación de un generador diesel es más conveniente que la extensión de la red para distancias mayores a 10 km.

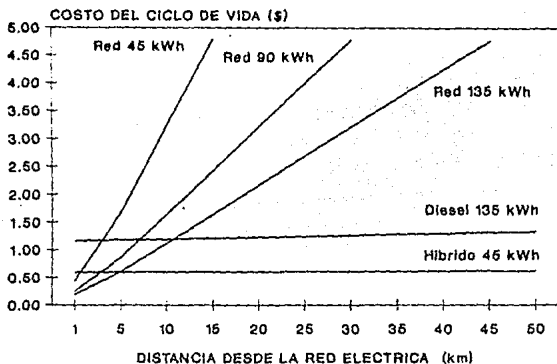


Figura 2.7 Costo del ciclo de vida contra distancia.

Por otra parte, el costo de un sistema fotovoltaico también se ve afectado por la disponibilidad del mismo. Esto se puede ver claramente en la figura 2.8.

La parte principal del costo de sistemas fotovoltaicos lo constituye el arreglo de módulos y el banco de baterías. La inclinación de un sistema es la que determinará la capacidad de las baterías, controlador, inversor y demás componentes, es por ello que esta selección debe ser la acertada.

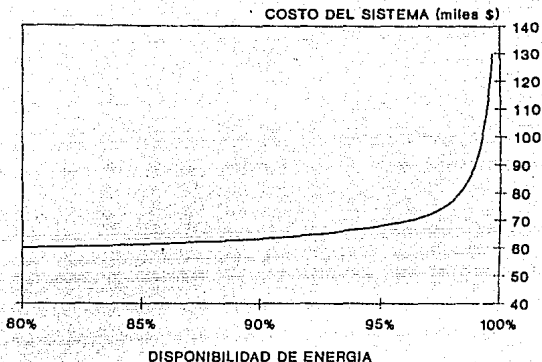


Figura 2.8 Disponibilidad contra costo de un sistema fotovoltaico.

2.2.1 Criterio de costo para selección de batería

Las baterías tienen un costo elevado, particularmente si tienen que ser reemplazadas varias veces durante la vida de un sistema fotovoltaico. En la actualidad, el costo de una batería es aproximadamente del 20 al 25% del costo total del sistema. Si las baterías se reemplazan dos veces, el costo de las baterías puede representar el 50% del costo del sistema. Estos costos se muestran en la figura 2.9.

Un análisis económico de las baterías debe considerar varios aspectos:

- Costo inicial
- Vida útil y costo de reemplazo
- Costo de mantenimiento
- Costo de transportación: inicial y de reemplazo
- Costo de instalación: inicial y de reemplazo

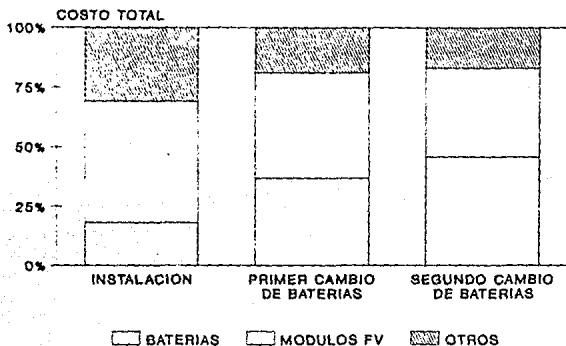


Figura 2.9 Costo relativo de los componentes de un sistema fotovoltaico.

La vida útil y el costo de mantenimiento está en relación con la construcción de la batería. Si se hace una correcta selección de la batería, la vida útil se incrementará y los costos por mantenimiento disminuyen. Sin embargo, la vida útil y el costo por mantenimiento también son determinados por el sistema controlador. Un controlador confiable, aumentará la vida de la batería y hará mínimo el mantenimiento.

El costo de transportación de la batería está en función del tamaño y peso, así como de la localización del

sitio. El costo de instalación a su vez está determinado por la construcción de la batería y las características del lugar.

El costo inicial contra el ciclo de vida se muestra en la figura 2.10. La unidad seleccionada es $\$/\text{ampere-hora}$ (la capacidad de la batería está dada en ampere-hora). El punto B representa la selección óptima de una batería. En el punto A, se ha seleccionado una batería inferior a la necesaria y como consecuencia se tiene mayor número de reemplazos y un costo de ciclo de vida útil mayor. El punto C representa la selección de una batería sobre-calculada y el ahorro por mantenimiento y reemplazos poco frecuentes no son suficientes para justificar el costo inicial.

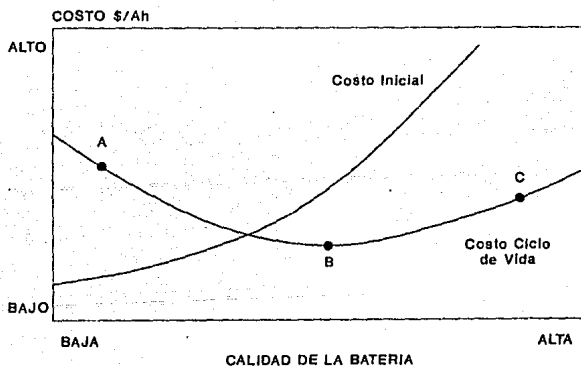


Figura 2.10 Costo del ciclo de vida de las baterías.

2.3 Aceptación

La red eléctrica es considerada universalmente como normal en la distribución de electricidad. Este método da pocas limitaciones al usuario. Así mismo, se tiene una alta calidad en la energía y gran eficiencia y disponibilidad. Sin embargo, si las líneas de distribución son interrumpidas por un largo período, este método de distribución pierde aceptación y otras opciones pueden tener aceptación local.

“El sistema diesel produce más problemas con las emisiones, ruido y almacenamiento de combustible.

El sistema fotovoltaico tiene una compatibilidad con el ambiente reconocida por los usuarios, así como la calidad de la electricidad.

2.4 Voltaje, amperaje y tiempo de operación

La estimación de la carga que un sistema fotovoltaico debe soportar se expresa, no en watts-hora, sino en ampere-hora a un voltaje de operación dado (Hoja de Cálculo # 1). Esto es debido a que los módulos se diseñaron para entregar una corriente casi proporcional a la insolación en el rango de voltajes que operan las baterías.

Para el cálculo de cargas se deben tener los datos de corriente de la carga (A) y de la tensión de la carga (V). Estos son valores de placa de los aparatos eléctricos. La potencia de la carga está dada por:

$$P = (\text{tensión de la carga}) \times (\text{corriente}) \quad (2.8)$$

En donde la potencia de la carga está en watts.

La potencia de la carga por día la obtenemos de:

$$P_d = (P \times S_d \times S_s) / 7 \quad (2.9)$$

donde:

S_d = Ciclo de servicio diario (h/día). Es el tiempo que la carga se utilizará cada día. Las fracciones de hora se toman en forma decimal.

S_s = Ciclo de servicio semanal (días/semana). Es el número de días que la carga se utilizará por semana.

El factor 7 incluye la carga por día.

La carga en ampere-hora por día se calcula como:

$$\text{Carga (Ah/día)} = \frac{P_d}{F_r \times T_n} \quad (2.10)$$

donde:

F_r = Factor de rendimiento. Este es un factor de corrección para compensar la pérdida de potencia causada por los componentes acondicionadores de potencia como el inversor.

C.C. a C.A.	0.80
C.C. a C.C.	0.85
C.C. solamente	1.00

T_n = Tensión nominal del sistema (V). Es la tensión de régimen de la batería de almacenamiento. Los valores comunes son 12, 24, 48 ó 120 V.

La carga total en ampere-hora por día está dada por la suma de todas las cargas (Ah) de cada uno de los aparatos (corriente alterna y corriente directa).

Los conductores y las baterías tienen pérdidas, mismas que se deben incluir en el cálculo de la carga. Esta pérdida en cualquier circuito conductor debe ser menor al 3%. El valor elegido para el rendimiento del conductor es $F_c = 0.98$.

Las pérdidas de la batería son dadas por el fabricante, sin embargo se puede usar el valor de $F_b = 0.9$.

De donde se tiene que la carga corregida en ampere-hora por día es:

$$\text{Carga corregida (Ah/día)} = \frac{\text{Carga total (Ah/día)}}{F_c \times F_b} \quad (2.11)$$

que es la carga que debe alimentar el sistema fotovoltaico incluyendo las pérdidas del inversor, baterías y conductores.

3. METODOLOGIA DE DISEÑO

3.1 Determinación de la capacidad de la batería

La base de cualquier sistema fotovoltaico son las baterías, ya que de ellas dependerá la autonomía del sistema, es por ello que son el primer elemento a calcular.

Los datos de batería necesarios son:

- Tipo de batería
- Tensión nominal de la batería (V)
- Capacidad de régimen de la batería (Ah)

Primeramente se debe calcular la capacidad corregida de la batería, misma que está dada por la ecuación:

$$\text{Capacidad Corregida (Ah)} = \frac{C_c \text{ (Ah/día)} \times D_a \text{ (días)}}{F_d \times F_t} \quad (3.1)$$

donde:

C_c = Carga corregida en ampere-hora por día.

D_a = Días de almacenamiento. Es el número de días consecutivos que el sistema de baterías necesita para satisfacer la carga diaria sin alguna protección de energía. Debe considerarse el mes en el que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible ($3 < D_a < 10$).

F_d = Factor de profundidad máximo de descarga (Tabla 3.1). Es la máxima descarga permitida para las baterías.

Aquí se toma en cuenta el hecho de que la capacidad útil de la batería es del 70% ya que la batería no se descargará al 0% ni se cargará al 100%. Los límites comunes son no bajar del 20%, ni subir del 90%, lo que permite aprovechar la vida útil de la batería al máximo. La autodescarga de una batería debe ser menor al 4% por mes a una temperatura de 25°C.

TABLA 3.1 MAXIMA PROFUNDIDAD DE DESCARGA	
Tipo de batería	Máxima profundidad de descarga
Plomo-calcio	0.6
Plomo-antimonio	0.8
Níquel-cadmio	0.9

F_t = Factor de corrección de temperatura cuando la temperatura es baja. Este factor es generalmente $F_t = 0.9$.

El número de baterías en paralelo es:

$$\text{Baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad corregida (Ah)}}{\text{Capacidad de la batería (Ah)}} \quad (3.2)$$

En caso de diseño crítico se redondea el número de baterías en paralelo al entero mayor o al entero menor en caso contrario (Hoja de Cálculo # 2).

El número de baterías en serie se calcula como:

$$\text{Baterías en serie} = \frac{\text{Tensión nominal del sistema (V)}}{\text{Tensión nominal de la batería (V)}} \quad (3.3)$$

El número total de baterías será el número de baterías en paralelo multiplicados por el número de baterías en serie.

3.2 Determinación del número de módulos

La cantidad de ampere-hora generada por el arreglo de módulos es la corriente pico del arreglo por el número de horas pico de insolación equivalente.

$$\text{Carga corregida} = \text{Corriente pico} \times \text{Horas pico} \quad (3.4)$$

Se necesita conocer la corriente pico del arreglo necesario para alimentar una carga determinada, por lo que:

$$\text{Corriente pico (A)} = \frac{\text{Carga corregida (Ah/día)}}{\text{Horas pico (h/día)}} \quad (3.5)$$

En donde las horas pico corresponden al número promedio de horas en que la insolación haya llegado a $1,000 \text{ W/m}^2$.

Este cálculo se hace para el mes crítico en el que se tiene la menor insolación. Si se tienen como opción dos o más inclinaciones para los módulos, se calcula la corriente pico para cada inclinación y entre éstas se selecciona la de corriente mínima y sol máximo.

La información necesaria de un módulo fotovoltaico es:

- Tipo de módulo (cristalino o amorfo)
- Tensión de régimen (V nominal y máximo)
- Corriente de régimen (A)

El número de módulos en paralelo para suministrar la corriente pico sería:

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{\text{Corriente pico (A)}}{F_m \times C_m \text{ (A)}} \quad (3.6)$$

donde:

F_m = Factor de reducción de módulo (Tabla 3.2). Es un factor que ajusta la corriente del módulo entre las condiciones de prueba y condiciones normales de funcionamiento (temperaturas elevadas, depósitos sobre los módulos, degradación, etc.).

TABLA 3.2 FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	
Tipo de módulo	Factor de reducción
Cristalino	0.9
Amorfo	0.7

C_m = Corriente de régimen de módulo. Es la corriente de funcionamiento del módulo bajo condiciones normales de operación. Este valor es especificado por el fabricante.

