

**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

**INGENIERÍA DE LA ENERGÍA SOLAR
Y DIGESTORES ANAEROBIOS**



**CENTRO DE INFORMACION
Y DOCUMENTACION
"ING. BRUNO MASCANZONI"**

**PREPARACIÓN DE PELÍCULAS DE COBALTO
NEGRO COMO RECUBRIMIENTO DE
ABSORBEDORES SOLARES**

**EXPOSITOR: ING. ENRIQUE BARRERA
1998**

PREPARACION DE PELICULAS DE COBALTO NEGRO COMO RECUBRIMIENTO DE ABSORBEDORES SOLARES.

Enrique Barrera

Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, apdo. postal 55-534, c.p.09340, México D.F. .
Área de Ing. en Recursos Energéticos, IPH, CBI.

Introducción.

En el desarrollo de colectores solares de concentración, como por ejemplo los de canal parabólica, se requiere de materiales con buenas propiedades ópticas, es decir que posean una alta absorptividad del espectro solar y una baja emisividad del espectro infrarrojo; además de que el material debe poseer una buena estabilidad a alta temperatura (400°C), lo cual significa que no deben de ocurrir modificaciones en sus propiedades ópticas, con el tiempo de exposición. Para los elevados niveles de temperatura de operación de los colectores solares de concentración, el cromo negro resulta ser inestable perdiendo por tanto sus propiedades por lo que resulta inútil su uso, por lo tanto, ha sido necesario buscar nuevos y mejores materiales absorbedores que sean utilizables a niveles de alta temperatura de operación, como es el caso de las modernas plantas de generación solar de potencia. Desde hace algún tiempo, se reconoce que el cobalto negro podría sustituir al cromo negro razón por la cual se han venido realizado diversos estudios sobre él, con el fin de contar con un material accesible y de buenas propiedades ópticas estables a alta temperatura.

El, cobalto negro, consistente en cobalto u óxidos o hidróxidos de cobalto, se han estudiado principalmente por sus propiedades ópticas y semiconductoras que lo hacen atractivo para aplicaciones fototérmicas solares (1). A la fecha este material se puede preparar por diversas técnicas como sputtering (2), pirólisis de un spray químico (3), procesos de inmersión (4) y electrodeposición (5, 6). El último proceso por ser muy económico, podría ser el más ampliamente utilizado para preparar materiales absorbedores en aplicaciones solares.

Existen diversos trabajos previos de preparación de óxidos de cobalto por electrodeposición, que se pueden dividir en dos grandes grupos. Aquellos que se denominan procesos directos y los indirectos. En los primeros, se prepara una solución con los componentes químicos disueltos que durante el proceso de electrólisis permiten la obtención directa del cobalto negro sobre el sustrato (cátodo), (6-8). Por otro lado, se encuentran los procesos indirectos, en los que el proceso de formación del óxido de cobalto se lleva a cabo en dos etapas, es decir, primero se deposita el cobalto metálico sobre el sustrato, y en una segunda etapa, el óxido de cobalto se obtiene por oxidación del cobalto mediante un proceso de oxidación térmica o química, (9-11). De acuerdo a los resultados publicados, los trabajos de preparación de estos óxidos presentan diferentes propiedades ópticas en función del tipo de óxido logrado, es decir las propiedades son diferentes si el óxido obtenido es Co_3O_4 , CoO , ó $\text{CoO}(\text{OH})$. Sin embargo, también es notorio el hecho de que para el mismo tipo de óxido obtenido con diferentes formulaciones de electrodeposición, se obtienen diferentes propiedades ópticas, lo cual es comprensible pues tales propiedades ópticas son función directa del espesor de óxido formado, además del tipo de sustrato utilizado, y la mayoría de los trabajos no reportan los espesores de óxido obtenido o bien utilizan diferentes tipos de sustrato entre los diferentes experimentos publicados que no permiten lograr una uniformidad ni suficientes bases de comparación entre los trabajos existentes. Sucede que cuando un investigador obtiene un buen electrodeposito de cobalto sobre un determinado sustrato, y otro intenta reproducirlo sobre otro medio, normalmente no se logran buenos resultados porque el proceso de depósito es un proceso interfacial de electrodo que es muy dependiente del tipo de sustrato utilizado, así que se hace necesario reformular el baño o bien encontrar las mejores condiciones de electrodeposito, que no necesariamente son las mismas para los diversos sustratos estudiados.

Cuando se reprodujeron las formulaciones de la literatura (6-8) para el electrodeposición de cobalto negro sobre acero inoxidable, encontramos gran dificultad para obtener depósitos uniformes y reproducibles, razón por la cual fue necesario adaptar y desarrollar una formulación que propone el uso de un agente oxidante necesario para la obtención directa del óxido de cobalto. La formulación de baño electrolítico a estudiar es parecido al desarrollado para electrodepositar cobalto brillante por el método de Mc Donalds(6), sólo que en la actual formulación agregamos una concentración diferente de la especie electroactiva además de que se ha añadido un agente oxidante basado en pequeñas cantidades de nitrato de cobalto que permite la obtención directa de un depósito negro a base de cobalto y óxidos de cobalto tipo espinela, Co_3O_4 , que identificaremos como cobalto negro. En este estudio se estandarizó la composición del electrolito y las condiciones de operación, mediante la metodología utilizada por S. John (1991), (7), y que se basa en los resultados de un estudio en celda Hull. Así, encontramos las mejores condiciones de electrodeposición de cobalto negro, su caracterización y por último se presenta un estudio de sus propiedades ópticas y de la estabilidad térmica del material

Parte Experimental.

Preparación de sustratos. Los sustratos utilizados son placas de acero inoxidable de 0.1 x 0.1 m calibre 20, en el que el proceso de limpieza es esencial para la obtención de las películas electrodepositadas. El tratamiento de los sustratos de acero inoxidable consistió en un pulido mecánico con lija de carburo de silicio de diferentes tamaños de grano, posteriormente se desengrasaron con alcohol etílico caliente, luego se aplicaron dos ciclos de electropulido con inversión de corriente en ácido sulfúrico al 20%, mediante 2 min., usando ánodos de acero inoxidable. Finalmente los sustratos se enjuagaron con agua destilada y algunas muestras se recubrieron con una capa de níquel utilizando un baño de electrodeposición tipo Watts, (8, 9).

Pruebas en Celda Hull. Se realizaron las pruebas en celda Hull, siguiendo la metodología descrita por S. John et al (7), pero utilizando placas de acero inoxidable como sustrato, ánodos de plomo y una formulación diferente. El estudio del electrodeposición en celda Hull, partió de una formulación tipo Mc. Donalds (6) para el electrodeposición de cobalto metálico, aunque en este proyecto se evaluó el efecto de la adición de diversas cantidades de nitrato de cobalto, según la formulación y condiciones de la tabla 1.

Los experimentos en Celda Hull, se realizaron en una celda estándar de 267 ml a una corriente fija de 2 A por 40 segundos, lo cual permite juzgar la calidad del depósito sobre un amplio rango de densidades de corriente en un sólo experimento, dada la posición inclinada del cátodo en relación con el ánodo. Por la imposibilidad de contar con ánodos de cobalto que permitieran recuperar la concentración inicial de la especie electroactiva dentro del baño, nuestros experimentos iniciales en celda Hull se efectuaron usando una alta concentración de sulfato de cobalto, 250 g/l, en tanto se

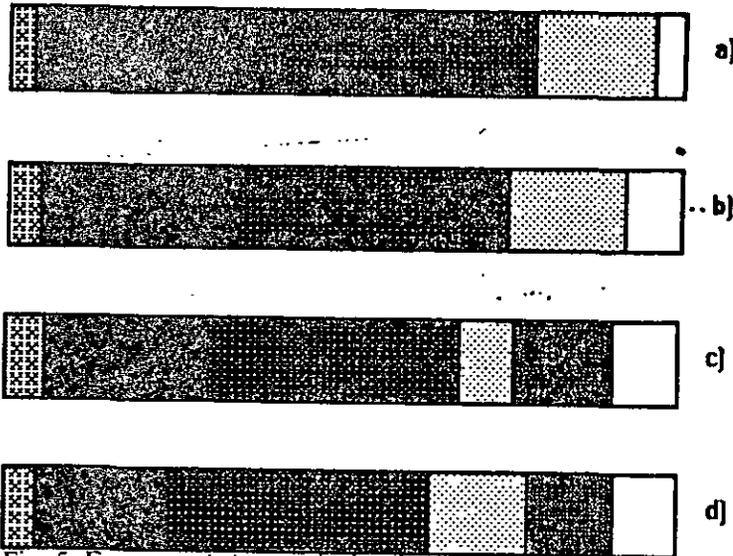
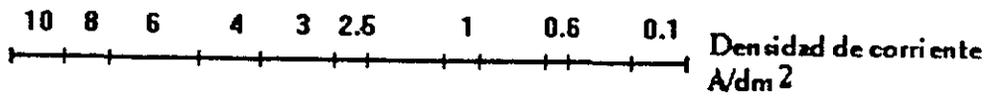


Fig. 5. Esquema de los resultados de celda Hull al variar la temperatura del baño.

Influencia del pH del electrolito. Dado que la composición del electrodeposición, así como su calidad, podría ser modificada por el pH, procedimos a realizar pruebas en celda hull con variaciones del pH entre 1 y 6. El pH del baño con 275 g/l de sulfato de cobalto, 35 g/l de Cloruro de cobalto, 30 g/l de ácido bórico y 2.5 g/l de nitrato de cobalto resulta de 3.5, así que la disminución del pH se realizó con ácido nítrico y la elevación se logró con NaOH. Los resultados obtenidos se resumen en la figura 6, donde se observa que el mejor depósito de cobalto negro ocurre a un pH de 2, con una calidad ligeramente mayor que la de los depósitos de cobalto negro a pH de 3.5. Sin embargo, a pesar que la calidad del depósito mejora con la disminución del pH, ocurre que las muestras mejoran su absorptividad, pero también crece la emisividad y el cociente de tales parámetros, denominado selectividad se ve disminuido con respecto a las muestras obtenidas con la formulación sin ningún ajuste en el pH. Por tanto, para la elaboración de las diversas muestras de cobalto negro sobre acero inoxidable, decidimos utilizar la formulación sin ningún ajuste en el pH, aunque cabe reconocer que la formulación con un menor pH, también ofrece muestras de cobalto negro sobre acero de muy buena calidad desde el punto de vista estético, aunque desde el punto de vista de propiedades ópticas la calidad disminuye, con respecto a las muestras obtenidas sin ningún ajuste en el pH, razón por la cual para los fines de este proyecto, resulta más recomendable la formulación sin ninguna modificación en el pH.

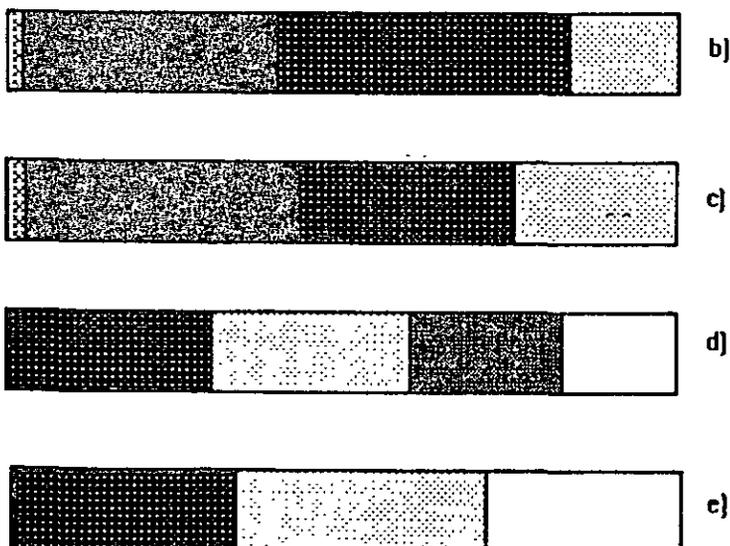


Fig. 6. Esquema de los resultados de celda Hull al variar el pH del baño.

Con los resultados de celda Hull, se definió la mejor composición y condiciones de electrodeposición que se resumen en la tabla 2, aunque es notorio el hecho de que el éxito o fracaso para obtener un depósito uniforme y reproducible de óxidos de cobalto consiste en la presencia de pequeñas cantidades del nitrato de cobalto requeridas en la formulación.

Tabla 2. Características del baño de electrodeposición de cobalto negro, obtenido por celda Hull

componente o parámetro	rango
sulfato de cobalto	275 g/l
cloruro de cobalto	35 g/l
ácido bórico	30 g/l
nitrato de cobalto	2.5 g/l
pH	3.5
densidad de corriente (A/dm ²)	10
temperatura	20 ^o C

También, las diversas muestras de cobalto negro sobre acero inoxidable, en las que se midieron las propiedades ópticas, se obtuvieron con la formulación de la tabla 2, en la que, dependiendo del tiempo de depósito utilizado, se lograba un determinado espesor de película, encontrando que a 45 seg, se lograba un espesor aproximado de 2.3 μm de óxido de cobalto fuertemente adherido, uniforme y de buenas propiedades ópticas.