En caso de diseño crítico se redondea el número de módulos en paralelo al entero mayor o al entero menor en caso contrario (Hoja de Cálculo # 3).

La corriente reducida es la corriente mínima necesaria para satisfacer la demanda media diaria.

$$\text{Corriente reducida} = \frac{\text{Corriente pico (A)}}{F_m} \quad (3.7)$$

El número de módulos en serie se calcula como:

$$\text{Módulos en serie} = \frac{\text{Tensión nominal del sistema (V)}}{\text{Tensión nominal de módulo (V)}} \quad (3.8)$$

El voltaje de salida de los módulos y paneles debe ser mayor al voltaje de la batería para poder recargarla adecuadamente, previniendo que el recurso solar pueda disminuir.

En general, los módulos se diseñan para operar con baterías electroquímicas de 12, 24, 48 ó 120 V nominales.

El número total de módulos será el número de módulos en paralelo multiplicados por el número de módulos en serie.

3.3 Indicador de sistema híbrido

Antes de continuar con el cálculo y selección de otros componentes del sistema fotovoltaico, se debe considerar el uso de un sistema híbrido (Hoja de Cálculo # 4).

Un sistema fotovoltaico híbrido es aquel en el cual el suministro de energía eléctrica es por parte de los módulos fotovoltaicos, baterías y alguna otra fuente generadora de energía. Esta fuente puede ser un generador diesel, una turbina de vapor de ciclo cerrado, un generador solar termoeléctrico o un generador por viento.

Existen dos factores que deben tomarse en cuenta para la selección de un sistema híbrido. Estos son la demanda de la carga y las variaciones que se tienen con la insolación del lugar. Por ejemplo, un sistema híbrido puede resultar viable para lugares con baja insolación y cargas de menos de 0.5 kWh por día y no así para lugares en los que el recurso solar sea abundante y en los que se tenga cargas menores de 10 kWh por día.

Estos dos factores se muestran en la figura 3.1 en donde aparece la carga total (kWh) en función de la relación de conjunto a carga (W_p/W_h). Dicha relación indica la variabilidad de insolación. Se debe determinar la intersección de la carga total con la relación de conjunto a carga.

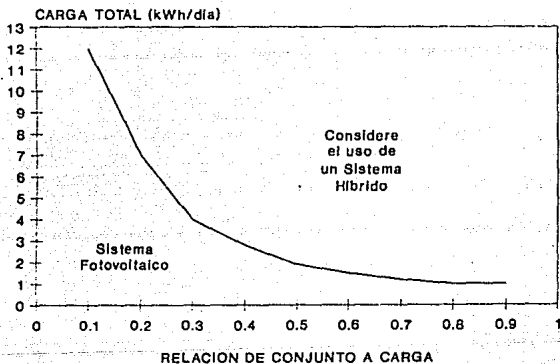


Figura 3.1 Indicador híbrido.

Esta gráfica sólo nos indica si un sistema híbrido es recomendable en cuanto a costos se refiere, sin embargo deben de tomarse otros aspectos en consideración.

La primer variable que es la carga total (Wh/día) se calcula como:

$$\text{Carga total (Wh/día)} = \text{Carga total (Ah/día)} \times \text{Tensión nominal (V)} \quad (3.9)$$

que es la carga ajustada a ser alimentada por el sistema.

La potencia del conjunto es:

$$\text{Potencia del conjunto (W)} = \text{Corriente reducida (A)} \times \text{Tensión nominal (V)} \quad (3.10)$$

y la relación entre el conjunto y la carga es:

$$\text{Relación de conjunto a carga} = \frac{\text{Potencia del conjunto (W)}}{\text{Carga total (Wh/día)}} \quad (3.11)$$

Si la intersección en la gráfica de la carga total y de la relación entre conjunto y carga está en la parte superior de la línea, debe considerarse el uso de un sistema híbrido.

Los sistemas híbridos como ya se mencionó, constan en general de un sistema fotovoltaico y un generador diesel, por lo que es conveniente analizar las características de cada uno de ellos. El sistema híbrido será una mezcla de las ventajas de ambos sistemas. Las ventajas y desventajas de cada opción y su combinación como sistema híbrido se muestran en la tabla 3.3.

TABLA 3.3
COMPARACION DE GENERADOR FOTOVOLTAICO, DIESEL E HIBRIDO

Características	Fotovoltaico	Diesel	Hibrido
Capacidad (kWh/día)	< 6	> 250	6 - 250
Costo Inicial	Alto	Bajo	Mediano
Costos de Operación y Mantenimiento	Bajos	Muy Altos	Medianos a Bajos
Requisitos de Combustible	Ninguno	Altos con Cargas Variables	Mínimos
Dependencia de Recursos Naturales	Dependiente del Recurso Solar	Independiente	Mediano
Impacto con la Variación de la Carga	Peligroso	Carbonización del Motor	Acepta Variación de Carga
Impacto en el Medio Ambiente	Ninguno	Contaminación Significante	Impacto Bajo

3.3.1 Determinación de la capacidad de la batería (Hibrido)

Es necesario calcular la capacidad de la batería híbrida y del generador, así como el porcentaje de contribución de cada uno de ellos.

Se calcula una nueva capacidad de batería según la ecuación (3.1), con un número de días de almacenamiento adecuado para un sistema híbrido. Los sistemas típicos usan 2 ó 3 días porque el generador está disponible para generar en cualquier momento (Hoja de Cálculo # 5).

3.3.2 Cálculo de la capacidad del generador

La potencia nominal de carga es:

$$\text{Potencia nominal (W)} = \frac{\text{Capacidad batería híbrida (Ah)} \times T_n \text{ (V)}}{\text{Régimen de carga (Batería)}} \quad (3.12)$$

donde:

T_n = Tensión nominal del sistema.

El factor de régimen de carga es una especificación del fabricante. Los valores típicos son $C/5 = 5$ y $C/10 = 10$.

Por lo tanto la capacidad del generador queda determinada por la potencia nominal de carga, incluyendo las pérdidas del rectificador y generador (Hoja de Cálculo # 6).

TABLA 3.4
TIPOS Y CAPACIDADES DE GENERADOR

Tipo de Combustible	Gama de operación	Aplicaciones	Costo aprox. \$/W
Gasolina (3,600 rpm)	1kW a 20kW	Cabinas, Residencias, Serv. Liviano	0.50/W
Gasolina (1,800 rpm)	5kW a 20kW	Residencias remotas Serv. Pesado	0.75/W
Diesel	3kW a 100kW	Industrial	1.00/W
Propano	1kW a 20kW	Residencias remotas	1.00/W

$$\text{Capacidad del generador (W)} = \frac{\text{Potencia nominal de carga (W)}}{F_r \times F_g} \quad (3.13)$$

donde:

F_r = Factor de rendimiento del rectificador para el cargador de batería. El valor elegido es 0.8.

F_g = Factor de reducción de capacidad del generador según altitud y combustible (Tabla 3.5).

TABLA 3.5 FACTOR DE REDUCCION DEL GENERADOR			
Generador	Combustible	Factor S.N.M.	Restar por cada 300 m de altura
Gasolina	Gasolina	1.00	0.03
	Propano	0.97	0.05
	Gas natural	0.95	0.07
Diesel	Diesel	1.00	0.035

El tiempo anual de funcionamiento del generador diesel se calcula multiplicando el número de mantenimientos que son aceptables anualmente, por el intervalo sin mantenimiento para el tipo de generador (Tabla 3.6).

La producción anual del generador es la potencia nominal de carga (W) multiplicada por el tiempo de funcionamiento (h) anual del mismo.

$$\text{Producción anual (kWh)} = \frac{t_a \text{ (h)} \times \text{Pot. nominal (W)}}{1,000} \quad (3.14)$$

en donde t_a es el tiempo anual de funcionamiento del generador.

TABLA 3.6
 VALOR PARA EL INTERVALO DE MANTENIMIENTO
 DEL GENERADOR (h)

Generador	Cambio de aceite	Limpieza	Reconstrucción
Gasolina (3,600 rpm)	25	300	2,000 - 5,000
Gasolina (1,800 rpm)	50	300	2,000 - 5,000
Diesel	125 - 750	500 - 1500	6,000

La carga anual en kilowatt-hora por año del sistema está determinada por:

$$\text{Carga anual (kWh)} = \text{Carga total (Ah/día)} \times \text{Tensión nominal (V)} \times 0.365 \quad (3.15)$$

De aquí que el porcentaje de carga alimentada por el generador es:

$$\% \text{ Generador} = \frac{\text{Producción anual del generador (kWh)}}{\text{Carga anual (kWh)}} \times 100 \quad (3.16)$$

y la carga alimentada por el conjunto es:

$$\% \text{ Conjunto} = 100 - \% \text{ Generador} \quad (3.17)$$

En un sistema híbrido, el sistema fotovoltaico genera entre 35 y 70% de la carga dependiendo de las

características de diseño. El generador diesel proporciona un balance de energía y una gran flexibilidad. Cuando la carga o los recursos de energía varían, se ajusta automáticamente manteniendo la disponibilidad.

La energía faltante de los módulos solares se toma de las baterías y cuando la carga de éstas disminuye hasta límites preestablecidos, el generador diesel arranca y recarga las baterías.

El funcionamiento de un generador diesel en un sistema híbrido con relación al tiempo se muestra en la figura 3.2.

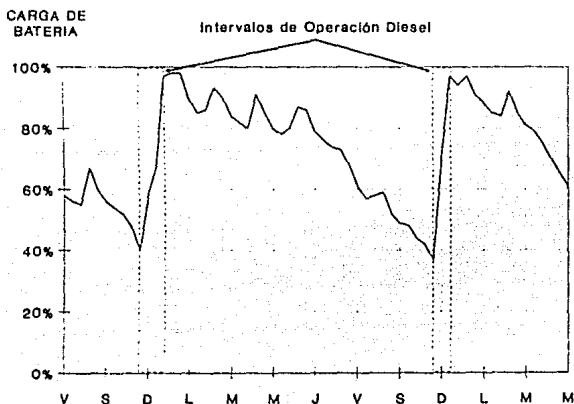


Figura 3.2 Carga de batería en un sistema híbrido con relación al tiempo.

3.3.3 Determinación del número de módulos (Híbrido)

El número de módulos en paralelo disminuye un 25% con respecto a la contribución del conjunto fotovoltaico independiente (Hoja de Cálculo # 7).

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{\text{Corriente pico (A)}}{F_m \times C_m \text{ (A)}} \times 0.75 \times \frac{\%M}{100} \quad (3.18)$$

donde:

F_m = Factor de reducción de módulo

C_m = Corriente de régimen de módulo

$\%M$ = Porcentaje de contribución módulos fotovoltaicos

3.4 Definición del tipo de conductor

El cálculo de la selección del tipo de conductor en un sistema fotovoltaico es muy importante, ya que de él dependerá gran parte del funcionamiento del sistema.

El uso de corriente continua de 12 ó 24 V da como resultado que se estén manejando grandes valores de amperaje por lo que las pérdidas en los conductores eléctricos son importantes si éstos no son bien dimensionados.

Considérese un conductor cilíndrico de longitud l , cuya sección transversal tiene un área A , que transporta una corriente estacionaria i , al haberse aplicado una diferencia de potencial V entre sus extremos. Si las secciones transversales son iguales en cualquier punto del conductor, la densidad de corriente y el campo eléctrico tendrán en

todos los puntos del cilindro un valor constante.

$$j = i / A \quad \text{y} \quad (3.19)$$

$$E = V / l \quad (3.20)$$

donde:

j = densidad de corriente por área (A/cm^2)

E = campo eléctrico (V/m)

La resistividad Γ es una cantidad asociada con la resistencia y es característica de un material y se define como:

$$\Gamma = E / j \quad (3.21)$$

Por lo tanto la resistividad Γ puede escribirse como:

$$\Gamma = \frac{E}{j} = \frac{V/l}{i/A} \quad (3.22)$$

luego:

$$A = \frac{li\Gamma}{V} \quad (3.23)$$

donde A es el área de la sección del conductor a calcular en cm^2 . Generalmente se utilizan conductores de cobre, el valor de su resistividad a $20^\circ C$ es $1.7 \times 10^{-8} \Omega m$.

Para el cálculo del conductor siempre debe considerarse que el circuito consta de conductores positivos y negativos,

por lo que es necesario considerar el doble de longitud.

Las tablas A.3, A.4, A.5 y A.6 muestran la distancia máxima de un conductor y el calibre comercial AWG con un 3% de caída de tensión para circuitos de 12, 24, 48 y 120 V.

Los valores de estas tablas pueden ser ajustados mediante simples cálculos para reflejar diferentes porcentajes de caída de tensión. Por ejemplo, se pueden calcular los valores para una tabla de 2% multiplicando los valores de dicha tabla por 2/3.

La caída de tensión para cada circuito ramal debe ser menor al 3% y en muchos casos no debe exceder del 2%. La caída de tensión total a través de cualquier circuito desde la fuente (conjunto fotovoltaico) hasta la carga (aparatos eléctricos) no debe exceder del 5%.

En la selección de un conductor, se debe hacer un análisis entre las pérdidas causadas por conductores de calibres pequeños y el costo de aumentar el calibre.

3.5 Interruptores y fusibles.

Se usan interruptores y fusibles para proteger equipos y al personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente y los fusibles proporcionan protección contra sobrecalentamiento debido a un corto circuito, evitando así daños al aislamiento y hasta incendios.

Los interruptores deben instalarse en cajas apropiadas y deben ser accesibles y fáciles de operar. Los niveles de tensión de 250 y 600 V son comunes para los fusibles de c.c. Los regímenes de corriente de uso común son 15, 30, 60, 100 y 200 A. Primero se debe seleccionar el fusible y posteriormente el interruptor adecuado.

3.6 Instalación del sistema

Los sistemas fotovoltaicos deben instalarse de tal manera que puedan generar energía de manera confiable por más de dos décadas.

El cimiento del conjunto debe ser diseñado para resistir la fuerza del viento en el conjunto y éste dependerá del tamaño e inclinación del mismo. En general se debe evitar el montaje de módulos sobre el techo, ya que la instalación y mantenimiento de los mismos resulta más difícil debido a la orientación e inclinación del techo.

Las baterías no se deben montar sobre superficies de concreto u otra superficie lisa, ya que ésta puede humedecerse y provocar que las baterías se descarguen. Se deben instalar en zonas bien ventiladas y a la vez de acceso limitado a personas autorizadas.

Los controladores, inversores y todos los aparatos electrónicos se deben proteger contra la intemperie, así mismo, los fusibles e interruptores se deben colocar en cajas herméticas. Es recomendable limpiar ocasionalmente dichos aparatos ya que pueden ser nidos de arañas, u otros insectos. Las altas temperaturas acortarán la vida de los

equipos por lo que se debe proveer de ventilación principalmente a los inversores y controladores.

3.6.1 Conexión a tierra

Se necesitan de dos tipos de conexiones a tierra en un sistema fotovoltaico: conexión del sistema y conexión de los equipos.

En la conexión a tierra del sistema, el conductor negativo se conecta en un sólo punto a tierra. Dicha conexión será más eficiente si el suelo es húmedo y no rocoso.

La conexión a tierra de los equipos se debe hacer por razones de seguridad. Así todas las superficies metálicas que pudieran ser tocadas por el personal deben conectarse a tierra.

Un conjunto fotovoltaico puede atraer fácilmente a los rayos, más si éste está ubicado a gran elevación. La conexión a tierra ayuda a disipar parte de la energía antes de que afecte a todo el conjunto.

3.7 Selección del controlador

Para la selección del controlador es necesario calcular la capacidad del mismo y así adecuarse a los controladores comerciales.

Es recomendable calcular la capacidad con un factor de seguridad del 25% para posibles sobrecargas o ampliación del sistema.

$$\text{Capacidad de diseño} = \frac{\text{Corriente corto circuito (A)} \times \text{Número de módulos en paralelo} \times 1.25}{\text{Capacidad del controlador (A)}} \quad (3.24)$$

Si no es posible encontrar comercialmente un controlador que funcione con la capacidad de diseño, se deben instalar controladores en paralelo.

$$\text{Controladores en paralelo} = \frac{\text{Capacidad de diseño (A)}}{\text{Capacidad del controlador (A)}} \quad (3.25)$$

El controlador debe ser capaz de trabajar en el rango de temperaturas de -40°C a 60°C y para su almacenamiento en el rango de -55°C a 85°C y una humedad relativa del 0 al 100%.

Las funciones para la carga de la batería deben de ser controladas por un compensador de altura.

3.8 Selección del inversor

Se deben considerar algunos parámetros para la selección del inversor.

- Forma de onda. Especificar la forma de onda deseada.
- Tensión de c.a. del sistema.
- Tensión de c.c.

- Capacidad de sobretensiones (W). Las cargas de motores necesitan hasta seis veces la corriente de régimen del motor durante el arranque (200% por 30 segundos, 300% por 10 segundos).

- Potencia total de c.a. en watts.

- Carga máxima sencilla. Máximo valor de una sola carga.

- Cargas simultáneas máximas. Valor de cargas de c.c. y c.a. funcionando al mismo tiempo.

- Duración de funcionamiento con la carga simultánea máxima.

- Régimen de servicio continuo del inversor. No se debe exceder la capacidad nominal del inversor.

El inversor debe funcionar con una tolerancia de salida de $\pm 2\%$ V y $\pm 2\text{Hz}$ y una eficiencia mayor al 85% a un 25% de carga.

4. APLICACION

4.1 Antecedentes

En la actualidad existen en la República Mexicana alrededor de 86,000 comunidades rurales que no tienen servicio de electricidad. La mayoría de estas comunidades son pequeñas: aproximadamente 85,500 tienen menos de 1,000 habitantes, de las cuales 83,700 tienen menos de 500.

Tan sólo en el Estado de Hidalgo existen 1,556 comunidades de 500 habitantes o menos que no tienen electricidad. De estas comunidades 1,345 tienen menos de 250 habitantes. Debido a su situación geográfica y a su población se ha seleccionado como ejemplo para aplicación la comunidad de Santa María Magdalena localizada a unos minutos de la capital del Estado de Hidalgo.

La principal razón por la que estas comunidades permanezcan sin electricidad es su localización geográfica y como consecuencia los altos costos que implica extender la red eléctrica.

En los noventa, el incremento en la generación de electricidad para cubrir la demanda de las áreas que ya están conectadas a la red representa un gran reto para la capacidad instalada. Es por ello que la capacidad necesaria para soportar dichas comunidades rurales no está disponible. Así, cuando el costo real de aumentar la capacidad se suma al costo de extender la red de distribución, la electrificación rural se hace aún más desfavorable.

Por otra parte, la situación geográfica y el tamaño de estas comunidades las hace favorables para la aplicación de otras formas de generación no convencionales.

Una capacidad significativa de la tecnología fotovoltaica es su modularidad. Esta modularidad permite una infinidad de combinaciones, dando así flexibilidad de crecimiento a los habitantes y a la comunidad.

4.2 Análisis de cargas

En la vida diaria de una comunidad se pueden encontrar una gran variedad de cargas, desde radios, televisores y videocaseteras, hasta otros artefactos con mayor demanda como refrigeradores o bombas de agua. También existe una gran variedad de mezclas de cargas como casas, edificios públicos (escuelas, iglesias, etc.) y comercios con cargas como refrigeradores. Otro tipo de cargas también lo son la iluminación en las calles para áreas públicas y el bombeo de agua para el abastecimiento de la comunidad.

Los datos geográficos de Santa María Magdalena son los siguientes:

Comunidad:	Santa María Magdalena
Estado:	Hidalgo
País:	México
Latitud:	20.3°N
Longitud:	99°O
A.S.N.M.:	2,400 m

La comunidad analizada consta de 20 casas, una escuela, un auditorio, una iglesia, una tienda y una clínica pequeña así como un sistema de bombeo de agua.

Los artefactos con los que cuentan cada uno son:

Casas.- Tres focos fluorescentes, TV, radio.

Escuela.- Luz fluorescente, TV, videocasetera.

Clínica.- Luz fluorescente, refrigerador.

Iglesia.- Luz fluorescente, radio.

Auditorio.- Luz fluorescente, radio.

Tienda.- Refrigerador, luz fluorescente.

Bomba de agua.

La carga y tiempo de operación se obtienen utilizando la Hoja de Cálculo # 1.

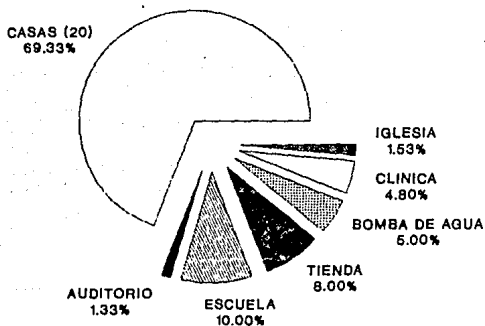


Figura 4.1 Distribución del uso de energía.

El consumo de energía total es de 45 kWh. En la figura 4.1 se puede apreciar la distribución del uso de energía teniendo las casas casi un 70% del consumo total.

Se debe considerar también que no todas las cargas estarán funcionando al mismo tiempo. Esto se puede analizar en la figura 4.2 en donde se muestra la demanda eléctrica por horas. Puede notarse que la carga pico es casi seis veces mayor a la carga durante la noche.

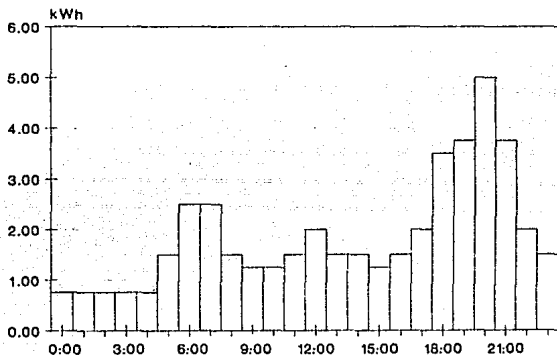


Figura 4.2 Demanda eléctrica horaria, comportamiento típico.

La inclinación de los módulos se seleccionó a 25 grados, orientados hacia el Sur verdadero. Como ya se mencionó, la inclinación ideal es igual a la latitud del lugar. Los datos de insolación aparecen en la tabla 4.1 y graficados en la figura 4.3.

TABLA 4.1
DATOS DE INSOLACION

Mes	Insolación Plano horizontal kWh/m ²	Insolación Plano inclinado 25° kWh/m ²
Enero	5.06	6.74
Febrero	4.59	5.32
Marzo	5.51	5.87
Abril	5.87	5.67
Mayo	5.71	5.17
Junio	4.85	4.32
Julio	4.91	4.42
Agosto	4.64	4.37
Septiembre	4.08	4.11
Octubre	5.18	5.91
Noviembre	5.80	7.76
Diciembre	5.72	8.27

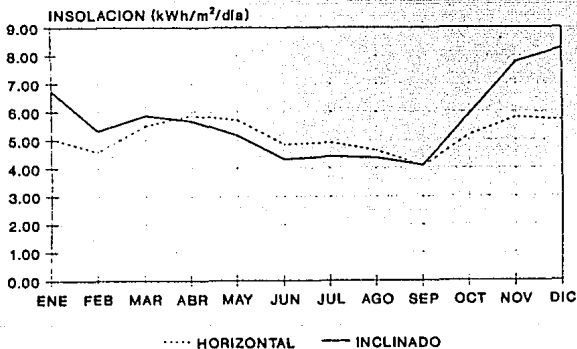


Figura 4.3 Insolación por mes en un plano horizontal y un plano inclinado 25°.

4.3 Cálculo del sistema de almacenamiento

Una vez conocida la carga corregida del sistema, se calcula el número de baterías requeridas. Se utilizan baterías del tipo plomo-antimonio con una tensión de 2V, capacidad de 1,000 Ah, y un factor de régimen de carga C/24. Se consideran cinco días de almacenamiento. Para el cálculo del número de baterías en serie y en paralelo se utiliza la Hoja de Cálculo # 2 y se tiene lo siguiente:

Baterías en paralelo:	3
Baterías en serie:	60
Total de baterías:	180

4.4 Cálculo del sistema de captación

Los datos necesarios son la carga corregida y las horas pico de insolación mínimo promedio anual. Los módulos son del tipo cristalino con una tensión nominal de 15.4 V y una capacidad de 3.6 A. Siguiendo el procedimiento de la Hoja de Cálculo # 3 se tiene que:

Módulos en paralelo:	32
Módulos en serie:	8

El voltaje de salida del arreglo es:

$$V = 15.4 \text{ V} \times 8 = 123.2 \text{ V}$$

Considerando los fenómenos meteorológicos y para así recargar vigorosamente las baterías, se considera lo siguiente:

Módulos en serie : 9

Total de módulos : 288

Por lo que el voltaje de salida del arreglo será de 138.6 V.