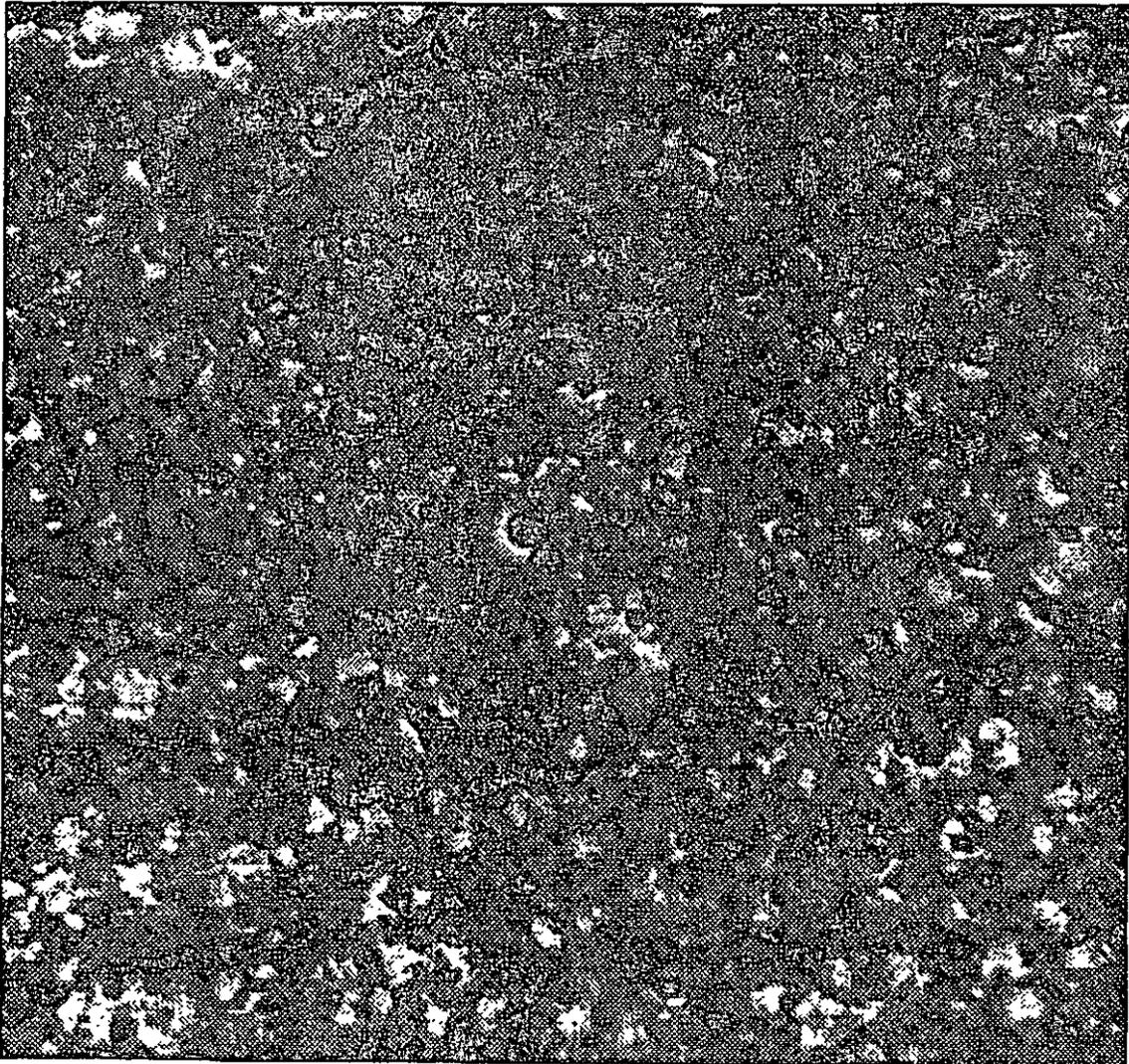
Los estudios de rayos X, se efectuaron sobre muestras de aluminio con cobalto y cobalto negro electrodepositado, corroborándose en un caso la presencia del cobalto, en tanto las muestras recubiertas con cobalto negro, muestran una mezcla de óxido de cobalto y cobalto sin oxidar.

Estudio de microscopía de barrido electrónico. La fig. 7, muestra las fotografías del cobalto negro recién obtenido sobre acero inoxidable y la del material después de 100 horas de un calentamiento a 400^o C. Se observa que la estructura del cobalto negro es granular amorfa con tamaño aproximado de 1 μm , en tanto la muestra después de haber sido tratada térmicamente, permite observar una recristalización superficial del material con un nueva forma y tamaño de grano, lo que influye en la capacidad de absorción de la radiación solar del material, pues la absorptividad disminuye en tanto la emisividad se incrementa.

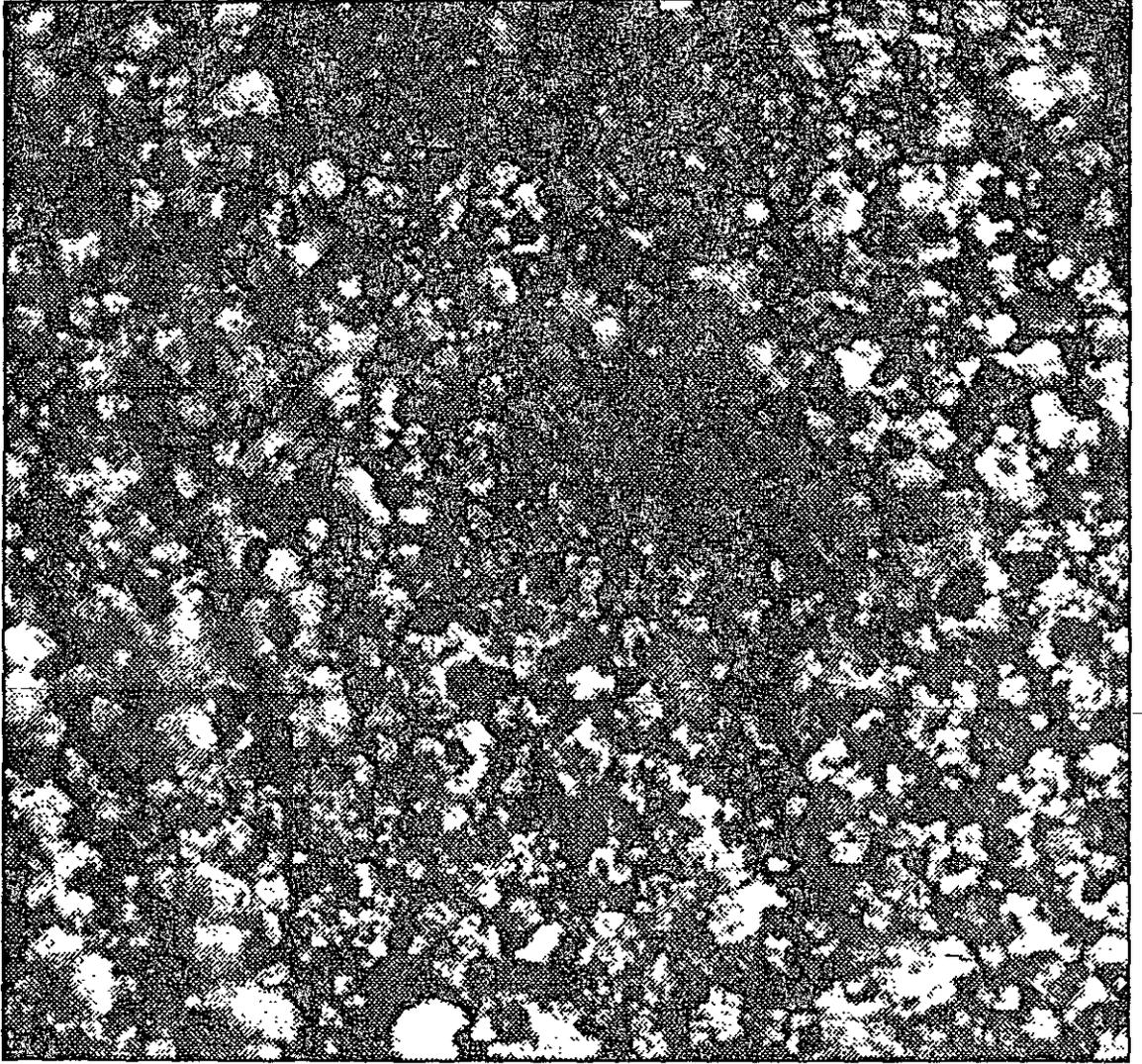
Estudio de estabilidad a la temperatura del depósito de cobalto negro. Con las mejores condiciones de depósito de cobalto negro identificado por el estudio en celda Hull, se prepararon diversas muestras de cobalto negro sobre sustratos de acero inoxidable de 7 x7 cms, y de acero inoxidable niquelado. En la tabla 3 se muestran las propiedades ópticas iniciales del cobalto negro depositado en los dos tipos de sustratos. En la fig. 8 se muestra la curva de reflectividad del cobalto negro electrodepositado sobre acero, así como la del mismo material pero tratado a 400^o C durante 100 horas, con base en las que se determina la absorptividad del material, (11). Es bastante notoria la diferencia entre los espectros del cobalto negro sin y con tratamiento térmico, lo cual se debe sin duda a una transformación química del material original, debido a los procesos de oxidación y difusión de especies por el tratamiento térmico. Es decir, lo que ocurre es que el cobalto negro original, en este caso una mezcla de cobalto metálico, hidróxidos de cobalto y cobalto metálico, se transforman con el tratamiento térmico a 400^oC hasta Co_3O_4 , aunque también parte del CoO a Co_3O_4 lo cual se presenta a esa temperatura, (10).

Tabla 3. Propiedades ópticas del cobalto negro recién preparado.

Sustrato	absortividad ± 0.05	emisividad ± 0.05
acero inoxidable	0.93	0.26
acero inoxidable niquelado	0.92	0.18



CoNsinmcz, 30kV, 20mm, 3000x, mix 50:50



conn400C,30kV,10mm,3000x,mix50:50

Fig 7 SEM de. a)electrodeposición reciente de cobalto negro sobre acero inoxidable, y b) así como de una muestra tratada a 400° C durante 100 hrs

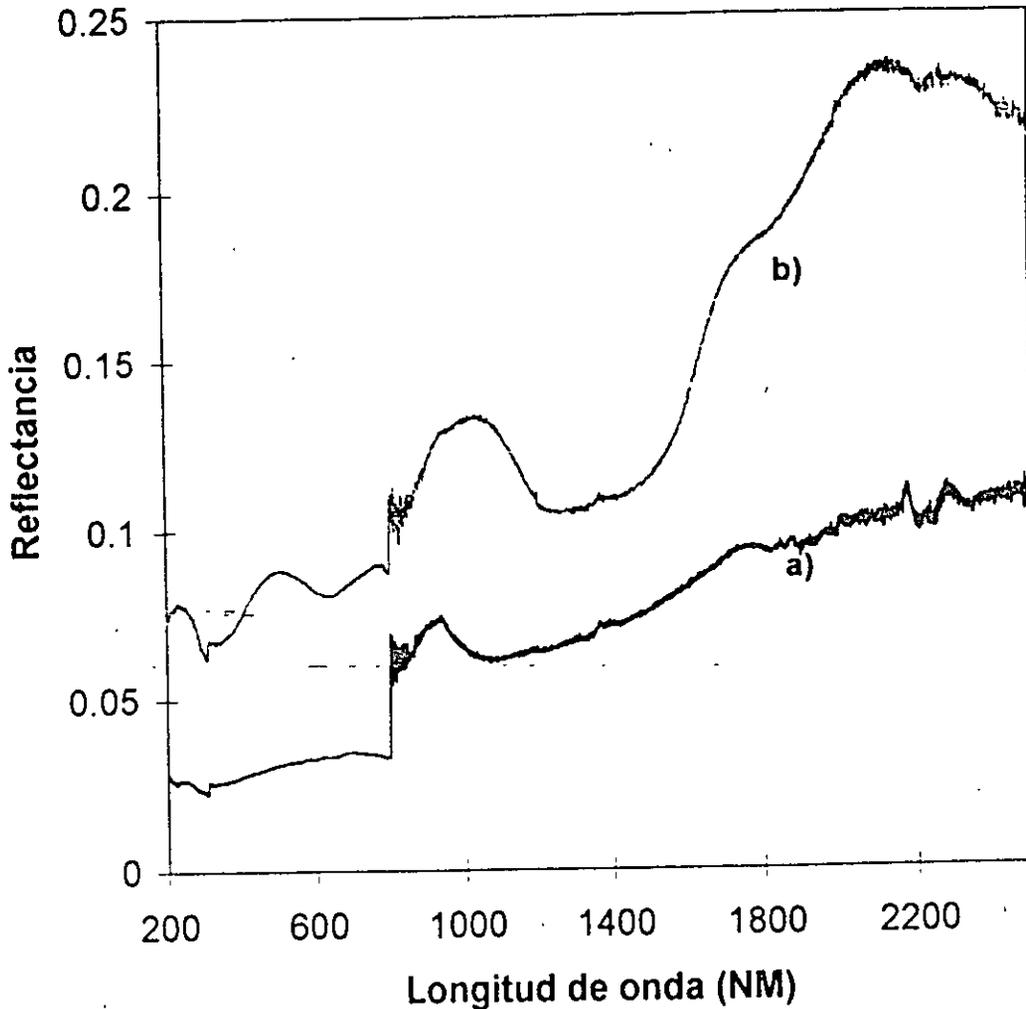


Fig 8 Espectros de reflectividad espectral de muestras de cobalto negro recién obtenido y tratado a 400° C durante 100 hrs.

En la fig. 9 se observa la curva del comportamiento de la absorptividad y emisividad del material en función del tiempo de exposición, y para diferentes niveles de temperatura de tratamiento. Se puede observar que el material presenta buena estabilidad térmica por debajo de 400° C, pues las propiedades de utilidad en la captación de energía solar, así como su color y apariencia no se modifican apreciablemente. Sin embargo, por arriba de ese nivel de temperatura el óxido de cobalto empieza a sinterizarse, cambiando ligeramente su color, apariencia y sus propiedades ópticas, por mecanismos todavía poco estudiados.

Conclusiones. El uso de la técnica de electrodeposición de cobalto con la celda hull, permitió identificar los mejores parámetros y condiciones para el electrodeposición directa de un óxido de cobalto, a partir de una formulación modificada del baño de McDonald usado para el depósito de cobalto metálico. El estudio electroquímico desarrollado ha permitido mostrar que el nitrato de cobalto es el aditivo esencial del proceso de electrodeposición del óxido de cobalto, Co_3O_4 , pues la ausencia de este compuesto aún a bajas concentraciones (2.5 g/l, 0.09M) impide la formación del cobalto negro y favorece el depósito de cobalto metálico blanco. Las propiedades ópticas del material obtenido son buenas y mejoran substancialmente cuando previo al depósito de cobalto negro se coloca sobre el acero inoxidable una película de níquel brillante. De cualquier manera, la estabilidad térmica del material obtenido con esta formulación es estable hasta los 300°C , pues los calentamiento a partir de temperaturas de 400°C , conducen a grandes alteraciones en los valores de las propiedades ópticas que empeoran su selectividad y por tanto perjudican sus características absorbivas de la radiación solar. Lo anterior se ve ligeramente reducido en sustratos de acero niquelado, aunque las variaciones son prácticamente las mismas. Las transformaciones del material original a una nueva especie, así como su cinética durante el tratamiento térmico no se ha identificado, y por la importancia que merece, se requiere un mayor trabajo en esta dirección.

Aclaración. Durante la exposición del curso, se presentaran los resultados de la investigación más reciente que nos han conducido a mantener las propiedades ópticas del cobalto negro aún al someterlo a tratamientos térmicos a 400°C . La técnica de la que se hablará es la preparación de películas delgadas por medio de la técnica sol-gel, que permite la preparación de películas delgadas semitransparentes y que protegen al material absorbedor de fenómenos de oxidación y difusión de especies, aunque el uso de esta técnica también permite la obtención directa de materiales negros fototérmicos, con extraordinarias propiedades ópticas para la conversión fototérmica de la energía solar.