Las baterías y los módulos calculados corresponden a un sistema fotovoltaico independiente. Dicho sistema requiere una zona amplia para su instalación sin obstrucción del Sol en cualquier dirección. El sistema se calculó con una insolación de 4.11 horas pico de radiación solar, que es el peor caso para el mes de septiembre.

4.5 Cálculo del sistema híbrido

Es conveniente analizar el uso de un sistema híbrido de fuerza y para ello se utiliza la Hoja de Cálculo # 4. Los datos necesarios son:

Carga total: 375 Ah/día

Tensión nominal: 120 V

Corriente reducida: 114.94 A

De donde se concluye que es conveniente el uso de un sistema híbrido.

Se calcula nuevamente el número de baterías en paralelo y ahora con un número de días de almacenamiento igual a dos.

Usando la Hoja de Cálculo # 5 obtenemos que el número de baterías para un sistema híbrido es:

Baterías en paralelo:	1
Baterías en serie:	60
Total de baterías:	60

4.5.1 Contribución de generador y módulos

La concepción de un sistema híbrido generalmente es la combinación de un generador diesel y del conjunto fotovoltaico.

La contribución anual del arreglo fotovoltaico como se mencionó anteriormente debe ser entre un 35 y 70%.

El tiempo anual de operación del generador diesel es de 200 a 1500 horas y el número de ciclos es entre 50 y 150.

Para este caso se proponen dos mantenimientos al año y un tiempo de operación sin servicio de 750 horas, por lo que el funcionamiento anual del generador será:

$$\begin{aligned}\text{Tiempo de funcionamiento} &= (750 \text{ horas}) \times (2) \\ &= 1,500 \text{ horas}\end{aligned}$$

Utilizando la Hoja de Cálculo # 6 obtenemos que:

Potencia nominal de la carga:	6kW
Carga alimentada por el generador:	54.8%
Carga alimentada por el conjunto:	45.2%

Para este caso, por tratarse de un proyecto piloto se instaló un generador eólico de 5 kW por lo que la carga alimentada por el conjunto equivale a la carga de los módulos fotovoltaicos y del generador eólico.

La capacidad del generador eólico es de 5kW a 120 V. El generador eólico tiene pérdidas debidas a sus componentes, estas pérdidas pueden ser en la transmisión, en la generación y en los elementos acondicionadores de potencia. También existen pérdidas por los cambios bruscos de velocidad y dirección del viento.

Cuando todas las pérdidas se juntan se tiene que la eficiencia η es igual a:

$$\begin{array}{cccccc} \text{Rotor} & \times & \text{Transmisión} & \times & \text{Generador} & \times & \text{Ráfagas} & = & \text{Total} \\ 40\% & & 90\% & & 90\% & & 90\% & & 29\% \end{array}$$

Esta es la eficiencia que se puede obtener de un generador eólico.

El factor K de eficiencia es:

$$K = 1/\eta$$

El factor K para el generador eólico utilizado, según datos del fabricante es $K = 2.8$.

Por lo que la capacidad de generación incluyendo pérdidas queda determinada por:

$$\text{Potencia} = 5 \text{ kW} / 2.8 = 1.786 \text{ kW}$$

La generación de la turbina eólica no es constante para cualquier velocidad del viento. El porcentaje de generación por velocidad se muestra en la tabla 4.2.

TABLA 4.2 EFICIENCIA GENERADOR EOLICO	
V (m/s)	%
1	0
2	0
3	3
4	8
5	16
6	34
7	43
8	55
9	63
10	74
11	83
12	100
13	100
14	100
15	120
16	120
Datos de fábrica	

La eficiencia por mes para cada velocidad se obtiene interpolando los datos del fabricante (Tabla 4.3).

TABLA 4.3 EFICIENCIA DE GENERADOR EOLICO		
Mes	V (m/s)	%
Enero	3.4	5.0
Febrero	4.6	12.8
Marzo	4.8	14.4
Abril	4.8	14.4
Mayo	4.1	8.8
Junio	4.7	13.6
Julio	5.0	16.0
Agosto	5.4	23.2
Septiembre	4.6	12.8
Octubre	4.5	12.0
Noviembre	4.0	8.0
Diciembre	3.2	4.0

La contribución por mes del generador eólico es:

$$\text{Generación Eólica} = 1.786 \text{ kW} \times F_v \times 24 \text{ h/día} \times n \quad (4.1)$$

donde:

F_v = Factor de eficiencia debido a la velocidad
(decimal)

n = número de días del mes en cuestión

El porcentaje de contribución del generador eólico será:

$$\% \text{ Generador eólico} = \frac{\text{Generación eólico (kWh)}}{\text{Carga anual (kWh)}} \times 100 \quad (4.2)$$

TABLA 4.4 CONTRIBUCION EOLICO	
Enero	4.76
Febrero	12.19
Marzo	13.71
Abril	13.71
Mayo	8.38
Junio	12.95
Julio	15.23
Agosto	22.09
Septiembre	12.19
Octubre	11.42
Noviembre	7.61
Diciembre	3.80
Promedio (%)	11.50

$$\begin{aligned}
 \text{Carga conjunto} &= \text{carga generador eólico} + \text{carga módulos} \\
 \text{Carga módulos} &= \text{carga conjunto} - \text{carga generador eólico} \\
 &= 45.2\% - 11.5\% \\
 &= 33.7\%
 \end{aligned}$$

Para calcular el número de módulos para un sistema híbrido se usa la Hoja de Cálculo # 7, lo que resulta:

Módulos en paralelo: 8
 Módulos en serie: 9
 Total de módulos: 72

$$\begin{aligned}
 \text{Potencia pico} &= (72 \text{ módulos}) \times (60 \text{ W}) \\
 &= 4.32 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Utilizando la ecuación 3.4 y multiplicándola por el voltaje, la generación por mes de los módulos es:

$$\begin{aligned}
 \text{Generación} \\
 \text{Módulos} &= 4.32 \text{ kW} \times \text{Horas pico (h/día)} \times n
 \end{aligned}$$

Para no depender en un 100% de la capacidad de los módulos y así darle una mayor capacidad de expansión al sistema se utilizan sólo dos terceras partes de su generación (66.66%) y se completará con lo que produzca el generador eólico.

Con el mismo fin, se calcula la capacidad del generador con una potencia nominal de carga de 7 kW. El generador diesel generará lo que no puede ser cubierto por la turbina eólica y los módulos fotovoltaicos.

El tiempo de operación del generador diesel por mes es:

$$\text{Tiempo de operación} = \frac{\text{Carga restante (kWh)}}{\text{Potencia nominal de la carga (kW)}} \quad (4.3)$$

El total de horas que el generador funciona por mes está dado por ciclos de funcionamiento de 10 horas cada uno.

$$\# \text{ Ciclos Diesel} = \frac{\text{Tiempo de operación (h)}}{10 \text{ h/ciclo}} \quad (4.4)$$

La contribución de los módulos fotovoltaicos, el generador eólico y el generador diesel, así como el porcentaje de contribución de cada uno de ellos se muestran en las tablas 4.5 y 4.6.

TABLA 4.5
CONTRIBUCION MODULOS, EOLICO Y DIESEL

Mes	Días	Módulos kWh	Eólico kWh	Diesel kWh	Diesel Horas	Diesel Ciclos
Enero	31	601.7	66.4	726.8	103.8	10.4
Febrero	28	429.0	153.6	677.4	96.8	9.7
Marzo	31	524.1	191.3	679.6	97.1	9.7
Abril	30	489.9	185.1	675.0	96.4	9.6
Mayo	31	461.6	116.9	816.5	116.6	11.7
Junio	30	373.2	174.9	801.9	114.6	11.5
Julio	31	394.6	212.6	787.8	112.5	11.3
Agosto	31	390.2	308.2	696.6	99.5	10.0
Septiembre	30	355.1	164.6	830.3	118.6	11.9
Octubre	31	527.6	159.4	707.9	101.1	10.1
Noviembre	30	670.5	102.9	576.7	82.4	8.2
Diciembre	31	738.3	53.1	603.5	86.2	8.6
Total	365	5955.8	1889.0	8580.0	1225.6	122.7
Promedio	30	496.3	157.4	715.0	102.1	10.2

TABLA 4.6
PORCENTAJE DE CONTRIBUCION POR MES

Mes	Módulos (%)	Eólico (%)	Diesel (%)
Enero	43.1	4.8	52.1
Febrero	34.0	12.2	53.8
Marzo	37.6	13.7	48.7
Abril	36.3	13.7	50.0
Mayo	33.0	8.4	58.5
Junio	27.6	13.0	59.4
Julio	28.3	15.2	56.5
Agosto	28.0	22.1	49.9
Septiembre	26.3	12.2	61.5
Octubre	37.8	11.4	50.7
Noviembre	49.7	7.6	42.7
Diciembre	52.9	3.8	43.3
Promedio	36.2	11.5	52.3

El consumo de combustible del motor diesel trabajando al 100% de su capacidad es de 5.5 lt/h, por lo que el consumo anual será:

$$\begin{aligned}
 \text{Consumo} &= (\text{lt/h}) \times (\text{tiempo de operación}) \\
 &= (5.5 \text{ lt/h}) \times (1,226 \text{ h}) \\
 &= 6,743 \text{ litros/año}
 \end{aligned}$$

4.6 Costos e inversiones

El cálculo del costo del sistema se hace en dólares por ser esta una moneda estable y así tener un marco de referencia fijo.

Utilizando la ecuación 2.6 para el cálculo del costo de ciclo de vida útil se tiene lo siguiente:

Parámetros económicos

Años del ciclo de vida útil:	25
Tasa de inflación general:	4%
Tasa de inflación del combustible:	2%

Costo del capital

Componentes	\$ 131,600	
Transporte	7,000	
Instalación	30,000	
Sist. Distribución	15,000	
Ingeniería	17,333	
	Capital total	\$ 200,933

Costo de mantenimiento

Mantenimiento	\$ 1,700
---------------	----------

El valor actual del mantenimiento se calcula según la ecuación 2.7

$$\text{V.A. (mantenimiento)} = \$ 1,700 \times 15.622$$

Valor actual (mantenimiento)	\$ 26,557
------------------------------	-----------

Costo de energía

Combustible/litro	\$ 0.50
Uso de combustible anual	6,743 (litros)
Costo anual combustible	\$ 3,372

$$\text{V.A. (combustible)} = \$ 3,372 \times 19.523$$

Valor actual (combustible)	\$ 65,832
----------------------------	-----------

Costo de reemplazo

Costo de baterías	\$ 37,908
(cambio de baterías en año 9 y 18)	

V.A. (1er. cambio baterías) = \$ 37,908 x 0.703	
Valor actual (1er. cambio baterías)	\$ 26,649
V.A. (2do. cambio baterías) = \$ 37,908 x 0.494	
Valor actual (2do. cambio baterías)	\$ 18,727
Costo Ciclo de Vida Util (CCV)	\$ 338,698

4.7 Descripción del sistema

Los módulos fotovoltaicos se encuentran montados sobre los gabinetes en donde se encuentran las baterías, inversor, controlador y generador. La inclinación de los módulos es fija a 25°. Los dos arreglos son regulados separadamente por el controlador. Cada arreglo consta de 9 módulos en serie y 4 módulos en paralelo.

El motor diesel está equipado con un sistema de arranque de 24 V de trabajo pesado. Tiene un tiempo de funcionamiento anual de 1,226 horas (123 ciclos de 10 horas cada uno). Un módulo solar de 24 V recarga la batería del arrancador a través de un recargador de estado sólido. El motor está acoplado a un alternador de tres fases.

El alternador genera electricidad que luego es procesada en un rectificador de estado sólido.

El generador eólico es de tres aspas y eje horizontal montado sobre una torre de 20 m de altura, esto debido a que el viento es más fuerte a mayor altura. Este comienza a generar con un viento de 3.5 m/s y puede soportar vientos de

40 m/s y hasta 60 m/s por cortos periodos de tiempo.

La batería puede funcionar por 2 días sin ser recargada. Es del tipo plomo-antimonio con una profundidad máxima de descarga del 80% con 1,800 ciclos, régimen de carga C/24, y una vida de 10 años. El sistema de baterías consta de 60 baterías en serie, cada una de 2V y una capacidad de 1,000 Ah.

El controlador funciona en base a un microprocesador que monitorea y regula la potencia del sistema. Las funciones del controlador son regular la carga proveniente de los módulos fotovoltaicos, del generador eólico y el control del generador diesel para recargar rápidamente las baterías. Esto a través de un monitoreo y diagnóstico de las cargas para proteger las baterías. También cuenta con una pequeña pantalla digital para mostrar diversas variables así como una alarma.