Referencias

- 1.- J.A. Duffie and W.A. Beckman, Solar Engineering of thermal Processes, John Wiley & Sons, New York, (1980)
- 2.-J.G. Cook and M.P. van der Meer, Thin Solid Films 144 (1986) 165.
- 3.- K. Chidambaram, L.K. Malhotra and K.L. Chopra, Thin Solid Films 87 (1982) 365
- 4.-K.J. Cathro, Sol Energy Mater. 9 (1984) 433
- 5.-G. E. McDonald, Sol Energy 17, 119-122 (1975).
- 6.-Arriola Porras y Duque Luciano, "Obtención de cobalto negro", Tesis, Facultad de Química, UNAM, (1992)
- 7.- S. John , N. Nagarani and S. Rajendran, "Black cobalt solar absorber coatings", Solar Energy Materials 22(1991)293-302.
- 8 -W Kruidhof and M van der Leij, Sol Energy Mater. 2 (1979) 69.
- 9.-G.B. Smith, A. Ignatiev and G. Zajac, J Appl. Phys 51 (1980) 4186.
- 10.-M.G. Hutchins, P.J. Wright and P.D. Grebenik, Sol Energy Mater 16 (1987) 113.
- 11.-C G Granqvist and T S Eriksson, Materials Science for Solar Energy Conversion Systems, Pergamon, Oxford(1991)

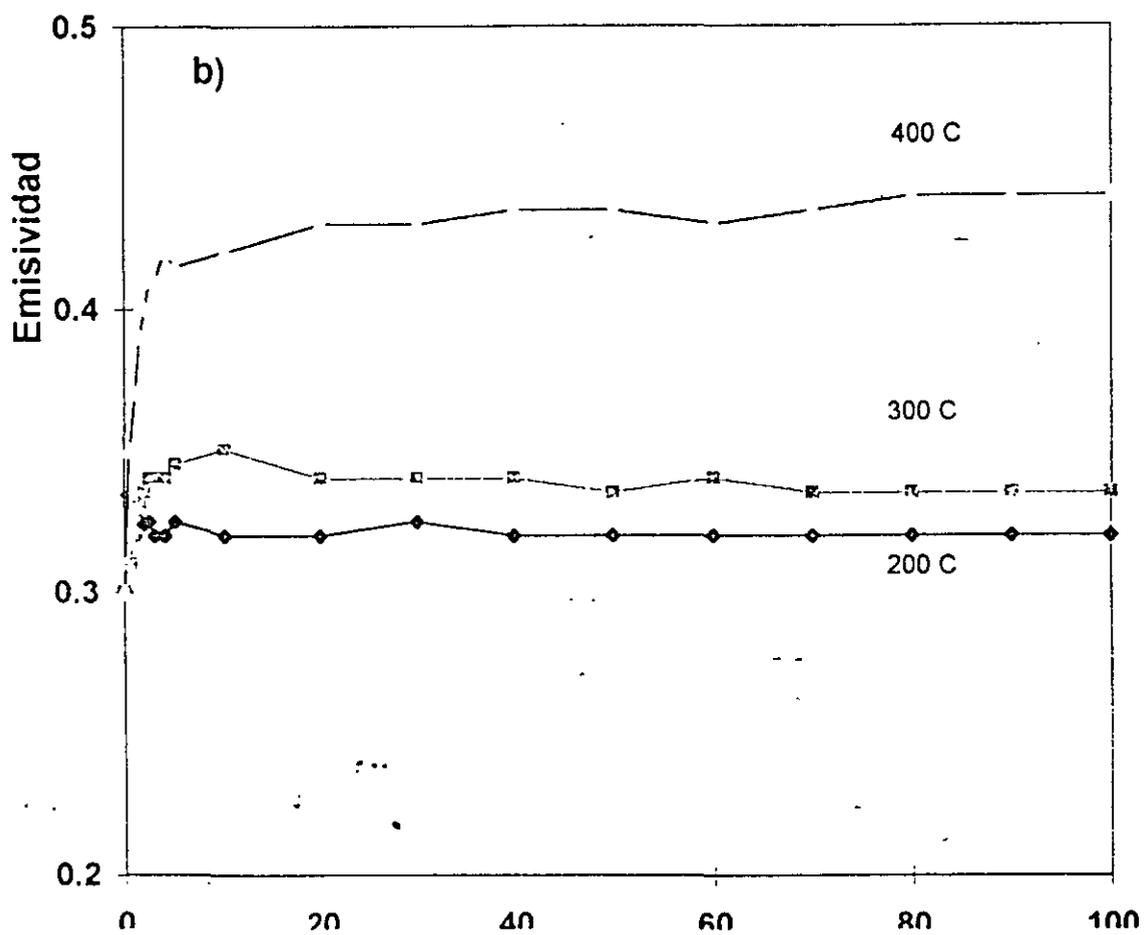
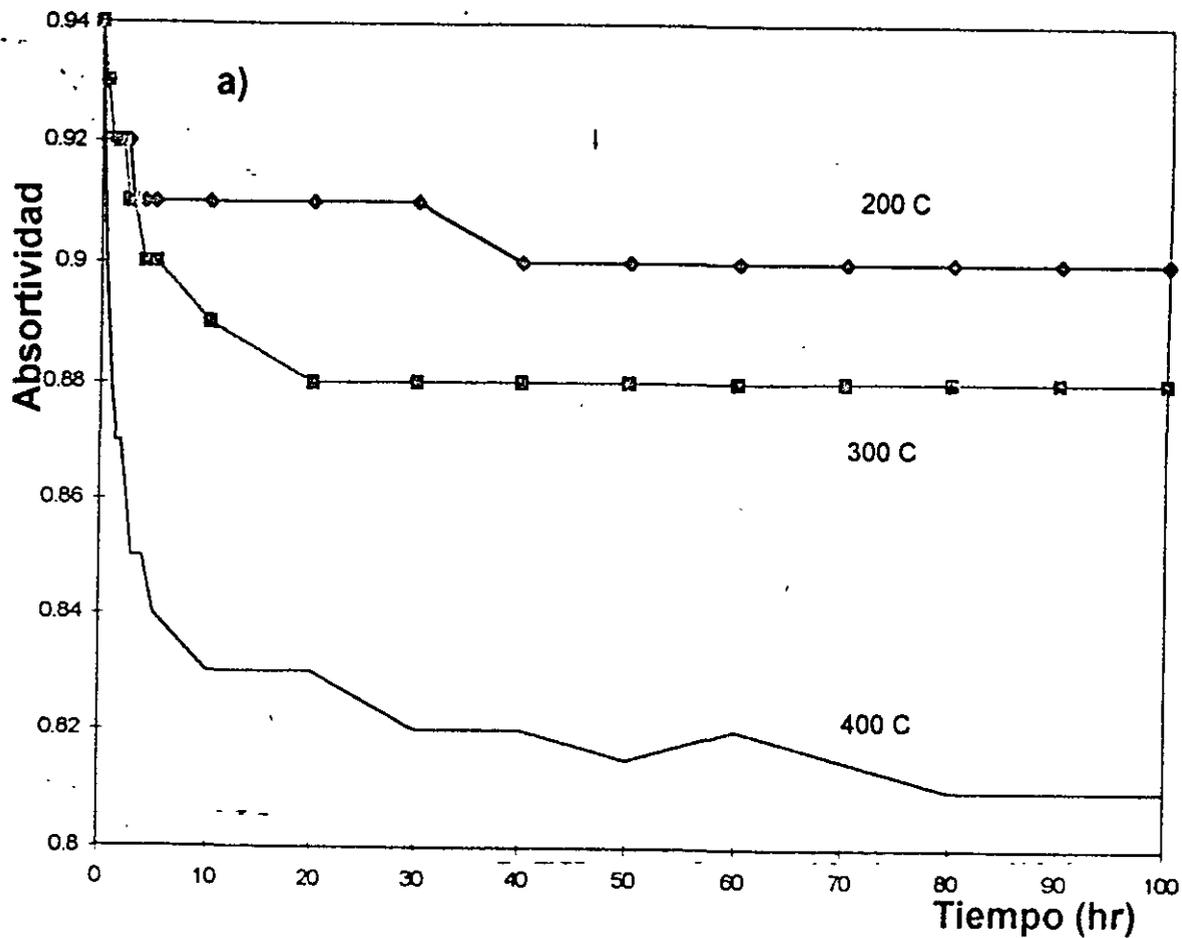
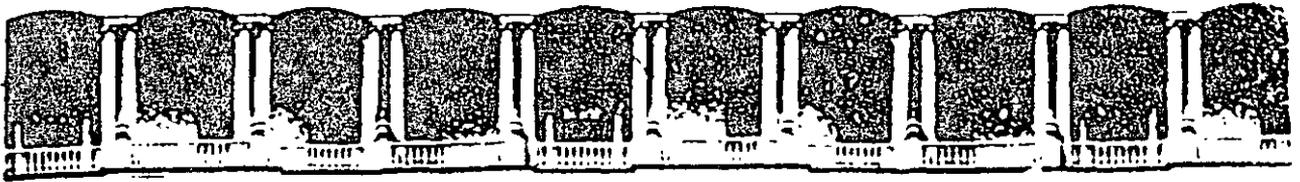


Fig. 9 Variación de las propiedades ópticas del cobalto negro, con el tiempo de tratamiento térmico sobre sustratos de acero inoxidable, a)absortividad y b) emisividad



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

**INGENIARÍA DE LA ENERGÍA SOLAR
Y DIGESTORES ANAEROBIOS**



**CENTRO DE INFORMACION
Y DOCUMENTACION
"YES. SEÑOR FASCINACION"**

CELAS FOTOVOLTAICAS

**EXPOSITOR: ING. ALBERTO VALDÉS PALACIOS
1998**

Celdas fotovoltaicas.

Alberto Valdés Palacios

Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, apdo. postal 55-534, c.p 09340, México D F
Área de Ing en Recursos Energéticos, IPH, CBI.

5.1.1. Sistemas Fotovoltaicos.

La conversión directa de la parte visible del espectro solar es quizá la vía más ordenada y estética de todas las formas que existen para la explotación de la energía solar. Desafortunadamente esta tecnología no se ha desarrollado por completo en nuestro país. La conversión fotovoltaica se realiza mediante dispositivos que no requieren movimiento y su mantenimiento es mínimo. Estos dispositivos fotovoltaicos, llamados celdas en forma unitaria y módulos cuando varias celdas se colocan en serie, están basados en las propiedades de ciertos sólidos cristalinos que permiten suministrar una corriente eléctrica capaz de realizar trabajo útil cuando el material se expone a la luz solar. Si bien los módulos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en los países más industrializados. Es esta tecnología la que actualmente desarrolla métodos para hacer económicamente factible y justificable el uso extensivo de las celdas solares.

Las celdas solares fueron comercializadas inicialmente en 1955¹. Su desarrollo inicial estuvo enfocado hacia un producto para las investigaciones espaciales, de hecho su primera y exitosa aplicación fue en satélites artificiales, sus propiedades, simplicidad, bajo peso, eficiencia, confiabilidad y ausencia de partes móviles, las hicieron ideales para el suministro de energía en el espacio exterior. A la fecha las celdas que han alcanzado mayor grado de desarrollo son las de silicio cristalino, esta es la tecnología que predomina en el mercado mundial debido a su madurez y confiabilidad en cuanto a su aplicación. De igual manera las celdas de película delgada han alcanzado cierto grado de popularidad debido a su bajo costo, sin embargo, su baja durabilidad debido a la degradación, está por debajo de la de las celdas cristalinas. Otros compuestos como el Arsenuro de Galio y el Cobre-Indio-Selenio se encuentran ya en aplicación en el espacio exterior.

• Celdas de Silicio Mono y Policristalino

Las celdas de Silicio monocristalino representan el estado de la tecnología fotovoltaica comercial². Para fabricarlas el silicio es purificado, fundido y cristalizado ya sea en lingotes o en láminas delgadas; posteriormente el silicio es rebanado en obleas delgadas para formar las celdas individuales, posteriormente las obleas se pulen por ambas caras. Durante el proceso de corte y pulido se desperdicia casi la mitad del material original. Una vez pulidas las obleas se introduce por difusión a alta temperatura un material dopante, típicamente boro y fósforo, con lo cual se convierte a la oblea en un semiconductor tipo p si se le añadió boro, o tipo n si se añadió fósforo. La mayoría de las celdas fotovoltaicas producen un voltaje de aproximadamente 0.5 V, independientemente del área superficial de la celda, sin embargo, mientras mayor sea la superficie de la celda mayor será la corriente que entregará.

El espesor requerido para que se lleve a cabo el efecto fotovoltaico y se evite al máximo la recombinación de portadores de carga³ es del orden de 3 a 4 μm . por este motivo, la celda se torna extremadamente frágil ocasionando que en el proceso de manufactura se generen más desperdicios.

Existen muchas combinaciones de materiales que poseen las características requeridas para convertir directamente la energía solar con eficiencias mayores que el 13%. destacando entre ellas el silicio, sulfuro de cadmio y el arsenuro de galio. Muchos otros materiales están aún en estado de investigación y experimentación. Adicionalmente a los materiales y sus combinaciones, se estudian otras configuraciones y procesos para mejorar eficiencias⁴. Los procesos para formar la unión semiconductor incluyen la difusión a alta temperatura, evaporación para formar una barrera de Schottky en la superficie de un semiconductor como el silicio, crecimiento químico epitaxial de capas (silicio, GaAs, GaAlAs), así como implantación iónica. Los materiales base pueden formarse a través de crecimiento cristalino por varios métodos incluyendo crecimiento cristalino, crecimiento dendrítico, crecimiento de Czochralsky (uno de los más populares) y laminado tipo *ribbon*. La geometría de la celda ha pasado de ser redonda a cuadrada, esto para lograr una mayor captura de radiación cuando son colocadas varias celdas en serie para formar un módulo. Estos ejemplos ilustran las diferentes técnicas y combinaciones de materiales, diseños de celdas y procesos de fabricación posibles.

Las celdas policristalinas son fabricadas y operan de una manera similar a las monocristalinas. La diferencia es que durante su manufactura se emplea un silicio de menor calidad y costo, esto da como resultado celdas de eficiencia ligeramente menor. Al estar compuesta la celda por una serie de granos de silicio a nivel microscópico, quedan varios huecos entre las uniones de los granos y por lo tanto en esos microhuecos se interrumpe el fenómeno fotovoltaico. No obstante la diferencia de

eficiencias entre el silicio monocristalino y el policristalino es relativamente pequeña (véase el cuadro 1) y generalmente se absorbe en las evaluaciones de costos.

Si bien el silicio es uno de los materiales más abundantes en la naturaleza, se encuentra como bióxido de silicio en la arena de mar; para poder utilizarlo en celdas solares se requiere que sea muy puro y en forma cristalina, para lo cual hay que realizar varios procesos. A partir del desmantelamiento de la industria militar soviética a principios de esta década, muchos fabricantes de módulos fotovoltaicos han recurrido a las plantas de fabricación de barras de silicio en Ucrania. Esto ha logrado abatir un tanto los costos de la materia prima y ha repercutido satisfactoriamente en el precio al usuario final.

• Película delgada

Los tipos de celda mencionados anteriormente tienen estructura cristalina, el silicio amorfo no tiene tal estructura. Al silicio amorfo también se le denomina película delgada. Las unidades de silicio amorfo se fabrican depositando capas delgadas de silicio, evaporado al vacío, sputtering (erosión iónica), deposición de vapor u otro método sobre un sustrato que puede ser vidrio, plástico o metal. Las celdas de silicio amorfo se presentan prácticamente en cualquier tamaño, siendo la limitante la configuración del domo de evaporación donde se efectúa el proceso.

Debido a que las capas de silicio permiten el paso de parte de la luz solar, se requiere depositar varias capas, una sobre otra. Las capas añadidas incrementan la cantidad de electricidad que la celda puede producir. La producción de electricidad se ve disminuida hasta en un 15% a las 8 semanas de que inicia la operación de la celda. Esto se debe a que la película delgada presenta una acelerada degradación a partir de que es expuesta a los rayos solares. A partir del cuarto o quinto año de operación las celdas presentan una degradación del 35 al 50 %.

Las eficiencias de las celdas de silicio amorfo son de aproximadamente el 50% de las celdas cristalinas. Esta tecnología tiende a ser mucho más barata que las cristalinas. Por esta razón el estado actual de la investigación se enfoca hacia el problema de la degradación.

Dentro de los materiales que mayor estabilidad ofrecen en película delgada está el CuInSe_2 , conocida como *cobre-indio-selenio*. Este material fue considerado teóricamente posible en 1974 y no fue sino hasta 1990 que comenzó su producción en la compañía norteamericana Chronar. Sin embargo el CuInSe_2 es un compuesto más costoso que el silicio y actualmente se estudian otras alternativas tales como AlInS_2 , Zn_3P_2 y el Cu_2O . Otro material, el telururo de cadmio CdTe , análogamente al CuInSe_2 , es un material que ha mostrado viabilidad en celdas solares. El CdTe ha mostrado eficiencias iniciales del orden del 15%⁵⁶. El CdTe se encuentra disponible

comercialmente. Sin embargo, para reducir el costo del Watt pico, los esfuerzos se enfocan a abatir el costo de producción. En este aspecto la electrodeposición se identifica como una técnica de bajo costo.

El Silicio amorfo es, sin duda, el material fotovoltaico que más se ha instalado en el mundo, esto es debido a la gran cantidad de relojes, calculadoras, radios y demás artefactos domésticos que operan con energía solar.

- **Módulos Fotovoltaicos**

Para la gran mayoría de aplicaciones resulta insuficiente la diferencia de potencial de 0.5 V generada por una celda fotovoltaica. De esta manera las celdas tienen que ser colocadas en serie para que, en conjunto, proporcionen el voltaje adecuado. De la misma manera varias de esas series pueden ser colocadas en paralelo para incrementar la corriente.

Posteriormente las celdas interconectadas en serie y sus conexiones eléctricas se encapsulan y se colocan entre dos placas que pueden ser de vidrio, o bien una de vidrio superior y una posterior plástica o metálica. Para absorber esfuerzos mecánicos y con propósitos de montaje se añade un marco metálico. La unidad resultante recibe el nombre de módulo o panel fotovoltaico. el módulo es típicamente la unidad básica de los sistemas fotovoltaicos. Los módulos pueden interconectarse en serie y/o paralelo para formar un arreglo

Una función importante del encapsulado en los módulos es que las celdas puedan quedar protegidas para que operen bajo condiciones de climas cambiantes, o de posibles daños mecánicos producidos por aves, polvo o piedras. El encapsulado proveerá suficiente rigidez para sujetar a las celdas y sus interconexiones. También tiene la función de aislar eléctricamente a las celdas respecto a posibles rupturas dieléctricas. Para los adhesivos encapsulantes y capas intermedias se utilizan resinas de silicón que tienen excelente estabilidad ante la radiación ultravioleta, baja absorción de la luz visible y son suficientemente elásticas para reducir los esfuerzos térmicos en el módulo. También se ha usado Etileno-Vinil-Acetato (EVA) para las capas laminadas, así como otros polímeros. Para la capa posterior se ha usado Mylar o Tedlar para proteger el módulo contra la humedad. Sin embargo casi todos los polímeros son permeables en cierta medida a la humedad. Una solución para esto ha sido utilizar una capa posterior de aluminio recubierta con algún polímero adecuado; aunque la mejor opción, desde el punto de vista encapsulamiento, la representa el vidrio. Sin embargo éste último material representa la desventaja de la fragilidad aun cuando haya sido endurecido.

Otro aspecto importante en la fabricación de los módulos es la conexión entre las celdas: las interconexiones también están sujetas a esfuerzos térmicos a consecuencia

de las diferentes propiedades de expansión de los diferentes componentes del módulo. Es por esto que durante la fabricación del módulo se tienen que emplear conexiones redundantes, por si alguna de ellas falla.

El voltaje de salida de un módulo depende del número de celdas conectadas en serie. Los módulos típicos tienen 30, 32, 33, 36 o 44 celdas en serie. Los módulos de 30-32 celdas son considerados autoregulables, es decir que no requieren de un dispositivo de control cuando son conectados a una batería. Los módulos de 33 a 36 celdas son los más comunes en la industria fotovoltaica, su voltaje, 16.7 volts, les permite superar la reducción en el voltaje de salida cuando los módulos operan a alta temperatura, generalmente requieren de dispositivo de control para evitar dañar la batería con sobrecarga. Los módulos de 44 celdas generan un voltaje de 20.3 volts y son preferidos para operar a temperaturas ambiente muy altas.

CUADRO RESUMEN DE LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA⁷

TIPO DE CELDA	EFICIENCIA (%)		VENTAJAS	DESVENTAJAS	FABRICANTES
	LAB.	PROD			
Silicio Monocristalino	19.1	12 a 14	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología bien desarrollada y probada • Estable • Mayor eficiencia • Se fabrica en celdas cuadradas 	<ul style="list-style-type: none"> • Emplea mucho material caro. • Mucho desperdicio (casi la mitad) • Manufactura costosa 	Siemens (Alemania) Sharp (Japón) Helios (Italia) Hitachi (Japón) Mitsubishi (Japón) Kyocera (Japón) Heliodynamic (Brasil) Bharat (India) Isofoton (España) Komatsu (Japón) Soltec (USA) Solarex (USA) Tideland (USA) CEL (India) Hoxan (Japón) PB Solar (UK) Pragma (Italia) Ansaldo (Italia) Nippon Elec (Japón)
Silicio Policristalino	18	11 a 13	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología bien desarrollada y probada • Estable • Buena eficiencia • Celdas Cuadradas • Menos costoso que el monocristal 	<ul style="list-style-type: none"> • Material Costoso • Mucho desperdicio • Manufactura costosa • Menor eficiencia que el monocristal 	Solarex (USA) Pragma (Italia) Photowatt (Francia) AEG (Alemania) Kyocera (Japón)
Silicio laminado	15	11 a 13.5	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere rebano • Menos material desperdiciado • Potencial para rapidez de manufactura • Buena Eficiencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Complejidad en el crecimiento del cristal 	ASE (USA) Westinghouse (USA)
Silicio Amorfo c Pelicula Delgada	11.5	4 a 8	<ul style="list-style-type: none"> • Utiliza muy poco material • Alto potencial y producción muy rápida • Costo bajo 50% del silicio cristalino • Menos afectado por bajos niveles de insolation 	<ul style="list-style-type: none"> • Degradación pronunciada • Menor eficiencia • Menor durabilidad 	Chronar (USA) Solarex (USA) Sovonics (USA) Sanyo (Japón) Sharp (Japón) Kaneka (Japón) Taiyo Yuden (Japón)

Desde principios de la década de los 80's, cuando comenzaron a establecerse compañías fotovoltaicas en los Estados Unidos, el National Renewable Energy Laboratory (NREL) estableció los métodos y estándares de prueba y funcionamiento para los módulos fotovoltaicos. Estas actividades ayudaron a las compañías a reducir sus costos y mejorar funcionamiento, eficiencia y confiabilidad.

En México, el Centro de Investigaciones Avanzadas del IPN ha sido pionero del desarrollo fotovoltaico desde hace más de 25 años, período en el que se han podido fabricar tanto celdas de silicio cristalino como módulos fotovoltaicos a nivel de planta piloto. No obstante, aún no se ha llegado a la fabricación en serie, más bien el objetivo ha sido demostrar la disponibilidad tecnológica para la producción de celdas con vistas a su industrialización; sin embargo, la tecnología utilizada es prácticamente artesanal y los elementos de producción limitados aún cuando varios módulos han sido instalados principalmente por dependencias gubernamentales. Otras Instituciones como el Laboratorio de Energía Solar y el Instituto de Física, ambas de la UNAM, han desarrollado cierta actividad principalmente en la tecnología de las películas delgadas, probando diferentes técnicas de deposición y analizando varios compuestos. A la fecha no han logrado obtener aún prototipos, motivo por el que se puede aseverar que el desarrollo fotovoltaico en México es realmente incipiente.

Dentro de los programas de electrificación a comunidades rurales, a base de sistemas fotovoltaicos, impulsado por el gobierno mexicano en los últimos años, el Instituto de Investigaciones Eléctricas ha jugado un papel importante estableciendo el marco normativo, especificaciones y estándares técnicos para garantizar la funcionalidad y durabilidad de los sistemas instalados³. De tal manera que todo equipo instalado tiene que cumplir con los estándares requeridos por el IIE, para garantizar lo anterior el IIE ha desarrollado una metodología para evaluar los sistemas. Así todo equipo que aspire ser instalado tiene que contar con un certificado de validación expedido por el IIE una vez que los equipos fueron evaluados. Esta es, sin duda, una contribución importante al desarrollo fotovoltaico en México ya que por ser la fotovoltaica una tecnología considerada de punta no existe en México un gran conocimiento de la misma en los diferentes sectores productivos. De no contar con estándares establecidos se correría el peligro de instalar equipos que aún no están maduros lo cual ocasionaría el consiguiente descrédito para la energía solar.

En 1993 el entonces Director General de la Compañía Isofotón de España, Dr. Valeriano Ruiz Hernández propuso a Nacional Financiera y a varias compañías particulares mexicanas, la creación de una planta de producción de módulos solares en México. Isofotón y Siemens, en forma separada, adquirieron la tecnología de Arco Solar en 1985 cuando ésta fue puesta en venta. Por otra parte durante los años de 1992 a 1994 México tuvo una enorme actividad en relación a la instalación de sistemas fotovoltaicos unifamiliares de hecho en ningún otro país del mundo se instalaron tantos equipos como en México, quien paso a ocupar un lugar preponderante en cuanto a

sistema instalados. Esta circunstancia aunada a la natural ventaja que representa la mano de obra mexicana motivó a Isofotón a hacer tal ofrecimiento. El proyecto no prosperó porque entre los inversionistas mexicanos no existía la confianza de que el acelerado crecimiento de la demanda fotovoltaica mostrado en ese periodo se sostuviera. Esta es quizá la prueba más contundente de que la industria fotovoltaica en México está destinada a incubarse en los centros de investigación.

- **Componentes electrónicos.**

Controladores de carga.

Dado que los módulos fotovoltaicos entregan corriente directa cuando son expuestos a la radiación solar, esta corriente generalmente es almacenada en baterías de diferentes tipos. Las baterías tienen una cierta capacidad de almacenamiento y una tolerancia a la carga y a la descarga. De tal manera que si una batería rebasa sus límites inferior y superior sufre descargas profundas y sobrecargas respectivamente, lo que ocasiona que su vida útil se vea reducida. La función primaria de un controlador de carga en un sistema fotovoltaico es proteger a la batería de sobrecargas y descargas profundas. Cualquier sistema fotovoltaico que esté expuesto a cargas impredecibles, intervención del usuario o cualquier característica que haga suponer sobrecargas y descargas profundas, requiere de un controlador de carga.

Los controladores generalmente se especifican en función de el voltaje nominal de operación, la corriente que proviene del módulo o arreglo, la corriente que va a la carga y los voltajes superior e inferior de desconexión y reconexión. Otros parámetros importantes son la temperatura de operación y las pérdidas intrínsecas del aparato. Generalmente los valores prefijados de los parámetros anteriores dependen del tipo de batería a que es conectado el controlador.

Existen dos métodos básicos para controlar o regular la carga que va del arreglo fotovoltaico hacia la batería⁹. En el método de Shunt la carga de la batería se regula interrumpiendo la corriente proveniente del arreglo provocando un corto circuito en el arreglo. Esto se logra mediante un diodo de bloqueo colocado en serie entre la batería y el arreglo. Los controladores tipo Shunt generalmente se diseñan para aplicaciones de corrientes fotovoltaicas menores de 20 amps. El otro método es el del controlador en serie, donde la regulación se lleva a cabo mediante un relevador que impide el paso de la corriente cuando la batería se encuentra en condiciones de plena carga. En este caso la interrupción se lleva a cabo poniendo el arreglo en circuito abierto.

La mayoría de controladores también protegen a la batería contra descargas profundas, esto se logra mediante un relevador que corta la corriente que va de la batería hacia las aplicaciones cuando la energía contenida en la batería alcanza un

mínimo establecido. Otros controladores no interrumpen el suministro, simplemente emiten un zumbido para indicar al usuario que la batería se encuentra en estado de carga mínima permisible.

Las características de carga de las baterías cambian con la temperatura. Algunos controladores de carga tienen un dispositivo para determinar la temperatura de la batería y efectuar los ajustes correspondientes. Este proceso se conoce como corrección de temperatura y es utilizado para ajustar los puntos de corte y reconexión, así como para estimar la cantidad real de energía que contiene la batería.

Dado que el controlador de carga fotovoltaico es sucesor del regulador electrónico automotriz, se puede decir que la tecnología actual está completamente asimilada prácticamente en todo el mundo. En México existen empresas que los fabrican comercialmente (Condumex y Grupo PIM entre las principales) para diferentes capacidades y condiciones de operación. La actividad en los centros de investigación mexicanos es prácticamente nula en este aspecto, dado que esta fracción de la tecnología fotovoltaica no es vanguardista.

Inversores

Si bien los sistemas más eficientes son aquellos que utilizan corriente directa (CD), la gran mayoría de aparatos eléctricos comerciales, domésticos e industriales requieren de corriente alterna (CA) para su operación. Para convertir la corriente directa de un sistema fotovoltaico a alterna se requiere de un inversor.

La conversión de CD a CA se puede realizar mediante varios métodos, el mejor es aquel que proporciona la onda más cercana a la senoidal típica de la CA. La mayoría de inversores se fabrican a la frecuencia de 60 ciclos por segundo, aunque esto no es impedimento para encontrar inversores a 50 ciclos por segundo. Existen además inversores de diferentes tipos de onda: onda cuadrada, onda modificada o casi senoidal, pulso modulado, onda senoidal y sincros.

Los inversores se dimensionan de dos formas. La primera es la cantidad de Watts que el inversor puede proporcionar durante ciertos periodos. La segunda es mediante la capacidad pico del inversor. Algunos inversores manejan potencias mayores a las nominales durante cortos intervalos de tiempo, esta característica es importante para arrancar motores que consumen de 2 a 7 veces más potencia al arranque que cuando están funcionando en forma estable. Los inversores son menos eficientes cuando se utilizan a un pequeño porcentaje de su capacidad, por tal motivo éstos no deben ser sobredimensionados.