Por el mantenimiento especial y las condiciones de operación, el generador diesel se encuentra ubicado en su propio gabinete y éste junto al gabinete principal.

4.7.1 Especificaciones del sistema

Configuración

- Sistema fotovoltaico híbrido
- Batería: 120 V, 1,000 Ah
- Generador diesel: 17.3 kW
- Potencia módulos solares: 4.32 kW
- Salida: 45 kWh/día

Motor

- 3 cilindros, 1,800 rpm enfriado por aire
- Sistema de combustible: diesel de 4,000 litros
 - * Abastecimiento semestralmente
- Intervalos de mantenimiento
 - * Cambio de aceite semestral
 - * Descarbonización cada 1,500 horas de operación
 - * Servicio mayor cada 6,000 horas de operación
 - * Reemplazo a 50,000 horas de operación

Alternador

- Acoplado directamente al motor
- Tres fases, 17.3 kW, 21.6 kVA a 60Hz

Rectificador

- Tres fases 80 A

Sistema fotovoltaico

- Potencia de salida 4.32 kW
- Dos arreglos con 4 paneles de 9 módulos cada uno
- $V_{OC} = 189.9$ VDC, $I_{SC} = 30.4$ A
- Cada módulo equipado con diodo de bloqueo

Generador eólico

- Potencia 5 kW de tres aspas con eje horizontal
- Torre de 20 metros

Inversor

- Entrada de 120 V nominal, rango de operación 100-160V
- Eficiencia: 92% max. 88% al 50% de carga
- Forma de onda sinusoidal, 5% de distorsión
- Puede usarse en paralelo con otros inversores
- Capacidad de comunicarse con el controlador

- Construcción modular para un fácil mantenimiento
- Gabinete NEMA 12

Controlador

- Funciona en base a un microprocesador
- Realiza mediciones de parámetros básicos de c.c. y c.a.
- Controla el arranque y paro del generador diesel
- Control de la salida del rectificador
- Alarma de un bajo estado de carga de la batería

Sistema de distribución

- 127 VAC, 60Hz
- Conexiones para 20 casas habitación, auditorio, iglesia, escuela, tienda y clínica
- Interruptor de 10 A en cada casa

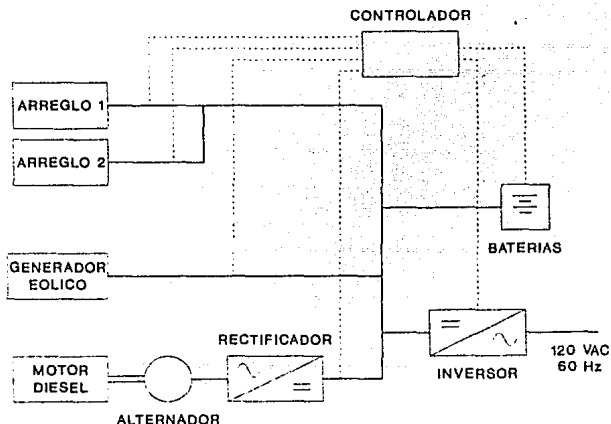
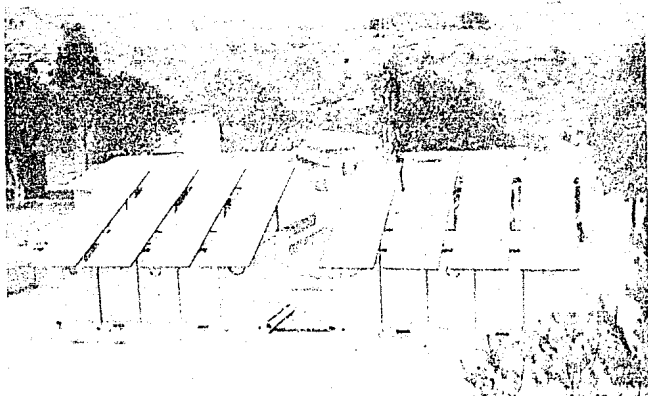
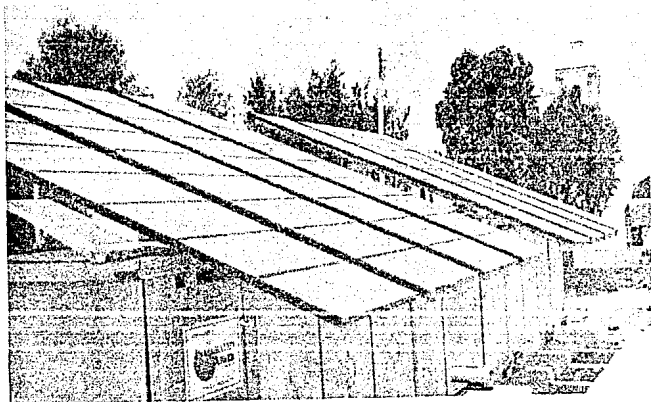


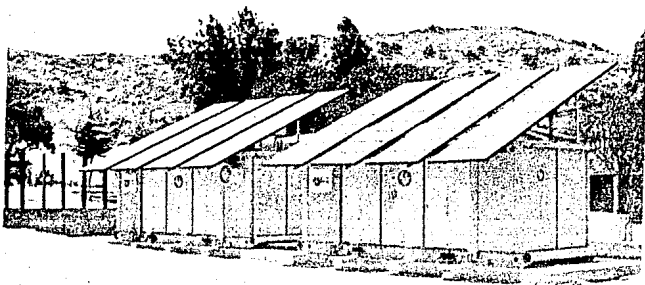
Figura 4.4 Interconexión general del sistema.



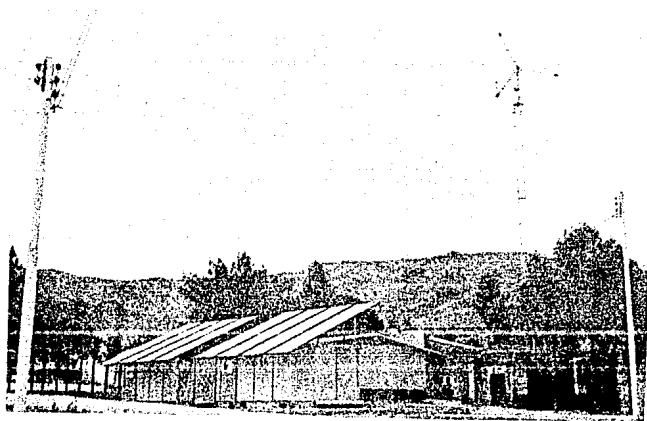
Vista frontal sistema híbrido, Santa Ma. Magdalena.



Gabinetes y módulos fotovoltaicos.



Gabinetes y módulos fotovoltaicos.



Vista general sistema híbrido, Santa Ma. Magdalena.

5. OTRAS APLICACIONES

Son varios los usos que se le pueden dar a los sistemas fotovoltaicos, principalmente en áreas remotas.

Entre las principales aplicaciones se encuentran: iluminación, estaciones monitoras remotas, protección catódica, comunicaciones y bombeo de agua entre otras.

Ya se han instalado sistemas de radiotelefonía rural por parte de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes así como señalamiento marítimo por parte de compañías particulares. Pemex ha hecho uso de los sistemas de protección catódica para tuberías y plataformas marinas, particularmente cuando los requisitos de corriente son pequeños y la Comisión Federal de Electricidad en sistemas sísmológicos.

A nivel mundial se han desarrollado vehículos cuya principal fuente de energía proviene de sistemas fotovoltaicos y se han instalado ya plantas generadoras de hasta 6 MW.

CONCLUSIONES

Una de las formas de energía más utilizadas por la humanidad ha sido la energía eléctrica, lo cual ha servido para el desarrollo tecnológico y social.

La energía eléctrica es necesaria prácticamente en todas las actividades básicas del hombre, entre las que se encuentran el cocinar y el bombeo de agua. Cuando las necesidades básicas son cubiertas, se requiere más energía para mejorar la calidad de vida con luz, transporte, herramientas, radios y televisores. Conforme una comunidad se desarrolla se tiene un mayor consumo de energía para las industrias y servicios públicos.

En la actualidad, la conversión fotovoltaica de energía solar a energía eléctrica es una forma eficaz para proporcionar energía a nivel local con centrales de generación de mediano y pequeño tamaño.

Los resultados que se pueden esperar del uso de la energía fotovoltaica comprenden el desarrollo de la educación en zonas remotas, esto por los beneficios que proporciona la televisión, el mejoramiento de las condiciones sanitarias e instalación de pequeñas clínicas rurales, entre otras.

La energía solar no es gratis ya que los procesos de conversión sólo son marginalmente competitivos en costo con las fuentes de energía convencionales. Los sistemas fotovoltaicos independientes tienen un alto grado de autonomía y un costo inicial muy alto, por otra parte, un sistema híbrido, como el de la aplicación mostrada,

proporciona también un alto grado de autonomía y la capacidad de soportar un incremento en la carga utilizando el mismo equipo, todo esto con un costo inicial no tan elevado.

Uno de los aspectos más importantes de un sistema fotovoltaico es su flexibilidad para satisfacer mayores necesidades de energía, ésto gracias a su modularidad. Un usuario puede empezar con un sistema que genere la capacidad justa a sus necesidades e ir agregando módulos conforme lo requiera.

Otra ventaja de los sistemas fotovoltaicos es que sus componentes son ligeros, fáciles de transportar y de instalar.

Es conveniente analizar la situación actual del desarrollo de la energía fotovoltaica para así poderle dar el impulso necesario para que este tipo de generación pueda ser más común. En un futuro tal vez no sea un sustituto a las fuentes de energía actuales, pero sí será de gran apoyo.

Apéndice A (Tablas y Hojas de Cálculo)

TABLA A.1
 FACTORES UNICOS DE VALOR ACTUAL

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12
1	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926	0.917	0.909	0.901	0.893
2	0.980	0.961	0.943	0.925	0.907	0.890	0.873	0.857	0.842	0.826	0.812	0.797
3	0.971	0.942	0.915	0.889	0.864	0.840	0.816	0.794	0.772	0.751	0.731	0.712
4	0.961	0.924	0.888	0.855	0.823	0.792	0.763	0.735	0.708	0.683	0.659	0.636
5	0.951	0.906	0.863	0.822	0.784	0.747	0.713	0.681	0.650	0.621	0.593	0.567
6	0.942	0.888	0.837	0.790	0.746	0.705	0.666	0.630	0.596	0.564	0.535	0.507
7	0.933	0.871	0.813	0.760	0.711	0.665	0.623	0.583	0.547	0.513	0.482	0.452
8	0.923	0.853	0.789	0.731	0.677	0.627	0.582	0.540	0.502	0.467	0.434	0.404
9	0.914	0.837	0.766	0.703	0.645	0.592	0.544	0.500	0.460	0.424	0.391	0.361
10	0.905	0.820	0.744	0.676	0.614	0.558	0.508	0.463	0.422	0.386	0.352	0.322
11	0.896	0.804	0.722	0.650	0.585	0.527	0.475	0.429	0.388	0.350	0.317	0.287
12	0.887	0.788	0.701	0.625	0.557	0.497	0.444	0.397	0.356	0.319	0.286	0.257
13	0.879	0.773	0.681	0.601	0.530	0.469	0.415	0.368	0.326	0.290	0.258	0.229
14	0.870	0.758	0.661	0.577	0.505	0.442	0.388	0.340	0.299	0.263	0.232	0.205
15	0.861	0.743	0.642	0.555	0.481	0.417	0.362	0.315	0.275	0.239	0.209	0.183
16	0.853	0.728	0.623	0.534	0.458	0.394	0.339	0.292	0.252	0.218	0.188	0.163
17	0.844	0.714	0.605	0.513	0.436	0.371	0.317	0.270	0.231	0.198	0.170	0.146
18	0.836	0.700	0.587	0.494	0.416	0.350	0.296	0.250	0.212	0.180	0.153	0.130
19	0.828	0.686	0.570	0.475	0.396	0.331	0.277	0.232	0.194	0.164	0.138	0.116
20	0.820	0.673	0.554	0.456	0.377	0.312	0.258	0.215	0.178	0.149	0.124	0.104
21	0.811	0.660	0.538	0.439	0.359	0.294	0.242	0.199	0.164	0.135	0.112	0.093
22	0.803	0.647	0.522	0.422	0.342	0.278	0.226	0.184	0.150	0.123	0.101	0.083
23	0.795	0.634	0.507	0.406	0.326	0.262	0.211	0.170	0.138	0.112	0.091	0.074
24	0.788	0.622	0.492	0.390	0.310	0.247	0.197	0.158	0.125	0.102	0.082	0.066
25	0.780	0.610	0.478	0.375	0.295	0.233	0.184	0.146	0.116	0.092	0.074	0.059
26	0.772	0.598	0.464	0.361	0.281	0.220	0.172	0.135	0.106	0.084	0.066	0.053
27	0.764	0.586	0.450	0.347	0.268	0.207	0.161	0.125	0.098	0.076	0.060	0.047
28	0.757	0.574	0.437	0.333	0.255	0.196	0.150	0.116	0.090	0.069	0.051	0.042
29	0.749	0.563	0.424	0.321	0.243	0.185	0.141	0.107	0.082	0.063	0.048	0.037
30	0.742	0.552	0.412	0.308	0.231	0.174	0.131	0.099	0.075	0.057	0.044	0.033
35	0.706	0.500	0.355	0.253	0.181	0.130	0.094	0.068	0.049	0.036	0.026	0.019
40	0.672	0.453	0.307	0.208	0.142	0.097	0.067	0.046	0.032	0.022	0.015	0.011
45	0.639	0.410	0.264	0.171	0.111	0.073	0.048	0.031	0.021	0.014	0.009	0.006
50	0.608	0.372	0.228	0.141	0.087	0.054	0.034	0.021	0.013	0.009	0.005	0.003