Análogamente a los controladores de carga, la tecnología de los inversores está ampliamente asimilada. En México la mayoría de unidades de transporte de primera utilizan inversores de fabricación nacional para los diferentes servicios que brindan a bordo. A continuación se muestra un cuadro resumen de los inversores más comunes empleados en sistemas fotovoltaicos.

	Onda Cuadrada	Onda Modificada	Pulso Modulado	Onda Senoidal (Estado Sólido)
Salida Estándar (watts)	Hasta 1'000,000	300 a 2,500	Hasta 20,000	Hasta 2,000
Capacidad Pico (watts)	20 veces la salida estándar	4 veces la salida estándar	2.5 veces la salida estándar	4 veces la salida estándar
Eficiencia Típica sobre el rango de potencia de salida	70 a 98%	70 a 85%	90%	80 a 85%
Distorsión Armónica*	Hasta 40%	5%	Menos que 5%	1 a 2%

* La distorsión armónica debe ser lo menos posible ya que describe errores en la forma de la onda.

• Baterías

Las baterías almacenan la energía eléctrica generada por los módulos durante los periodos de sol. Normalmente, las baterías se utilizan durante las noches o periodos nublados, el intervalo que incluye un periodo de carga y uno de descarga, recibe el nombre de ciclo. Idealmente las baterías se recargan al 100% de su capacidad durante el periodo de carga de cada ciclo. Si existe un controlador, las baterías no se descargarán totalmente durante el ciclo, de igual manera no corren el peligro de sobrecargarse durante periodos de poco uso.

El funcionamiento de las baterías se puede describir mediante dos formas: la capacidad en amperios-hora (AH) y la profundidad de descarga.

La capacidad en AH es simplemente el número de amperios que la batería puede descargar, multiplicado por el número de horas en que se entrega dicha corriente. Este parámetro determina cuánto tiempo el sistema puede operar una carga determinada sin que haya necesidad de recarga. En teoría una batería de 200 AH podría entregar 200 A durante una hora, 100 A durante dos horas, 1 A durante 200 horas y así sucesivamente. Sin embargo este no es el caso ya que algunas baterías, como las automotrices están diseñadas para grandes descargas en periodos cortos. Si la batería es cargada y descargada a una razón diferente a la especificada, la capacidad

en AH puede variar. Generalmente, si la batería es descargada a una razón menor, entonces la capacidad será ligeramente mayor.

Otro factor que influye en la capacidad de la batería es la temperatura. A menor temperatura se reduce la capacidad, a mayor temperatura se incrementa la capacidad, no obstante a mayor temperatura se incrementan las pérdidas evaporativas de la batería reduciéndose así el número de ciclos.

La segunda descripción es la profundidad de descarga. Este parámetro describe la fracción de la capacidad total de la batería que puede ser usada sin necesidad de recarga y sin dañar a la batería. Como regla general, mientras menor sea la cantidad de energía que se extrae de la batería durante cada ciclo, mayor será la vida útil de la misma. Esta descripción da origen a la clasificación de las baterías en dos grandes grupos: Ciclo ligero y ciclo profundo. En el ciclo ligero, como se mencionó anteriormente, las baterías se diseñan para altas descargas iniciales, como puede ser el arranque de un motor, pero continuamente se están cargando y descargando de manera alternativa. Estas baterías, también llamadas *de arranque* se diseñan para profundidades de descarga no mayores del 20%. De manera opuesta las baterías de ciclo profundo se diseñan en función de largos periodos de utilización sin necesidad de recibir recarga, por lo mismo éstas son más robustas y generalmente tienen mayor densidad energética. Su profundidad de descarga puede ser hasta del 80%.

Las baterías más empleadas en aplicaciones fotovoltaicas son las de plomo-ácido, éstas tienen la ventaja de ser más económicas que las formadas por otros compuestos. Adicionalmente, dada la gran familiaridad que el público en general tiene con las baterías automotrices, su potencial comercial es muy elevado. Estas baterías se fabrican mediante diversas aleaciones de plomo en una solución de ácido sulfúrico que actúa como electrolito. El material de las placas es una aleación de plomo con otro material, ya que el plomo puro es débil físicamente.

Dependiendo del material con que se mezcle el plomo, resultará la profundidad de descarga de la batería. Así por ejemplo, si las placas son de una aleación de plomo y antimonio, el antimonio permite que la batería tenga una mayor profundidad de descarga sin que se dañen las placas, esto significa una mayor vida para la batería, y por lo tanto las baterías de Plomo-Antimonio-Ácido son de ciclo profundo. Por otra parte, el calcio aumenta la rigidez del plomo y reduce la autodescarga, sin embargo la aleación plomo-calcio se ve dañada cuando las profundidades de descarga son mayores al 25%, en consecuencia las baterías Plomo-Calcio-Ácido son de ciclo ligero.

Las placas en una batería se encuentran alternadas en el interior de la misma con separadores entre ellas para no provocar cortocircuito. Los separadores se elaboran de un material poroso para permitir el flujo del electrolito. Son materiales no conductores fabricados con mezclas de sílica y plásticos o hule.

Otro tipo de batería plomo-ácido es la denominada *Gel* en la que el ácido se encuentra en ese estado. Tienen la ventaja de que son completamente selladas y pueden operar en cualquier posición sin regar ácido o gas. Debido a que el electrolito se mueve más lentamente, estas baterías no pueden tolerar altas tasas de carga y descarga. Su construcción sellada hace imposible verificar sus condiciones con un hidrómetro y su uso queda reducido a lugares donde se requieren cantidades de energía y que no cuenten con ventilación.

La reacción en las baterías de Níquel-Cadmio (NiCd) es muy diferente a la de las de plomo-ácido. Estas celdas utilizan una base, hidróxido de potasio, como electrolito en lugar de ácido. El electrolito no efectúa cambios químicos con los materiales de las placas; éste solo actúa como un medio de transferencia para los electrones. De tal manera que la gravedad específica del electrolito no cambia con el estado de carga. El polo positivo está compuesto con aleaciones de níquel, el negativo es de cadmio. Las baterías NiCd pueden sobrevivir a un congelamiento y descongelarse sin sufrir daño, tampoco son tan afectadas por las altas temperaturas como lo son las plomo-ácido. Otra ventaja que poseen es que no son tan afectadas por las sobrecargas y pueden ser descargadas totalmente sin sufrir daño alguno. Sin embargo el costo de éstas es muy superior al de las otras baterías, motivo por el que no son consideradas en los diseños fotovoltaicos.

	Plomo-Acido no sellada (Ciclo Profundo)	Plomo-Acido no sellada (Ciclo Ligero)	Gel-Cell	NiCd
Profundidad de descarga	40-80%	15-25%	15-25%	100%
Autodescarga por mes	5%	1-4%	2-3%	3-6%
Capacidad típica AH/m ²	35.314	24.720	8.828	17.660
Rango de capacidades AH/m ²	7.062 a 50.323	5.791 a 49.000	3.672 a 16.400	3.630 a 34.961
Capacidad típica AH/Kg	12.11	10.13	4.85	11.10
Rango de capacidades AH/Kg	4.18 a 26.65	2.42 a 20.26	2.20 a 13.87	2.64 a 20.90
Temperatura mínima de operación °C	-6.6	-6.6	-18	-45

• Aplicaciones

Por ser capaz de generar electricidad, el universo de aplicaciones para tecnología fotovoltaica es prácticamente ilimitado, registrándose su utilización hacia aquellos casos en que realmente es costeable comparada con los métodos convencionales. De esta manera se encuentran una serie de aplicaciones naturales para la tecnología fotovoltaica, entre ellas se pueden destacar las siguientes:

◆ Telecomunicaciones

- Estaciones repetidoras
- Telefonía rural
- Telefonía de emergencia en carreteras
- Comunicaciones satelitales móviles y portátiles
- Satélites

◆ Electrificación rural

- Iluminación, doméstica y pública
- Electrodomésticos, radio, tv, licuadora, etc.
- Bombeo de agua
- Sistemas distribuidos

◆ Telemetría

- Redes meteorológicas
- Control remoto de procesos
- Protección catódica

• Aspectos Económicos

Los costos de la tecnología fotovoltaica, comparados con los de las tecnologías convencionales siguen siendo mayores, por tal motivo no es común ver grandes instalaciones fotovoltaicas de hecho los sistemas fotovoltaicos han encontrado su mejor y más vasta aplicación en los sistemas distribuidos. México se ha colocado en el liderato de instalaciones fotovoltaicas distribuidas con los aproximadamente 35.000 sistemas que se han instalado durante los últimos 5 años¹⁰.

La evolución comercial de la tecnología fotovoltaica ha sido satisfactoria, en 1959 el costo por watt de los módulos que se usaban en satélites espaciales era de 200 dólares. Para 1976 el costo era de 22 USD/watt. En 1982 la producción mundial anual era de 4MW y el precio comercial de los módulos era de 10 USD/watt. Actualmente el costo oscila entre los 3.90 y 4.30 USD/watt. Es importante notar que el costo de la electricidad al usuario no solamente depende del costo de los módulos, ya que para que el usuario pueda tener alimentación eléctrica se requieren una serie de sistemas

adicionales para formar una planta de generación en la que el módulo o el arreglo es solo un componente.

A manera de ejemplo se puede analizar un sistema unifamiliar popularizado en el sector rural mexicano en los últimos años. Este sistema en su configuración más simple consta de.

- Un módulo fotovoltaico cristalino de 50 watts
- Un controlador de carga de 15 amp
- Una batería plomo ácido de 100 Ah a 12 volts
- Un centro de conexión de cargas
- 3 lámparas fluorescentes PL de 9 watts c/u
- Un contacto CD/CD con selector de voltaje
- Cableado, soporte y accesorios de instalación

El sistema descrito fue optimizado y normalizado, para su instalación en el medio rural por el Instituto de Investigaciones Eléctricas¹¹. Para integrar el sistema se utilizó como único componente de importación el módulo, siendo los demás componentes de fabricación nacional. El precio típico de este sistema en México, incluyendo la instalación, es de aproximadamente 650 USD¹². Este sistema genera aproximadamente 14 AH/día lo cual es suficiente para mantener encendidas las 3 lámparas simultáneamente durante 4.5 horas.

Tomando en cuenta que la vida útil esperada del módulo es de 20 años, de hecho todos los módulos de silicio mono o policristalino tienen garantía de 10 años a potencia máxima y que el único mantenimiento correctivo que requiere el sistema es el cambio de batería cada 4 años, se tienen como parámetros económicos: El costo de instalación es de 13 USD/watt y el precio del kilowatt-hora oscila entre los .55 y .65 USD.

Para sistemas centralizados superiores a 20 KW el costo actual es de 10 USD/watt y el costo por kilowatt-hora puede ser llevado hasta los 0.4 USD. Evidentemente estas cantidades son muy superiores a las que presentan los métodos convencionales de generación, de ahí que los sistemas fotovoltaicos centralizados no sean populares.



**Baterías y Cargadores
para Control en
Instalaciones de Distribución.
Método Simplificado
para
Seleccionar Baterías y Cargadores**



CENTRO DE INFORMACION
Y DOCUMENTACION
"ING. BRUNO MASCANZONI"



SECCION	PAGINA No.
I INTRODUCCION.	3
II PRINCIPIOS DE OPERACION.	4
III SELECCION DE LA BATERIA.	6
3.1 Diseño.	6
3.2 Duración.	7
3.3 Costos de depreciación.	8
3.4 Voltaje — Número de Celdas.	8
3.5 Capacidad en Amperios-hora.	9
3.6 Capacidad VS Temperatura.	19
IV SELECCION DEL CARGADOR.	20
4.1 Rectificadores.	20
Tipo de Voltaje Completamente Regulado.	20
Tipo de Voltaje Regulado en sí Mismo.	20
Tipo de Voltaje No Regulado.	21
4.2 Motores Generadores.	21
Dinamo con excitación en derivación.	21
Polo desviado.	21
4.3 Capacidad del Cargador.	21
Servicio de interrupción.	22
V LOCALIZACION DE LA BATERIA.	24
5.1 General.	24
5.2 Proximidad a la Carga	24
5.3 Temperatura ambiente.	24
5.4 Estantes para baterías	26
VI MANTENIMIENTO DE LA BATERIA.	27
6.1 Carga.	27
6.2 Adiciones de Agua.	29
6.3 Limpieza.	29
6.4 Registros.	29

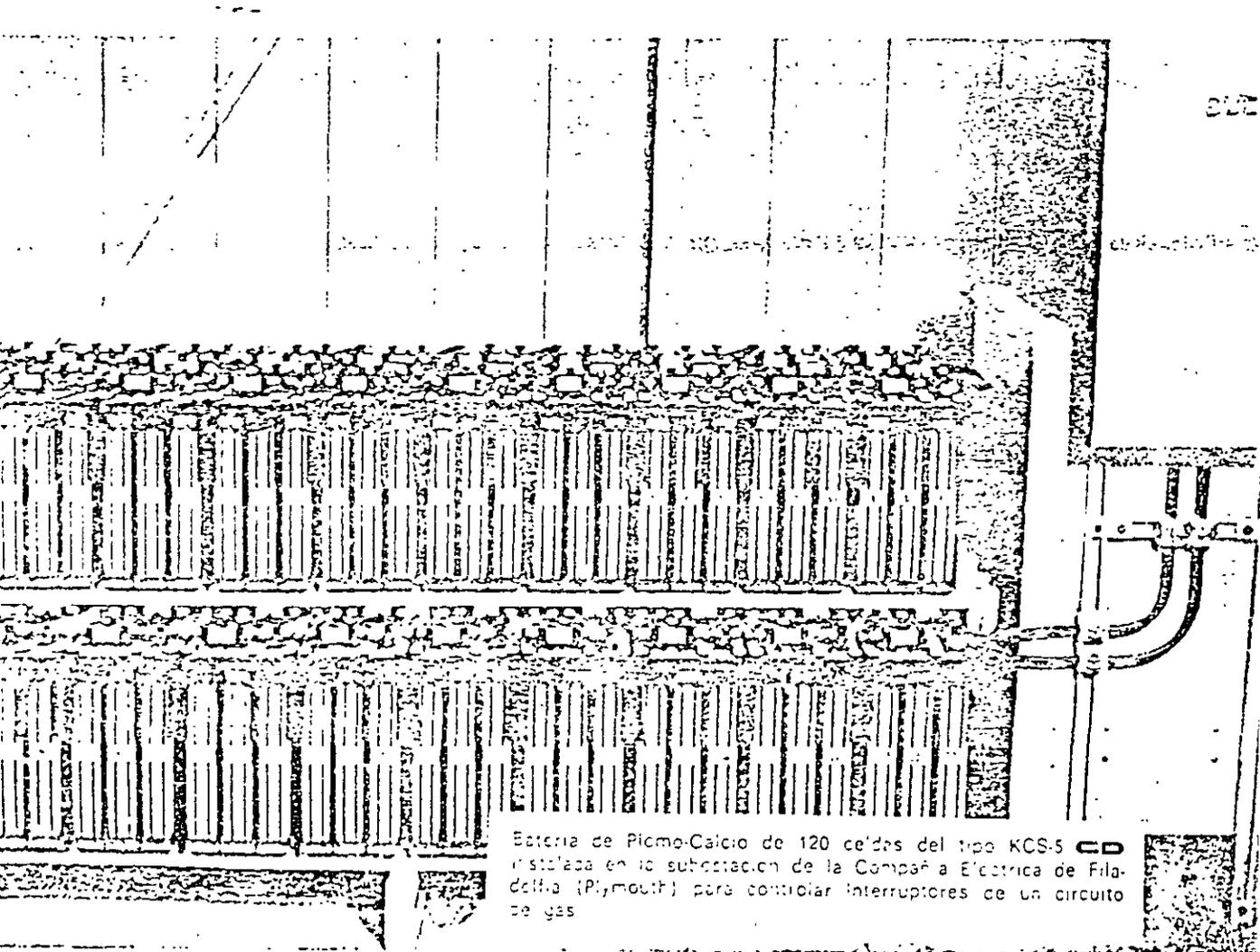
CONTENIDO

SECCION I

INTRODUCCION:

La batería plomo-ácido debido a su capacidad de proporcionar grandes cantidades de energía instantáneamente y con seguridad, es aceptada como estandard para la protección de circuitos vitales en la generación de energía y en subestaciones. Esta característica más su larga duración, combinada con costos bajos iniciales y de mantenimiento, la han hecho parte vital en la protección de circuitos de control y comunicaciones.

La selección de la batería para estos importantes servicios, requieren consideración de la vida esperada, las necesidades de servicio y estimaciones correctas de la carga y tiempo de los elementos que estén incluidos. Debe de considerarse también el diseño del equipo de carga, localización física de la batería y energía en la selección de la mejor y más económica batería para la operación deseada.



Batería de Plomo-Calcio de 120 células del tipo KCS-5  instalada en la subestación de la Compañía Eléctrica de Filadelfia (Plymouth) para controlar interruptores de un circuito de gas.

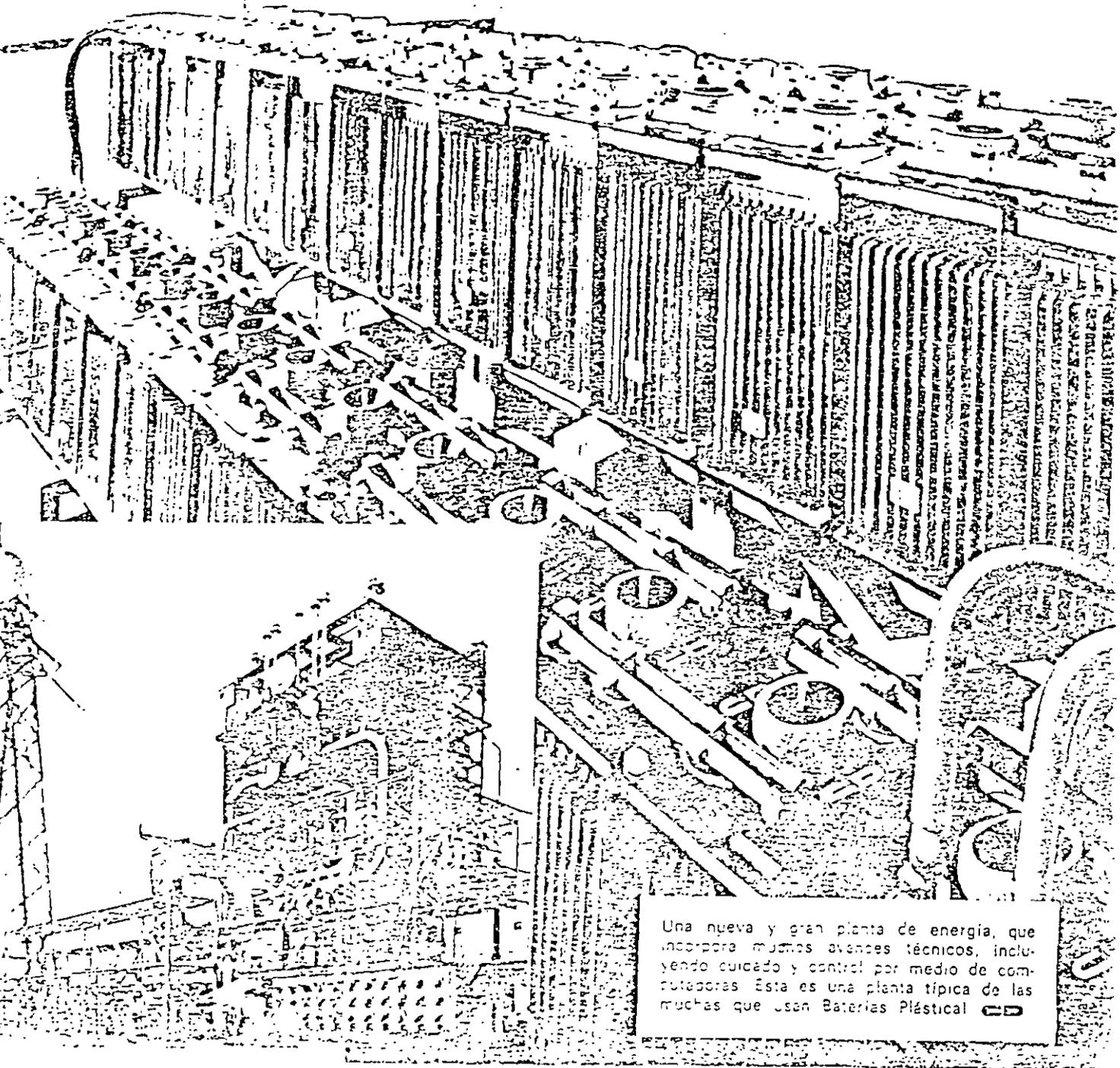
SECCION II

PRINCIPIOS DE OPERACION.

Una batería de un voltaje adecuado (número de celdas) y de un tamaño adecuado (capacidad en amperios-hora) se conecta en paralelo con una barra colectora de control y con un equipo de carga de voltaje regulado debidamente diseñado. Este equipo puede ser un rectificador o un motor-generador. La tendencia actual es usar rectificadores debido a que los últimos adelantos han mejorado considerablemente sus características, lo mismo que su seguridad. Son completamente estáticos en su operación. De acuerdo con lo anterior, los rectificadores modernos tienen costos de mantenimiento más bajos debido a la ausencia de partes móviles.

Normalmente el cargador opera ininterrumpidamente para proporcionar corriente directa a la carga continua de la barra colectora de control tal como lámparas indicadoras, bobinas de sujeción y relevadores, más una pequeña corriente necesaria para mantener la batería a plena carga. Cargas intermitentes de corta duración causadas por el cierre o disparo del interruptor, o la operación automática de otro equipo, se manejan por medio del cargador dentro de los límites de su capacidad y diseño. Cualquier carga excesiva se toma de la batería, la cual automáticamente se recarga cuando cesa la carga intermitente. Si falla la corriente alterna de alimentación al cargador, la batería tomará toda la carga. Con una relación correcta entre el tamaño de la batería, la carga y un cargador bien diseñado, el sistema es seguro y responde instantáneamente. Este arreglo de batería, carga y cargador, se conoce con el nombre de operación de flotación. Normalmente la flotación de la batería sobre la barra colectora de control a un voltaje de carga regulada puede ajustarse en cualquier valor deseado entre 2.15 y 2.25 voltios por celda, de acuerdo con la recomendación del fabricante de baterías para el tipo de batería usado. A estos voltajes, la batería acepta del sistema sólo la suficiente corriente para mantenerse a plena carga. Cuando la batería tiene que proporcionar energía para llevar toda la carga, el voltaje de las celdas puede variar desde 2.00 a 1.75 ó aún estar más bajo, dependiendo del valor de la corriente de descarga y del tamaño de la batería. La mayor parte de las instalaciones están diseñadas para un voltaje final de 1.75 por celda. La tabla de capacidades de baterías presentadas en este manual están basadas en este voltaje final. Capacidades de baterías a otros voltajes u otras características de operaciones especiales pueden obtenerse a solicitud.

Cuando termina la carga de emergencia sobre el sistema de control y se restaura la energía de carga, el cargador proporciona a la batería una mayor cantidad de corriente hasta que el voltaje de la batería alcance el valor de voltaje prefijado del cargador. Como se indicó anteriormente esto será entre los límites de 2.15 a 2.25 por celda. Entonces la corriente de carga baja gradualmente a medida que se repone la descarga y la batería se estabiliza a su valor de flotación.



Una nueva y gran planta de energía, que incorpora muchos avances técnicos, incluyendo cuidado y control por medio de computadores. Esta es una planta típica de las muchas que usan Baterías Plásticas CD

En esta clase de servicio, las cargas intermitentes pueden ser altas. Sin embargo son de corta duración y la cantidad de amperios-hora es muy pequeña comparada con la capacidad de la batería, por lo cual se obtiene una máxima duración. Es posible que durante ese tiempo nunca haya sido completamente descargada, aunque maneje perfectamente las cargas intermitentes y estuvo siempre lista a plena carga para cualquier emergencia.

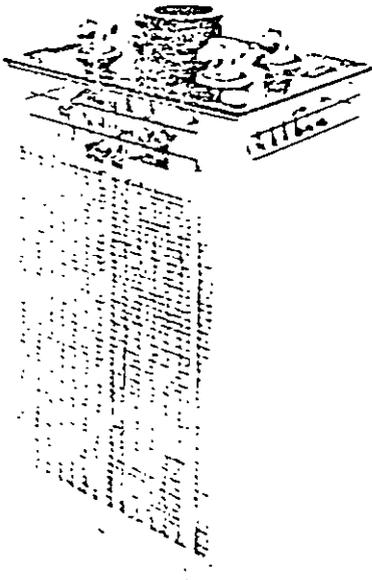
SECCION III

SELECCION DE BATERIAS.

3.1 Diseño

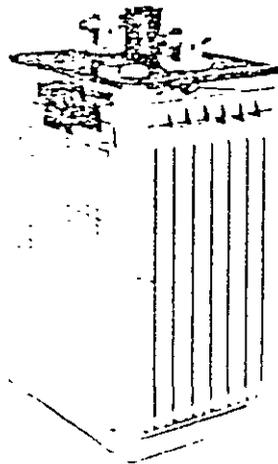
Las baterías de control deben estar diseñadas para proporcionar corriente para las altas descargas necesarias para cerrar el interruptor y para las bajas descargas necesarias para las lámparas indicadoras y para las cargas de los solenoides de relevador. Las baterías deben ser de larga duración para dar un trabajo satisfactorio, y teniendo un mínimo de mantenimiento y reparaciones. De acuerdo a lo anterior, las características de diseño proporcionadas por las baterías AISA- incluyen lo siguiente:

- 1.— Rejillas positivas tipo Fauré extra gruesas para dar mayor duración.
- 2.— Placas armadas con la mínima separación posible. Esto reduce la caída de voltaje a un mínimo en altas descargas.
- 3.— Los separadores están contruidos para durar toda la vida de la batería sin tener que ser reemplazados.
- 4.— Los conectores entre celdas y entre unidades son de cobre recubiertos con plomo, con objeto de hacer mínima la caída de voltaje.
- 5.— Volumen adecuado de electrolito necesario para las descargas bajas y capacidades más altas en amperios-horas.
- 6.— Tapones a prueba de explosión que evitan las explosiones de los gases producidos en las celdas por una chispa o flama (accesorios auxiliares).
- 7.— Cajas de plástico de gran resistencia para reducir los requerimientos de peso y espacio y para proporcionar una vista completa del interior de la celda en tal forma que puede verse fácilmente el nivel del electrolito.



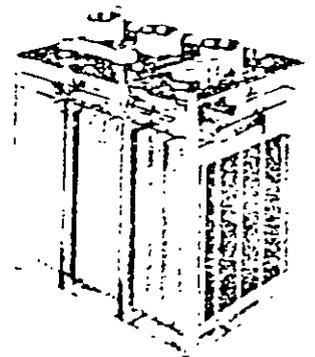
LU 23: 25: 27
LCU-23: 25: 27

Con Tapón a Prueba de Explosión



KU 17: 19: 21
KCU 17: 19: 21

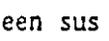
Con Tapon a Prueba de Explosión



3 DU-9
3 DCU-9

Con Tapon Normal

3.2 Duración Esperada.

En la selección de una batería para servicio de control, la primer consideración debe ser la vida que se espera de la misma. La larga duración y los bajos costos de mantenimientos obtenidos con las baterías AISA -  se deben a dos cosas: Los años de experiencia que poseen sus ingenieros en diseño y construcción de baterías para este servicio y el énfasis puesto en el control de calidad de los materiales y en todas las operaciones de fabricación.

AISA -  le ofrece una amplia variedad de tipos de baterías en dos grupos generales con variaciones en costo y en vida, desde 14 a 30 años cuando se operan en servicio completo de flotación a un promedio de temperatura ambiente que no exceda de 30°C. La vida se reduce proporcionalmente cuando aumenta el promedio de temperatura.

En el primer grupo están las del tipo plomo-antimonio que en la línea Plastical (marca registrada) con placas positivas de 6.75 mm y 7.90 mm de espesor.

Estas tienen una duración de 14 a 18 años respectivamente.

En el segundo grupo están las del tipo plomo-calcio que es la línea Plastical (marca registrada). Estas también tienen placas positivas de 6.75 mm. y 7.90 mm. de espesor. Su duración es de 20 a 30 años respectivamente. Esta larga duración es posible reemplazando el antimonio por el calcio de la aleación de las rejillas. El resultado obtenido es una reducción considerable en las pérdidas internas y en corrientes de carga, prolongando así la vida de las placas positivas.

La siguiente tabla de tipos de baterías AISA -  con la correspondiente duración se ofrece como una guía al ingeniero para hacer la mejor selección posible. La duración se basa en un mantenimiento normal y un promedio normal de temperatura ambiente.

TABLA DE DURACION POR TIPOS

<u>PLOMO</u> Calcio	<u>PLOMO</u> Antimonio
<u>20 - 30 años</u>	<u>14 - 18 años</u>
DCU	DU
KCS	KS
KCU	KU
LCU	LU

Para estaciones de generación de energía que tienen cargas que permanecerán constantes por muchos años, es costumbre instalar una batería de máxima duración, de 20 a 30 años. Algunas subestaciones están diseñadas para periodos cortos definidos, después de los cuales pueden ampliarse o cambiarse de acuerdo con las necesidades. En estos casos, es lógico seleccionar la

batería que tenga una duración aproximada al periodo calculado. Sin embargo, frecuentemente el ingeniero de control prefiere aún la batería de larga duración Plactical-Plomo-Calcio porque su costo de mantenimiento es más bajo y su seguridad es mayor.