TABLA A.2
FACTORES UNIFORMES DE VALOR ACTUAL

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12
1	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926	0.917	0.909	0.901	0.893
2	1.970	1.942	1.913	1.886	1.859	1.833	1.808	1.783	1.759	1.736	1.713	1.690
3	2.941	2.884	2.829	2.775	2.723	2.673	2.624	2.577	2.531	2.487	2.444	2.402
4	3.902	3.808	3.717	3.630	3.546	3.465	3.387	3.312	3.240	3.170	3.102	3.037
5	4.853	4.713	4.580	4.452	4.329	4.212	4.100	3.993	3.890	3.791	3.696	3.605
6	5.795	5.601	5.417	5.242	5.076	4.917	4.767	4.623	4.486	4.355	4.231	4.111
7	6.728	6.472	6.230	6.002	5.786	5.582	5.389	5.206	5.033	4.868	4.712	4.564
8	7.652	7.325	7.020	6.733	6.463	6.210	5.971	5.747	5.535	5.335	5.146	4.968
9	8.566	8.162	7.786	7.435	7.108	6.802	6.515	6.247	5.995	5.759	5.537	5.328
10	9.471	8.983	8.530	8.111	7.722	7.360	7.024	6.710	6.418	6.145	5.889	5.650
11	10.368	9.787	9.253	8.760	8.306	7.887	7.499	7.139	6.805	6.495	6.207	5.938
12	11.255	10.575	9.954	9.385	8.863	8.384	7.943	7.536	7.161	6.814	6.492	6.194
13	12.134	11.348	10.635	9.986	9.394	8.853	8.358	7.904	7.487	7.103	6.750	6.424
14	13.004	12.106	11.296	10.563	9.899	9.295	8.745	8.244	7.786	7.367	6.982	6.628
15	13.865	12.849	11.938	11.118	10.380	9.712	9.108	8.559	8.061	7.606	7.191	6.811
16	14.718	13.578	12.561	11.652	10.838	10.106	9.447	8.851	8.313	7.824	7.379	6.974
17	15.562	14.292	13.166	12.166	11.274	10.477	9.763	9.122	8.544	8.022	7.549	7.120
18	16.398	14.992	13.754	12.659	11.690	10.828	10.059	9.372	8.756	8.201	7.702	7.250
19	17.226	15.678	14.324	13.134	12.085	11.158	10.336	9.604	8.950	8.365	7.839	7.366
20	18.046	16.351	14.877	13.590	12.462	11.470	10.594	9.818	9.129	8.514	7.963	7.469
21	18.857	17.011	15.415	14.029	12.821	11.764	10.836	10.017	9.292	8.649	8.075	7.562
22	19.660	17.658	15.937	14.451	13.163	12.042	11.061	10.201	9.442	8.772	8.176	7.645
23	20.456	18.292	16.444	14.857	13.489	12.303	11.272	10.371	9.580	8.883	8.266	7.718
24	21.243	18.914	16.936	15.247	13.799	12.550	11.469	10.529	9.707	8.985	8.348	7.784
25	22.023	19.523	17.413	15.622	14.094	12.783	11.654	10.675	9.823	9.077	8.422	7.843
26	22.795	20.121	17.877	15.983	14.375	13.003	11.826	10.810	9.929	9.161	8.488	7.896
27	23.560	20.707	18.327	16.330	14.643	13.211	11.987	10.935	10.027	9.237	8.548	7.943
28	24.316	21.281	18.764	16.663	14.898	13.406	12.137	11.051	10.116	9.307	8.602	7.984
29	25.066	21.844	19.188	16.984	15.141	13.591	12.278	11.158	10.198	9.370	8.650	8.022
30	25.808	22.396	19.600	17.292	15.372	13.765	12.409	11.258	10.274	9.427	8.694	8.055
35	29.409	24.999	21.487	18.665	16.374	14.498	12.948	11.655	10.567	9.644	8.855	8.176
40	32.835	27.355	23.115	19.793	17.159	15.046	13.332	11.925	10.757	9.779	8.951	8.244
45	36.095	29.490	24.519	20.720	17.774	15.456	13.606	12.108	10.881	9.863	9.008	8.283
50	39.196	31.424	25.730	21.482	18.256	15.762	13.801	12.233	10.962	9.915	9.042	8.304

TABLA A.3
DISTANCIA MAXIMA DE UN CONDUCTOR (m)
DIAMETRO DEL ALAMBRE EN CALIBRE AWG (12 V, CAIDA DE TENSION 3%)

		14	12	10	8	6	4	3	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0
AMPS	WATTS													
0.5	6	34	54	85	136	215	342	432	546	686	864	1086	1377	1753
1	12	17	27	43	68	108	171	216	273	343	432	543	688	876
2	24	8	13	21	34	54	85	108	136	171	216	272	344	438
4	48	4	7	11	17	27	43	54	68	86	108	136	172	219
6	72	3	4	7	11	18	28	36	46	57	72	91	115	146
8	96	2	3	5	8	13	21	27	34	43	54	68	86	110
10	120	2	3	4	7	11	17	22	27	34	43	54	69	88
12	144	1	2	4	6	9	14	18	23	29	36	45	57	73
14	168	1	2	3	5	8	12	15	20	25	31	39	49	63
16	192		2	3	4	7	11	14	17	21	27	34	43	55
18	216		1	2	4	6	10	12	15	19	24	30	38	49
20	240		1	2	3	5	9	11	14	17	22	27	34	44
25	300			2	3	4	7	9	11	14	17	22	28	35
30	360			1	2	4	6	7	9	11	14	18	23	29
35	420				2	3	5	6	8	10	12	16	20	25
40	480				2	3	4	5	7	9	11	14	17	22
45	540					2	4	5	6	8	10	12	15	19
50	600					2	3	4	5	7	9	11	14	18
60	720						3	4	5	6	7	9	11	15
70	840						2	3	4	5	6	8	10	13
80	960							3	3	4	5	7	9	11
90	1080								3	4	5	6	8	10
100	1200									3	4	5	7	9
110	1320										3	4	5	6
120	1440											4	5	6
130	1560												4	5
140	1680												4	5
150	1800													5
160	1920													4
170	2040													5

TABLA A.4
 DISTANCIA MAXIMA DE UN CONDUCTOR (m)
 DIAMETRO DEL ALAMBRE EN CALIBRE AWG (24 V, CAIDA DE TENSION 3%)

AMPS	WATTS	14	12	10	8	6	4	3	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0
0.5	12	67	107	170	271	430	684	864	1092	1372	1728	2173	2754	3506
1	24	34	54	85	136	215	342	432	546	686	864	1086	1377	1753
2	48	17	27	43	68	108	171	216	273	343	432	543	688	876
4	96	8	13	21	34	54	85	108	136	171	216	272	344	438
6	144	6	9	14	23	36	57	72	91	114	144	181	229	292
8	192	4	7	11	17	27	43	54	68	86	108	136	172	219
10	240	3	5	9	14	22	34	43	55	69	86	109	138	175
12	288	3	4	7	11	18	28	36	46	57	72	91	115	146
14	336	2	4	6	10	15	24	31	39	49	62	78	98	125
16	384		3	5	8	13	21	27	34	43	54	68	86	110
18	432		3	5	8	12	19	24	30	38	48	60	76	97
20	480		3	4	7	11	17	22	27	34	43	54	69	88
25	600			3	5	9	14	17	22	27	35	43	55	70
30	720			3	5	7	11	14	18	23	29	36	46	58
35	840				4	6	10	12	16	20	25	31	39	50
40	960				3	5	9	11	14	17	22	27	34	44
45	1080					5	8	10	12	15	19	24	31	39
50	1200					4	7	9	11	14	17	22	28	35
60	1440						6	7	9	11	14	18	23	29
70	1680						5	6	8	10	12	16	20	25
80	1920							5	7	9	11	14	17	22
90	2160								6	8	10	12	15	19
100	2400									7	9	11	14	18
110	2640									6	8	10	13	16
120	2880										7	9	11	15
130	3120											9	11	13
140	3360											9	10	13
150	3600											8	9	12
160	3840											8	9	11
170	4080													10

TABLA A.5
DISTANCIA MAXIMA DE UN CONDUCTOR (m)
DIAMETRO DEL ALAMBRE EN CALIBRE AWG (48 V, CAIDA DE TENSION 3%)

		14	12	10	8	6	4	3	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0
AMPS	WATTS													
0.5	24	135	214	340	543	861	1367	1728	2184	2743	3456	4346	5507	7011
1	48	67	107	170	271	430	684	864	1092	1372	1728	2173	2754	3506
2	96	34	54	85	136	215	342	432	546	686	864	1086	1377	1753
4	192	17	27	43	68	108	171	216	273	343	432	543	688	876
6	288	11	18	28	45	72	114	144	182	229	288	362	459	584
8	384	8	13	21	34	54	85	108	136	171	216	272	344	438
10	480	7	11	17	27	43	68	86	109	137	173	217	275	351
12	576	6	9	14	23	36	57	72	91	114	144	181	229	292
14	672	5	8	12	19	31	49	62	78	98	123	155	197	250
16	768		7	11	17	27	43	54	68	86	108	136	172	219
18	864		6	9	15	24	38	48	61	76	96	121	153	195
20	960		5	9	14	22	34	43	55	69	86	109	138	175
25	1200			7	11	17	27	35	44	55	69	87	110	140
30	1440			6	9	14	23	29	36	46	58	72	92	117
35	1660				8	12	20	25	31	39	49	62	79	100
40	1920				7	11	17	22	27	34	43	54	69	88
45	2160				10	15	19	24	30	38	48	61	78	
50	2400					9	14	17	22	27	35	43	55	70
60	2880						11	14	18	23	29	36	46	58
70	3360						10	12	16	20	25	31	39	50
80	3840							11	14	17	22	27	34	44
90	4320								12	15	19	22	31	39
100	4800									14	17	20	28	35
110	5280									12	16	19	25	32
120	5760										14	18	23	29
130	6240											17	21	27
140	6720											16	20	25
150	7200												18	23
160	7680												17	22
170	8160													21

TABLA A.6
DISTANCIA MÁXIMA DE UN CONDUCTOR (m)
DIÁMETRO DEL ALAMBRE EN CALIBRE AWG (120 V, CAÍDA DE TENSIÓN 3%)

AMPS	WATTS	14	12	10	8	6	4	3	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	
0.5	60	337	535	851	1356	2152	3418	4320	5459	6858	8640	*****	*****	*****	
1	120	168	268	425	678	984	1709	2160	2730	3429	4320	5432	6884	8764	
2	240	84	134	213	339	538	855	1080	1365	1715	2160	2716	3442	4382	
4	480	42	67	106	170	289	427	540	682	857	1080	1358	1721	2191	
6	720	28	45	71	113	179	285	360	455	572	720	905	1147	1461	
8	960	21	33	53	85	134	214	270	341	429	540	679	860	1096	
10	1200	17	27	43	68	108	171	216	273	343	432	543	688	876	
12	1440	14	22	35	57	90	142	180	227	286	360	453	574	730	
14	1680	12	19	30	48	77	122	154	195	245	309	388	492	626	
16	1920		17	27	42	67	107	135	171	214	270	340	430	548	
18	2160		15	24	38	60	95	120	152	191	240	302	382	487	
20	2400		13	21	34	54	85	108	136	171	216	272	344	439	
25	3000			17	27	43	68	86	109	137	173	217	275	351	
30	3600			14	23	36	57	72	91	114	146	181	229	292	
35	4200				19	31	49	62	78	98	123	155	197	250	
40	4800				17	27	43	54	68	86	108	136	172	219	
45	5400					24	38	48	61	76	96	121	153	195	
50	6000					22	34	43	55	69	86	91	138	175	
60	7200						28	36	46	57	72	78	115	146	
70	8400						24	31	39	49	62	68	98	125	
80	9600							27	34	43	54	60	86	110	
90	10800								30	38	48	54	76	97	
100	12000									34	43	49	69	88	
110	13200									31	39	45	63	80	
120	14400										36	42	57	73	
130	15600											40	53	67	
140	16800												39	49	63
150	18000													46	58
160	19200													43	55
170	20400														52