3.3 Costos de Depreciación.

Las baterías estacionarias están hechas en dos tipos generales, los cuales difieren en la construcción de las placas positivas. Estas se conocen con el nombre de positivas Fauré (placas planas) y positivas Planté. Los nombres se derivan de sus inventores (franceses).

El tipo Fauré es el más usado debido a que es más económico en el uso de espacio y materiales. Las placas positivas tipo Fauré se encuentran en la mayor parte de las baterías estacionarias.

La batería Plactical, Plomo-Calcio es del tipo Fauré. Su costo es de 10 a 15% mayor que su equivalente en antimonio de construcción Fauré. El aumento se debe a la mayor pureza de los materiales activos y a la aleación utilizada, además de que se requiere un mayor cuidado durante su fabricación.

La placa positiva tipo Planté está hecha de hojas de plomo, a las cuales se les aumenta su superficie retorciéndolas para formar aletas o incrustando en una rejilla de plomo-antimonio partículas de plomo. Su costo es de 40% más que la de plomo-calcio.

Los costos relativos de depreciación pueden tabularse como sigue:

<u>TIPO DE BATERIA</u>	<u>COSTO</u>	<u>DURACION- FLOTACION</u>	<u>DEPRECIACION ANUAL</u>
Antimonio Fauré	100	16	6.25
Calcio Fauré	115	25	4.6
Planté	161	20	8.1

La depreciación anual de la batería antimonio Fauré es de 36% mayor que la calcio-Fauré. La depreciación anual de la Plante es de 76% mayor que la de Calcio Fauré.

3.4 Voltaje - Número de Celdas

Los voltajes estándar en la barra colectora de control han sido por muchos años de 24, 48, 120 y 240. Estos corresponden a 12, 24, 60 y 120 celdas a un voltaje nominal de 2 voltios por celda. Las capacidades de las baterías se calculan usualmente tomando un voltaje final de 1.75 voltios por celda. Esto daría 105 voltios para una batería de 60 celdas. El mínimo de voltaje de operación en cierres o disparos es de 90, lo cual permite una caída de voltaje de 15 para la línea y el contactor.

Debido a que las baterías de control están en flotación, o sea que constantemente están siendo cargadas a un voltaje que varía de 2.15 a 2.25, dependiendo del tipo de celda y las características de operación de los cargadores, el voltaje normal de la barra colectora de control para 60 celdas sería de 129 a 135.

Cuando se usan baterías plomo-antimonio es necesario elevar el voltaje del cargador por periodos de tiempo establecidos a 2.33 voltios por celda, o 140 voltios para una batería de 60 celdas, a intervalos de uno a tres meses. Esto se conoce con el nombre de carga igualadora. Las baterías plomo-calcio no necesitan cargas igualadoras periódicas si se mantienen en flotación entre 2.20 y 2.25 voltios por celda.

El propósito de la carga igualadora es el de compensar las irregularidades que pudieran haber ocurrido al estar más bajo el voltaje de flotación recomendado. En esta forma, una batería de 60 celdas de antimonio puede operar entre el límite alto de 140 voltios durante las cargas igualadoras (y en el límite bajo de 105 voltios al final de un período de descarga).

Problemas especiales de capacidad en el que haya otros valores de voltaje diferentes a los estándares antes mencionados, se resolverán a solicitud.

3.5 Capacidad en Amperios-Horas.

El seleccionar el tamaño o la capacidad en amperios-horas de una batería para un trabajo dado es más complicado que seleccionar el número de celdas, porque la capacidad varía con el amperaje de descarga. La figura 1 muestra que a una descarga de 3 horas, solamente se tiene el 75% de su capacidad a 8 horas y que a una descarga de 1 hora, sólo se tiene el 50%, antes de alcanzar el voltaje límite de 1.75 voltios por celda.

La batería debe de tener la suficiente capacidad en amperios-horas para soportar las cargas momentáneas, tales como la operación del interruptor, más las cargas continuas o básicas de lámparas indicadoras y relevadores, más la energía de emergencia y cargas de alumbrado incluyendo bombas de aceite y áreas estratégicas de alumbrado. Estas cargas están comprendidas dentro de uno o más de los siguientes grupos.

La operación del interruptor está relacionada a la descarga de un minuto de la batería aún cuando el tiempo de duración de la operación sea de unos pocos ciclos. Esto se debe a que la caída de voltaje inicial de la batería es prácticamente el mismo que al final de un minuto. Como compensación es posible repetir la operación muchas veces sin caer abajo del voltaje limitante.

Como práctica estándar se considera que no más de un switch será cerrado al mismo tiempo, aunque en algunos casos dispositivos automáticos hacen posible que se cierren dos o más simultáneamente. Si este es el caso, el total de las cargas simultáneas determina la capacidad de la batería a un minuto.

Los dispositivos automáticos de disparo pueden necesitar del disparo de más de un switch. Sin embargo estas corrientes de disparo usualmente suman menos que el total de las corrientes de cierre, en cuyo caso pueden desprejarse debido a que la descarga a un minuto de la batería proporciona la suficiente capacidad para repetidos cierres y disparos.

El consumo continuo usualmente se relaciona con las capacidades de 3 a 8 horas, aunque en algunas ocasiones se utilizan periodos más prolongados. El consumo se debe a lámparas indicadoras, relevadores y cualquier otro equipo que continuamente toma corriente de la barra colectora de control.

La energía de emergencia y el consumo de alumbrado se debe a los circuitos que tienen que ser energizados durante la falta de corriente alterna. Estos pueden incluir motores de corriente directa y alumbrado de emergencia. Pueden también proporcionar energía para comunicaciones. En la práctica varía de acuerdo con el tiempo de protección requerido, pero usualmente es de a 3 horas.

Cierres de Capacidad: A todas las baterías en servicio de control se les mide su capacidad en amperios hora a 8 horas de descarga y a un voltaje final de 1.75 voltios por celda, a una temperatura de electrolito de 25°C. Capacidades para períodos más cortos y más largos son necesarias para los consumos y tiempos señalados anteriormente.

Las curvas que dan tales capacidades por placa positiva son proporcionadas por cada fabricante de baterías para cada tipo producido.

Sin embargo, en todos los tipos de celdas hay una relación definida entre la capacidad en amperios-hora a 8 horas y la capacidad en amperios disponible para otros periodos de tiempo. No es exactamente lo mismo para todos los tamaños y tipos de celdas a los más altos regímenes de descarga entre un minuto y una hora. Sin embargo, para propósitos prácticos puede usarse con ventaja considerable en la estimación de tamaños de baterías a otros regímenes de descarga que no sean de ocho horas.

Esta relación, que puede llamarse "K" se deriva de la siguiente fórmula:

Fórmula 1
$$K_t = \frac{C}{I_t}$$

Donde t es el período de tiempo, C es la capacidad a ocho horas en amperios-horas, e I es el amperaje para el período de tiempo. "K" se desarrolla como sigue para el tipo de celda KCU-15 de acuerdo al catálogo:

Amperios a 8 horas	560
Amperios a 8 horas	70
Amperios a 3 horas	144
Amperios a 1 hora	280
Amperios a 1 minuto	693

Continúa en pagina 14

CARACTERISTICAS DE DESCARGA

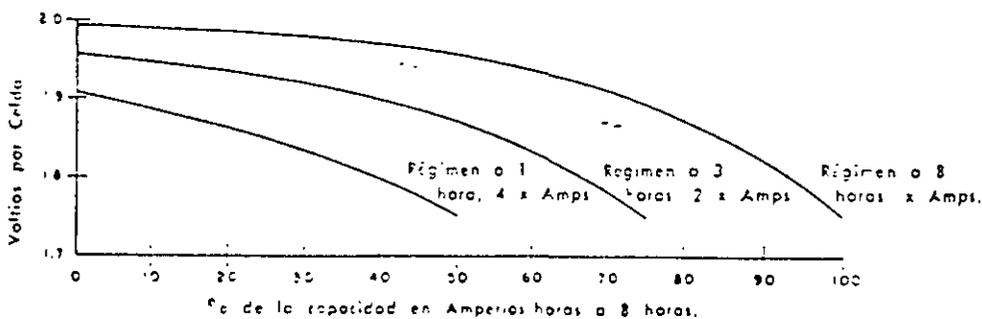


FIGURA 1

BATERIAS AGA-CD
 VALORES DE "K" PARA 1 A 60 MINUTOS
 DENSIDAD 1.210 25°C
 1.75 VOLTIOS FINALES CELDA.

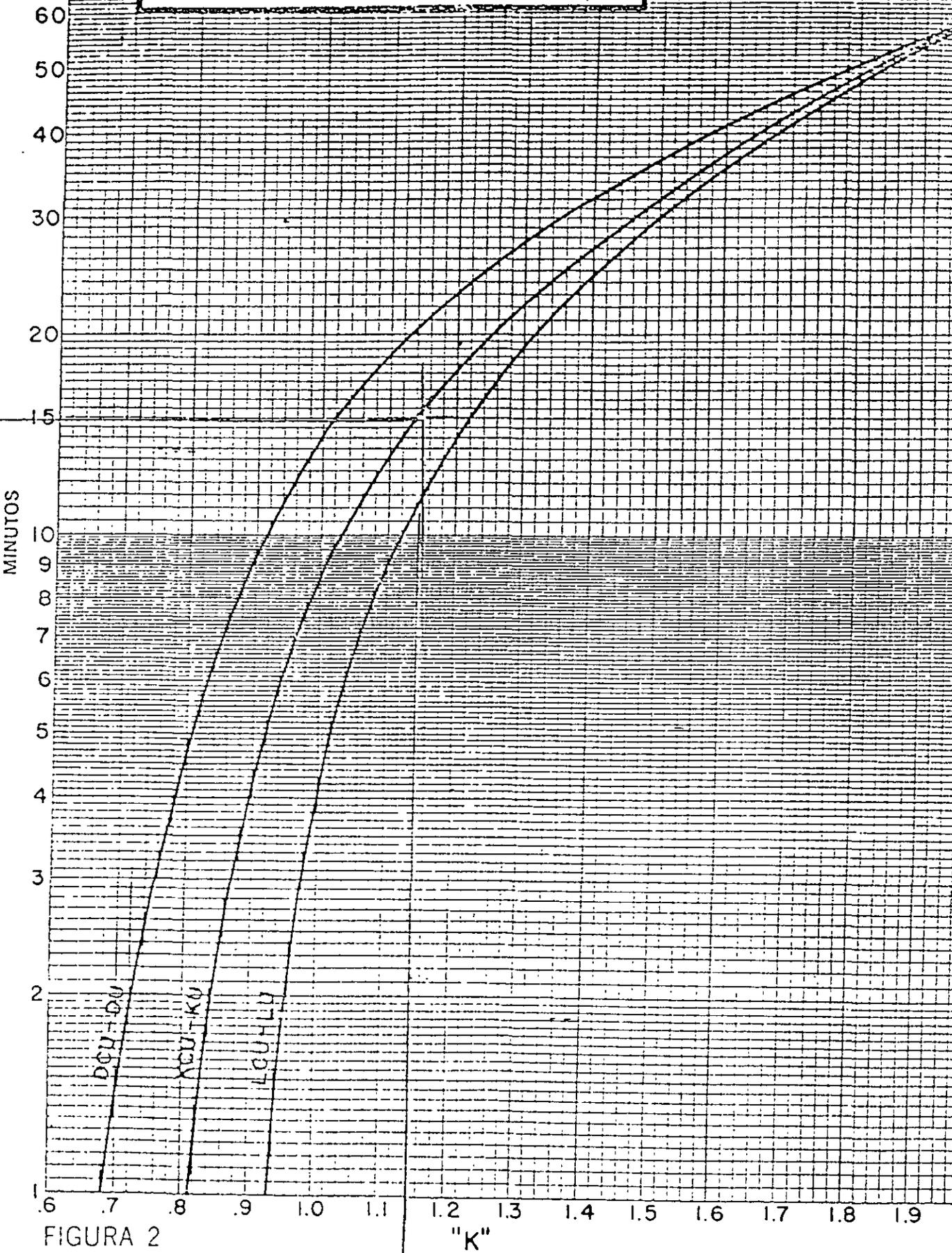


FIGURA 2

"K"

BATERIAS RISA - CD
VALORES DE "K" PARA 60 A 555 MINUTOS
DENSIDAD 1.210 25°C
1.75 VOLTIOS FINALES, CELDA.

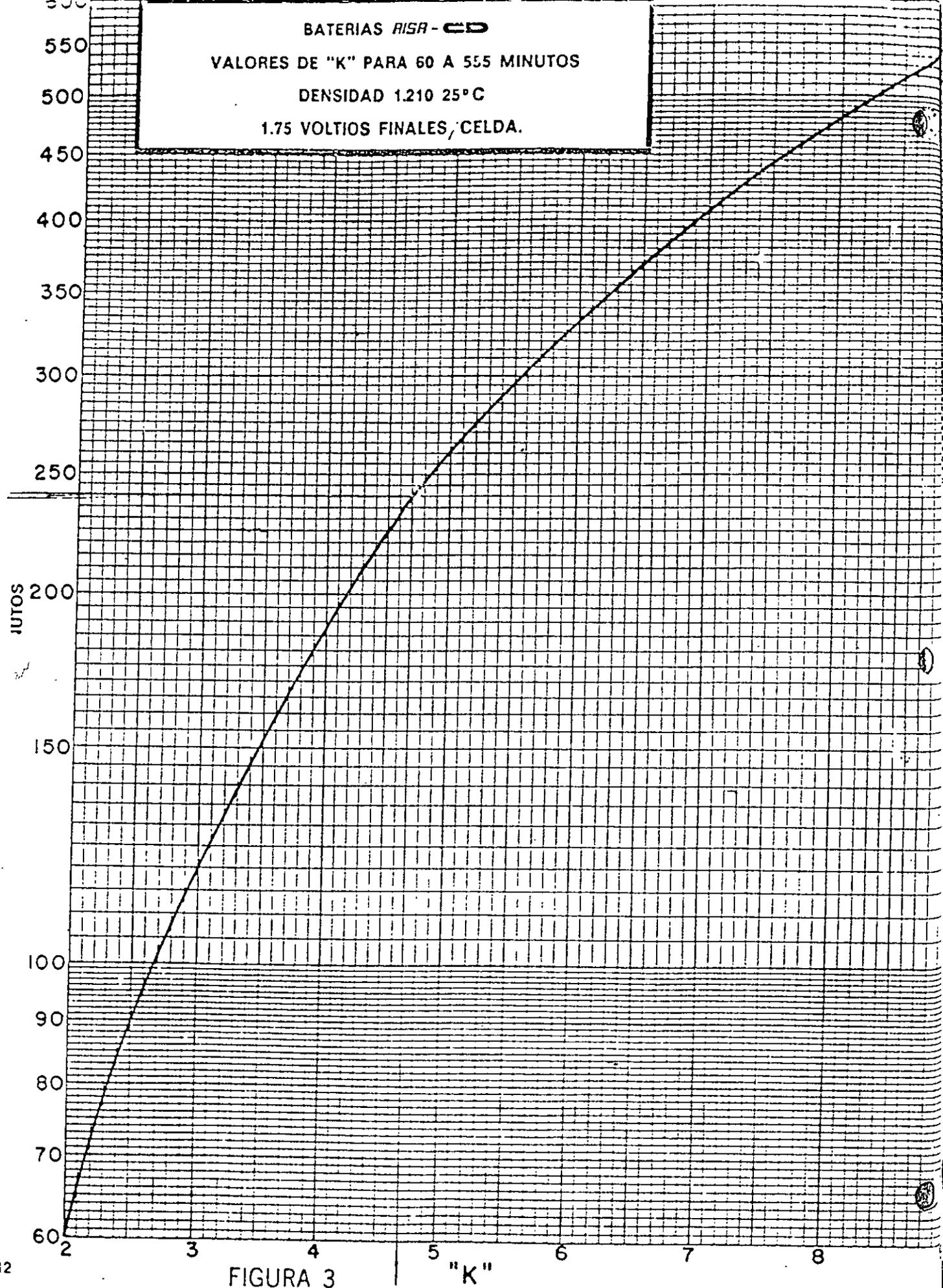


FIGURA 3

"K"

BATERIAS *RISR-CD*
VALORES DE "K" PARA 480 A 1440 MINUTOS
DENSIDAD 1.210 25°C
1.75 VOLTIOS FINALES/CELDA.