VOLTAJE, AMPERAJE Y TIEMPO DE OPERACION

DESCRIPCION DE LA CARGA	CANT	CORRIENTE (A)	TENSION (V)	POTENCIA (W)	CICLO SERVICIO DIARIO (h/día)	CICLO SERVICIO SEMANAL (días/sem)	7 DIAS POR SEMANA	FACTOR DE RENDIMIENTO	TENSION NOMINAL SISTEMA (V)	CARGA (Ah/día)
		X	X	=	X	X	+	+	+	=
POTENCIA TOTAL (W)					CARGA TOTAL (Ah/día)					
CARGA TOTAL (Ah/día)		FACTOR DE RENDIMIENTO DE CONDUCTORES		FACTOR DE RENDIMIENTO DE BATERIA		CARGA CORREGIDA (Ah/día)				
	÷		+		=					

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)	FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA	FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA	CAPACIDAD CORREGIDA DE LA BATERIA (Ah)	CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)	BATERIAS EN PARALELO
	X	+	+	-	+	-

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA
MARCA
MODELO
TIPO
TENSION (V)
CAPACIDAD (Ah)

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)	BATERIAS EN SERIE
	+	-

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO	TOTAL DE BATERIAS
	X	-

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	HORAS PICO INSOLACION (h/día)	CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	CORRIENTE REDUCIDA (A)	CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)	MODULOS EN PARALELO
	+		-		+	

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

Las horas pico corresponden a la insolación mínimo promedio anual y la máxima promedio mensual.

INFORMACION DE MODULO		
MARCA		
MODELO		
TIPO		
TENSION (V)	NOMINAL	MAX.
CAPACIDAD (A)		

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)	MODULOS EN SERIE
	+	

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO	TOTAL DE MODULOS
	X	

INDICADOR DE SISTEMA HIBRIDO

CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL (V)	CARGA TOTAL (Wh/día)	CORRIENTE REDUCIDA (A)	TENSION NOMINAL (V)	POTENCIA DEL CONJUNTO (W)
	X	=		X	=

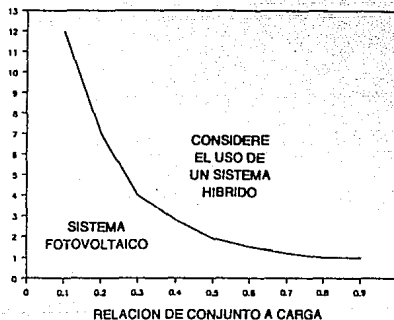
POTENCIA DEL CONJUNTO (W)	CARGA TOTAL (Wh/día)	RELACION DE CONJUNTO A CARGA
	+	=

INDICADOR HIBRIDO

SI	NO
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

EN CASO AFIRMATIVO DEBEN USARSE
LAS HOJAS DE CALCULO PARA SISTEMA
HIBRIDO.

CARGA TOTAL (kWh/día)



HOJA DE CALCULO # 5

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA (Hibrido)

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)		FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA		FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA		CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)		CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)		BATERIAS EN PARALELO	
	X		+		+		-		+		-	

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA
MARCA
MODELO
TIPO
TENSION (V)
CAPACIDAD (Ah)

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)		BATERIAS EN SERIE	
	+		-	

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO		TOTAL DE BATERIAS	
	X		-	

CAPACIDAD Y CONTRIBUCION DE BATERIA Y GENERADOR HIBRIDO

CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)	FACTOR DE REGIMEN DE CARGA	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (W)	FACTOR DEL RECTIFICADOR	FACTOR DE REDUCCION DEL GENERADOR	CAPACIDAD DEL GENERADOR (W)
	+	X	-	+	+	-
TIEMPO ANUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR (h)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (kW)	PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)		CARGA ANUAL (kWh)
	X	-		X	X 0.365	-
PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA ANUAL (kWh)		CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)		CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)	CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)
	+	X 100	-	100	-	-

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS (Hibrido)

CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)	RELACION CON SISTEMA HIBRIDO	CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)	MODULOS EN PARALELO			
	+	+	X	0.75	X	+	100	-

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE MODULO		
MARCA		
MODELO		
TIPO		
TENSION (V)	NOMINAL	MAX.
CAPACIDAD (A)		

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)	MODULOS EN SERIE
	+	-

MÓDULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO	TOTAL DE MODULOS
	X	-

Apéndice B (Aplicación de Hojas de Cálculo)

HOJA DE CALCULO # 1

VOLTAJE, AMPERAJE Y TIEMPO DE OPERACION

DESCRIPCION DE LA CARGA	C A N T	CORRIENTE (A)	TENSION (V)	POTENCIA (W)	CICLO SERVICIO DIARIO (h/día)	CICLO SERVICIO SEMANAL (días/sem)	7 DIAS POR SEMANA	FACTOR DE RENDIMIENTO	TENSION NOMINAL SISTEMA (V)	CARGA (Ah/día)	
		X	X	=	X	X	+	+	+	=	
CASAS	20			2,080	12	7	7	0.8	120	260.00	
ESCUELA	1			840	6	5	7	0.8	120	37.50	
CLINICA	1			336	12	3	7	0.8	120	18.00	
IGLESIA	1			322	4	3	7	0.8	120	5.75	
AUDITORIO	1			280	6	2	7	0.8	120	5.00	
TIENDA	1			280	12	6	7	0.8	120	30.00	
BOMBA	1			600	3	7	7	0.8	120	18.75	
POTENCIA TOTAL (W)				4,738	CARGA TOTAL (Ah/día)				375.00		

CARGA TOTAL (Ah/día)	FACTOR DE RENDIMIENTO DE CONDUCTORES	FACTOR DE RENDIMIENTO DE BATERIA	CARGA CORREGIDA (Ah/día)			
375	+	0.98	+	0.9	=	425.17

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)		FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA		FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA		CAPACIDAD CORREGIDA DE LA BATERIA (Ah)		CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)		BATERIAS EN PARALELO	
425.17	X	5	+	0.8	+	0.9	-	2,952.57	+	1,000	-	3

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA	
MARCA	EXIDE
MODELO	E120-17
TIPO	PLOMO - ANTIMONIO
TENSION (V)	2
CAPACIDAD (Ah)	1.000

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)		BATERIAS EN SERIE	
120	+	2	=	60

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO		TOTAL DE BATERIAS	
60	X	3	=	180

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	HORAS PICO INSOLACION (h/día)	CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	CORRIENTE REDUCIDA (A)	CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)	MODULOS EN PARALELO						
425.17	+	4.11	-	103.45	÷	0.9	-	114.94	+	3.6	-	32

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

Las horas pico corresponden a la insolación mínimo promedio anual y la máxima promedio mensual.

INFORMACION DE MODULO		
MARCA	SOLAREX	
MODELO	MSX-60	
TIPO	CRISTALINO	
TENSION (V)	NOMINAL	MAX.
	15.4	21.0
CAPACIDAD (A)	3.6	

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)	MODULOS EN SERIE		
120	+	15.4	-	8

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO	TOTAL DE MODULOS		
8	X	32	-	256

INDICADOR DE SISTEMA HIBRIDO

CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL (V)	CARGA TOTAL (Wh/día)	CORRIENTE REDUCIDA (A)	TENSION NOMINAL (V)	POTENCIA DEL CONJUNTO (W)
375	X 120	= 45,000	114.94	X 120	= 13,792.8

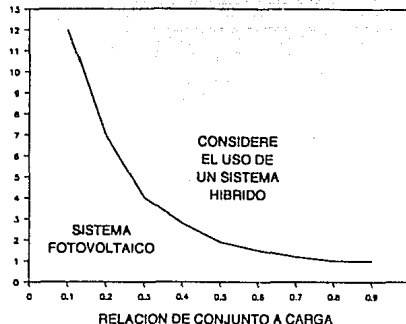
POTENCIA DEL CONJUNTO (W)	CARGA TOTAL (Wh/día)	RELACION DE CONJUNTO A CARGA
13,792.8	+ 45,000	= 0.31

INDICADOR HIBRIDO

SI	NO
X	

EN CASO AFIRMATIVO DEBEN USARSE LAS HOJAS DE CALCULO PARA SISTEMA HIBRIDO.

CARGA TOTAL (kWh/día)



DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA (Hibrido)

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)		FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA		FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA		CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)		CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)		BATERIAS EN PARALELO	
425.17	X	2	+	0.8	+	0.9	=	1,181.03	+	1,000	=	1

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA	
MARCA	EXIDE
MODELO	E120-17
TIPO	PLOMO - ANTIMONIO
TENSION (V)	2
CAPACIDAD (Ah)	1,000

NOTA: Para la información de la batería
* consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)		BATERIAS EN SERIE	
120	+	2	=	60

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO		TOTAL DE BATERIAS	
60	X	1	=	60

CAPACIDAD Y CONTRIBUCION DE BATERIA Y GENERADOR HIBRIDO

CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)	FACTOR DE REGIMEN DE CARGA	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (W)	FACTOR DEL RECTIFICADOR	FACTOR DE REDUCCION DEL GENERADOR	CAPACIDAD DEL GENERADOR (W)						
1,181.03	+	24	X	120	=	5,905.15	+	0.8	+	0.72	=	10,252

TIEMPO ANUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR (h)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (kW)	PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	CARGA ANUAL (kWh)						
1,500	X	6	=	9,000	375	X	120	X	0.365	=	16,425

PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA ANUAL (kWh)	CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)	CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)	CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)							
9,000	+	16,425	X	100	=	54.8	100	-	54.8	=	45.2

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS (Hibrido)

CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO		CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)		RELACION CON SISTEMA HIBRIDO		CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)			MODULOS EN PARALELO		
103.45	+	0.9	+	3.6	X	0.75	X	33.7	+	100	=	8

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE MODULO		
MARCA		
SOLAREX		
MODELO		
MSX-60		
TIPO		
CRISTALINO		
TENSION (V)	NOMINAL	MAX.
	15.4	21.0
CAPACIDAD (A)		
3.6		

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)		MODULOS EN SERIE	
120	+	15.4	=	8

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO		TOTAL DE MODULOS	
8	X	8	=	64

BIBLIOGRAFIA

- * Considine, Douglas M., **Energy Technology Handbook**, Mc Graw Hill, Nueva York, 1977.
- * Daniels, **Uso Directo de la Energía Solar**, Ed. Blume, Madrid, 1977.
- * Del Valle et al., **Sistemas Fotovoltaicos**, CINVESTAV, México, 1982.
- * Derrick, Francis, Bokalders, **Solar Photovoltaic Products**, Intermediate Technology Publications, Londres, 1991.
- * Gipe, Paul, **Wind Energy - How to Use it**, Stackpole Books, Harrisburg, PA, 1983.
- * Integrated Power Corporation, **The Integrated Power Catalog**, Rockville, MD, EUA, 1988.
- * Kreith, Frank, **Principles of Solar Engineering**, Mc Graw Hill, Nueva York, 1978.
- * Manrique, José A., **Energía Solar - Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas**, Ed. Harla, México, 1984.
- * McNelis, Derrick, Starr, **Solar-Powered Electricity**, Intermediate Technology Publications, Londres, 1988.
- * Paiz, Wolfgang, **Electricidad Solar - Estudio Económico de la Energía Solar**, Ed. Blume, Barcelona, 1980.

* Sandia National Laboratories, **Manual de Prácticas Recomendadas para Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos**, Albuquerque, Nuevo México, EUA, 1990.

* Szokolay S.V., **Energía Solar y Edificación**, Ed. Blume, Barcelona, 1978.

VOLTAJE, AMPERAJE Y TIEMPO DE OPERACION

DESCRIPCION DE LA CARGA	C A N T	CORRIENTE (A)	TENSION (V)	POTENCIA (W)	CICLO SERVICIO DIARIO (h/día)	CICLO SERVICIO SEMANAL (días/sem)	7 DIAS POR SEMANA	FACTOR DE RENDIMIENTO	TENSION NOMINAL SISTEMA (V)	CARGA (Ah/día)
		X	X	=	X	X	-	÷	+	=
POTENCIA TOTAL (W)					CARGA TOTAL (Ah/día)					

CARGA TOTAL (Ah/día)	FACTOR DE RENDIMIENTO DE CONDUCTORES	FACTOR DE RENDIMIENTO DE BATERIA	CARGA CORREGIDA (Ah/día)
	+	+	=

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)	FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA	FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA	CAPACIDAD CORREGIDA DE LA BATERIA (Ah)	CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)	BATERIAS EN PARALELO
	X	+	+	-	+	-

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA
MARCA
MODELO
TIPO
TENSION (V)
CAPACIDAD (Ah)

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)	BATERIAS EN SERIE
	+	-

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO	TOTAL DE BATERIAS
	X	-

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	HORAS PICO INSOLACION (h/día)	CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	CORRIENTE REDUCIDA (A)	CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)	MODULOS EN PARALELO
	+	-	+	-	+	-

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

Las horas pico corresponden a la insolación mínimo promedio anual y la máxima promedio mensual.

INFORMACION DE MODULO		
MARCA		
MODELO		
TIPO		
TENSION (V)	NOMINAL	MAX.
CAPACIDAD (A)		

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)	MODULOS EN SERIE
	+	-

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO	TOTAL DE MODULOS
	X	-

HOJA DE CALCULO # 4

INDICADOR DE SISTEMA HIBRIDO

CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL (V)	CARGA TOTAL (Wh/día)	CORRIENTE REDUCIDA (A)	TENSION NOMINAL (V)	POTENCIA DEL CONJUNTO (W)
	X	-		X	-

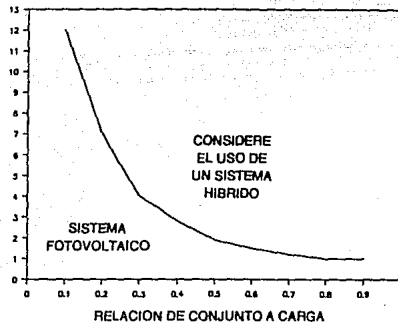
POTENCIA DEL CONJUNTO (W)	CARGA TOTAL (Wh/día)	RELACION DE CONJUNTO A CARGA
	+	-

INDICADOR HIBRIDO

SI NO

EN CASO AFIRMATIVO DEBEN USARSE LAS HOJAS DE CALCULO PARA SISTEMA HIBRIDO.

CARGA TOTAL (kWh/día)



DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA (Hibrido)

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)	FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA	FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA	CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)	CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)	BATERIAS EN PARALELO
	X	+	+	=	+	=

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA
MARCA
MODELO
TIPO
TENSION (V)
CAPACIDAD (Ah)

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)	BATERIAS EN SERIE
	+	=

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO	TOTAL DE BATERIAS
	X	=

CAPACIDAD Y CONTRIBUCION DE BATERIA Y GENERADOR HIBRIDO

CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)	FACTOR DE REGIMEN DE CARGA	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (W)	FACTOR DEL RECTIFICADOR	FACTOR DE REDUCCION DEL GENERADOR	CAPACIDAD DEL GENERADOR (W)
	+	X	-	+	+	-
TIEMPO ANUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR (h)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (kW)	PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA TOTAL (Ah/dia)	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	CARGA ANUAL (kWh)	
	X	-		X	X 0.365	-
PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA ANUAL (kWh)	CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)	CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)	CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)		
	+	X 100	-	100	-	

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS (Hibrido)

CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)	RELACION CON SISTEMA HIBRIDO	CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)	MODULOS EN PARALELO			
	+	+	X	0.75	X	+	100	-

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE MODULO		
MARCA		
MODELO		
TIPO		
TENSION (V)	NOMINAL	MAX.
CAPACIDAD (A)		

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)	MODULOS EN SERIE
	+	-

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO	TOTAL DE MODULOS
	X	-

VOLTAJE, AMPERAJE Y TIEMPO DE OPERACION

DESCRIPCION DE LA CARGA	CANT	CORRIENTE (A)	TENSION (V)	POTENCIA (W)	CICLO SERVICIO DIARIO (h/día)	CICLO SERVICIO SEMANAL (días/sem)	7 DIAS POR SEMANA	FACTOR DE RENDIMIENTO		TENSION NOMINAL SISTEMA (V)	CARGA (Ah/día)	
		X	X	=	X	X	+	+	+	=		
CASAS	20			2,080	12	7	7	0.8		120	260.00	
ESCUELA	1			840	6	5	7	0.8		120	37.50	
CLINICA	1			336	12	3	7	0.8		120	18.00	
IGLESIA	1			322	4	3	7	0.8		120	5.75	
AUDITORIO	1			280	6	2	7	0.8		120	5.00	
TIENDA	1			280	12	6	7	0.8		120	30.00	
BOMBA	1			600	3	7	7	0.8		120	18.75	
POTENCIA TOTAL (W)				4,738	CARGA TOTAL (Ah/día)				375.00			
					CARGA TOTAL (Ah/día)		FACTOR DE RENDIMIENTO DE CONDUCTORES		FACTOR DE RENDIMIENTO DE BATERIA		CARGA CORREGIDA (Ah/día)	
					375		+ 0.98		+ 0.9		= 425.17	

DÉTERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)		FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA	FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA		CAPACIDAD CORREGIDA DE LA BATERIA (Ah)	CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)		BATERIAS EN PARALELO			
425.17	X	5	+	0.8	+	0.9	-	2,952.57	+	1,000	-	3

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA	
MARCA	EXIDE
MODELO	E120-17
TIPO	PLOMO - ANTIMONIO
TENSION (V)	2
CAPACIDAD (Ah)	1,000

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)		BATERIAS EN SERIE	
120	+	2	-	60

BATERIAS EN SERIE	BATERIAS EN PARALELO		TOTAL DE BATERIAS	
60	X	3	-	180

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	HORAS PICO INSOLACION (h/día)	CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO	CORRIENTE REDUCIDA (A)	CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)	MODULOS EN PARALELO						
425.17	+	4.11	-	103.45	+	0.9	-	114.94	+	3.6	-	32

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

Las horas pico corresponden a la insolación mínimo promedio anual y la máxima promedio mensual.

INFORMACION DE MODULO			
MARCA			
SOLAREX			
MODELO			
MSX-60			
TIPO			
CRISTALINO			
TENSION (V)	NOMINAL	15.4	MAX. 21.0
CAPACIDAD (A)			
3.6			

NOTA: Para la Información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)	MODULOS EN SERIE		
120	+	15.4	-	8

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO	TOTAL DE MODULOS		
8	X	32	-	256

HOJA DE CALCULO # 4

INDICADOR DE SISTEMA HIBRIDO

CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL (V)	CARGA TOTAL (Wh/día)	CORRIENTE REDUCIDA (A)	TENSION NOMINAL (V)	POTENCIA DEL CONJUNTO (W)				
375	X	120	=	45,000	114.94	X	120	=	13,792.8

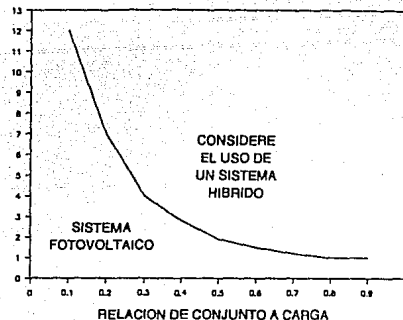
POTENCIA DEL CONJUNTO (W)	CARGA TOTAL (Wh/día)	RELACION DE CONJUNTO A CARGA		
13,792.8	+	45,000	=	0.31

INDICADOR HIBRIDO

SI	NO
X	

EN CASO AFIRMATIVO DEBEN USARSE LAS HOJAS DE CALCULO PARA SISTEMA HIBRIDO.

CARGA TOTAL (kWh/día)



DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE LA BATERIA (Híbrido)

CARGA CORREGIDA (Ah/día)	DIAS DE ALMACENAMIENTO (días)		+	FACTOR DE PROFUNDIDAD MAXIMO DE DESCARGA	+	FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA	-	CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)		+	CAPACIDAD DE REGIMEN DE LA BATERIA (Ah)		-	BATERIAS EN PARALELO	
	X	2						1,181.03	1,000		1				
425.17	X	2	+	0.8	+	0.9	-	1,181.03	+	1,000	-	1			

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de baterías en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE BATERIA	
MARCA	EXIDE
MODELO	E120-17
TIPO	PLOMO - ANTIMONIO
TENSION (V)	2
CAPACIDAD (Ah)	1,000

NOTA: Para la información de la batería consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)		TENSION NOMINAL DE LA BATERIA (V)		BATERIAS EN SERIE
120	+	2	-	60

BATERIAS EN SERIE		BATERIAS EN PARALELO		TOTAL DE BATERIAS
60	X	1	-	60

CAPACIDAD Y CONTRIBUCION DE BATERIA Y GENERADOR HIBRIDO

CAPACIDAD DE LA BATERIA HIBRIDA (Ah)	FACTOR DE REGIMEN DE CARGA		TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)		POTENCIA NOMINAL DE CARGA (W)		FACTOR DEL RECTIFICADOR		FACTOR DE REDUCCION DEL GENERADOR		CAPACIDAD DEL GENERADOR (W)	
1,181.03	+	24	X	120	-	5,905.15	+	0.8	+	0.72	-	10,252

TIEMPO ANUAL DE FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR (h)	POTENCIA NOMINAL DE CARGA (kW)		PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)		CARGA TOTAL (Ah/día)	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)			CARGA ANUAL (kWh)		
1,500	X	6	-	9,000	375	X	120	X	0.365	-	16,425

PRODUCCION ANUAL DEL GENERADOR (kWh)	CARGA ANUAL (kWh)		CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)		CARGA ALIMENTADA POR EL GENERADOR (%)			CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)			
9,000	÷	16,425	X	100	-	54.8	100	-	54.8	-	45.2

DETERMINACION DEL NUMERO DE MODULOS (Híbrido)

CORRIENTE PICO (A)	FACTOR DE REDUCCION DE MODULO		CORRIENTE DE REGIMEN DE MODULO (A)		RELACION CON SISTEMA HIBRIDO		CARGA ALIMENTADA POR EL CONJUNTO (%)			MODULOS EN PARALELO		
103.45	+	0.9	+	3.6	X	0.75	X	33.7	+	100	=	8

NOTA: En caso de diseño crítico, redondear al entero mayor el número de módulos en paralelo, o al entero menor en caso contrario.

INFORMACION DE MODULO			
MARCA			
SOLAREX			
MODELO			
MSX-60			
TIPO			
CRISTALINO			
TENSION (V)	NOMINAL	15.4	MAX. 21.0
CAPACIDAD (A)		3.6	

NOTA: Para la información de módulo consultar las especificaciones de fábrica.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (V)	TENSION NOMINAL DE MODULO (V)		MODULOS EN SERIE	
120	+	15.4	=	8

MODULOS EN SERIE	MODULOS EN PARALELO		TOTAL DE MODULOS	
8	X	8	=	64

BIBLIOGRAFIA

- * Considine, Douglas M., **Energy Technology Handbook**, Mc Graw Hill, Nueva York, 1977.
- * Daniels, **Uso Directo de la Energia Solar**, Ed. Blume, Madrid, 1977.
- * Del Valle et al., **Sistemas Fotovoltaicos**, CINVESTAV, México, 1982.
- * Derrick, Francis, Bokalders, **Solar Photovoltaic Products**, Intermediate Technology Publications, Londres, 1991.
- * Gipe, Paul, **Wind Energy - How to Use it**, Stackpole Books, Harrisburg, PA, 1983.
- * Integrated Power Corporation, **The Integrated Power Catalog**, Rockville, MD, EUA, 1988.
- * Kreith, Frank, **Principles of Solar Engineering**, Mc Graw Hill, Nueva York, 1978.
- * Manrique, José A., **Energía Solar - Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas**, Ed. Harla, México, 1984.
- * McNelis, Derrick, Starr, **Solar-Powered Electricity**, Intermediate Technology Publications, Londres, 1988.
- * Paiz, Wolfgang, **Electricidad Solar - Estudio Económico de la Energía Solar**, Ed. Blume, Barcelona, 1980.

* Sandia National Laboratories, Manual de Prácticas Recomendadas para Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos, Albuquerque, Nuevo México, EUA, 1990.

* Szokolay S.V., Energía Solar y Edificación, Ed. Blume, Barcelona, 1978.