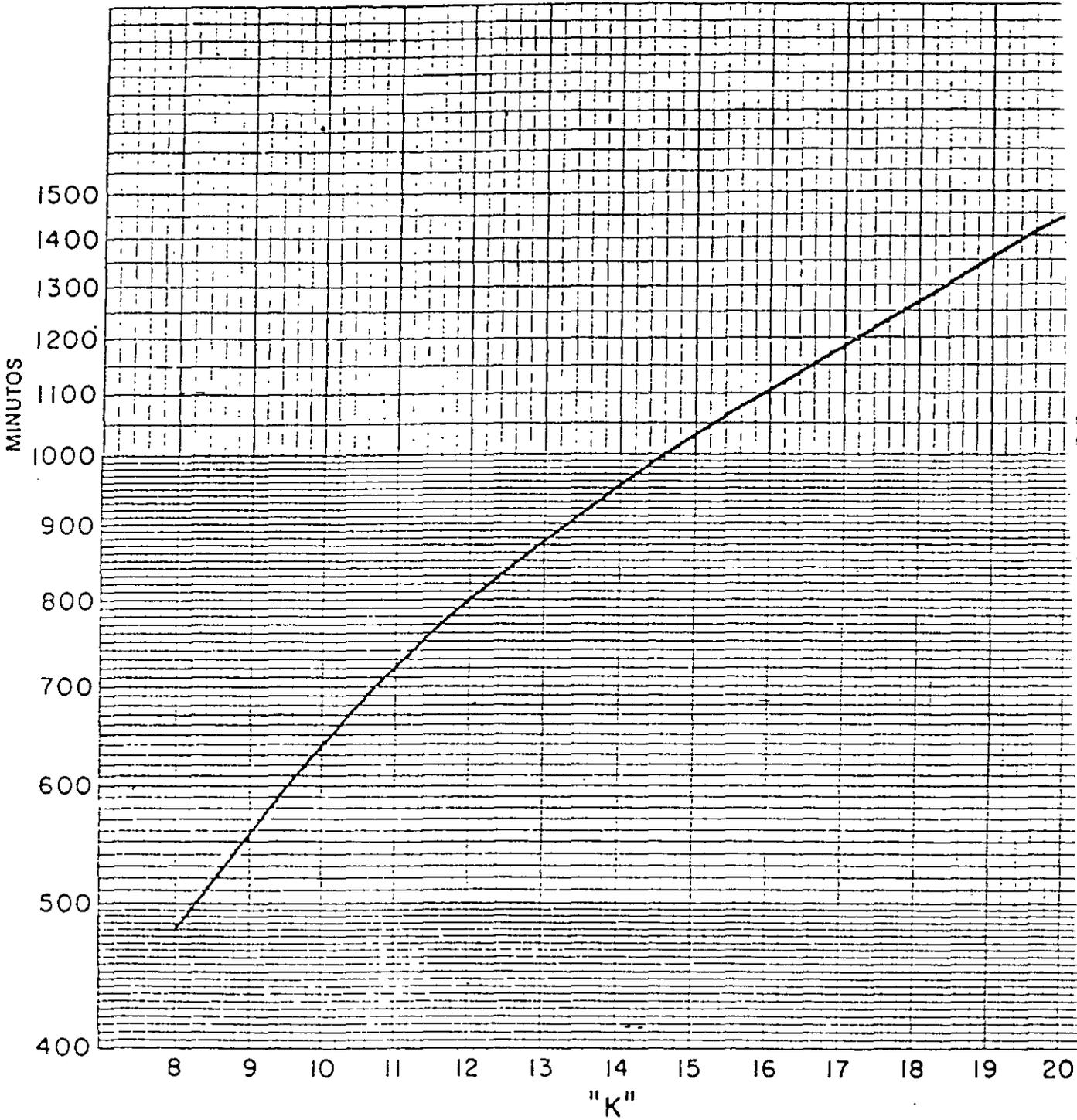


FIGURA 3A

Aplicando la fórmula 1, los valores de "K" para los tiempos anteriores son como sigue:

K (8 horas) =	560/70 = 8
K (3 horas) =	560/144 = 3.9
K (1 hora) =	560/280 = 2
K (1 minuto) =	560/693 = 0.81

Cuando los valores de "K" se grafican contra el tiempo en minutos, se obtienen curvas similares a las de las figuras 2 y 3. De tales curvas, es posible determinar K para cualquier tiempo entre 1 y 550 minutos.

Estas curvas suplantán las curvas o tablas para tipos individuales de celdas, simplificando en esta forma el proceso de estimación. Todo lo que se necesita es una curva de "K" y una tabla de tipos de celdas con capacidades en amperios-horas a ocho horas como la que se indica en la figura 4. Como una ilustración considere lo siguiente:

Ejemplo 1: Se requiere una batería plomo-calcio para que proporcione 150 amperios por 90 minutos. ¿Qué capacidad de batería se necesita en amperios-horas a 8 horas de descarga?

El primer paso es despejar C de la fórmula 1 obteniéndose lo siguiente:

Fórmula 2
$$C = K_t \cdot I_t$$

Entonces de la figura 3, "K" para 90 minutos es de 2.5. La capacidad requerida en amperios-horas a ocho horas de descarga es:

$C = 2.5 \times 150 = 375$ amperios-horas.

De la tabla de la figura 4 la celda plomo-calcio más próxima de mayor capacidad es el tipo KCU-11 que tiene capacidad de 400 amperios-horas a ocho horas de descarga.

BATERIAS DE CONTROL

Densidad 1.210 Voltaje final 1.75 voltios por celda 25°C.

<u>AMPERIOS-HORAS (8 horas)</u>	<u>Plomo-calcio</u>	<u>Plomo-antimonio.</u>
25	DCU-3	DU-3
50	DCU-5	DU-5
75	DCU-7	DU-7
100	DCU-9	DU-9
120	DCU-11	DU-11
150	DCU-13	DU-13
170	KSU-5	KS-5
175	DCU-15	DU-15
200	DCU-17	DU-17
240	KCU-7	KU-7
320	KCU-9	KU-9
400	KCU-11	KU-11
480	KCU-13	KU-13
560	KCU-15	KU-15
640	KCU-17	KU-17
720	KCU-19	KU-19
800	KCU-21	KU-21
900	LCU-13	LU-13
1050	LCU-15	LU-15
1200	LCU-17	LU-17
1350	LCU-19	LU-19
1500	LCU-21	LU-21
1650	LCU-23	LU-23
1800	LCU-25	LU-25
1950	LCU-27	LU-27

FIGURA 4

Consumos simultáneos: Cuando se conocen los valores y tiempos de los consumos, pero no se conoce o no se especifica la secuencia de los mismos, sabiendo que pueden ocurrir simultáneamente o en cualquier orden, el tamaño de la batería puede determinarse de la siguiente variación de la fórmula 2. Esto toma en cuenta la más severa combinación de consumos y periodos de tiempo.

Fórmula 3
$$C = K_1 I_1 + K_2 I_2 + K_3 I_3 + \dots + K_n I_n$$

Considere lo siguiente:

Ejemplo 2: Se requiere una batería plomo-calcio que proporcione los siguientes consumos en cualquier secuencia o simultáneamente a un voltaje mínimo por celda de 1.75 voltios y a 77°F.

- 1.—Cierre del circuito 170 amperios por 1 minuto.
- 2.—Relevadores y lámparas 10 amperios por 480 minutos.
- 3.—Motores 36 amperios por 120 minutos.
- 4.—Alumbrado de emergencia 35 amperios por 180 minutos.

De estas especificaciones de consumo y de las figuras 2 y 3 se hizo la siguiente tabla:

1	$I_1 = 170$ amperios	K_1 (1 minuto) = 0.81 para KCU de la fig. 2
2	$I_2 = 10$ amperios	K_2 (480 min) = 8 de la fig. 3
3	$I_3 = 36$ amperios	K_3 (120 min) = 3 de la fig. 3
4	$I_4 = 35$ amperios	K_4 (180 min) = 3.9 de la fig. 3

Aplicando la fórmula 3:

$$C = 0.81 \times 170 + 8 \times 10 + 3 \times 36 + 3.9 \times 35.$$

$$C = 138 + 80 + 108 + 137.$$

$$C = 463 \text{ amperios-horas.}$$

De la tabla de la figura 4 se ve que el tipo más próximo de mayor capacidad es el tipo KCU-13 que tiene 480 amperios horas a 8 horas de descarga siendo el tipo de celda que reúne las condiciones del problema.

Secuencias de consumos: Por muchos años la industria de baterías ácido-plomo así como sus clientes han sabido que si una batería soporta una descarga alta conserva capacidad adicional para descargas bajas. Esta cualidad de las baterías ácido-plomo es tratada por G.W. Vinal en su libro (Storage Batteries) (Baterías de Almacenamiento), Capítulo 5. Un método práctico para la solución de problemas complicados sobre baterías de control, haciendo uso de esta característica, fue presentado a la AIEE en 1954 (AIEE. Technical Paper 54-177 = Revista Técnica 54-177).

El método se aplica cuando la secuencia de las varias cargas y periodos de tiempo son conocidos y su uso permite a menudo la selección de una batería de menor tamaño que haciendo uso de la fórmula 3 vista anteriormente

Básicamente el método consiste en seleccionar una batería suficientemente grande para soportar la carga del primer periodo de tiempo para todos los periodos. Posteriormente se suma o resta paso a paso la capacidad de la batería para los periodos restantes.

Usando "K" para determinar las capacidades en vez de las descargas de la placa positiva, el método puede ser expresado en una fórmula como sigue:

Fórmula 4

$$C = K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) + \dots + K_n (I_n - I_{n-1})$$

En donde: C = Capacidad requerida en amperios-horas a 8 horas.

K = Constante para diferentes tiempos como se explica en la figura 5.

I = Amperios como se explica en la figura 5.

Ejemplo 3: Supongamos se requiere una batería plomo-calcio para proporcionar 22 amperios por 180 minutos, seguidos por 11 amperios por 180 minutos. Esto se representa por un diagrama así:

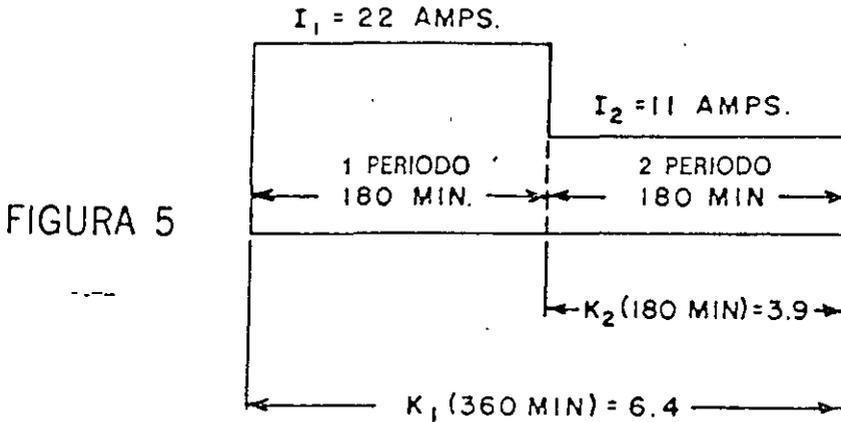


FIGURA 5

Los valores de "K" para los tiempos indicados se obtienen de la figura 3. Aplicando la fórmula 4 tenemos:

$$C = 6.4 \times 22 + 3.9 (11 - 22).$$

$$C = 141 - 43.$$

$$C = 98 \text{ Amperios-horas.}$$

Haciendo referencia a la tabla en la figura 4 vemos que una batería de calcio DCU-9 teniendo una capacidad a 8 horas de 100 amperios sería suficiente.

Sin embargo, si la carga baja precede a la alta, o sea lo opuesto al ejemplo No. 3, existe una condición de capacidad más severa. Esto se muestra en el siguiente ejemplo 4. Diagrama de la figura 6 abajo:

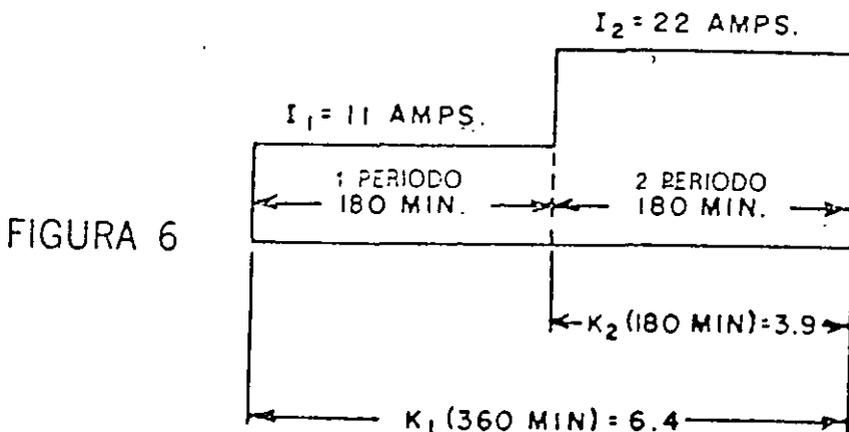


FIGURA 6

Aplicando la fórmula 4 vemos:

$$C = 6.4 \times 11 + 3.9 (22-11).$$

$$C = 71 + 43.$$

$$C = 114 \text{ amperios-hora.}$$

Usando la tabla de la figura 4 vemos que se requiere una batería DCU-11 con una capacidad de 120 amperios-hora. Cabe notar que en los ejemplos 3 y 4 mientras el tiempo y el amperaje son iguales debemos seleccionar una batería de mayor tamaño cuando una descarga baja es seguida por una alta.

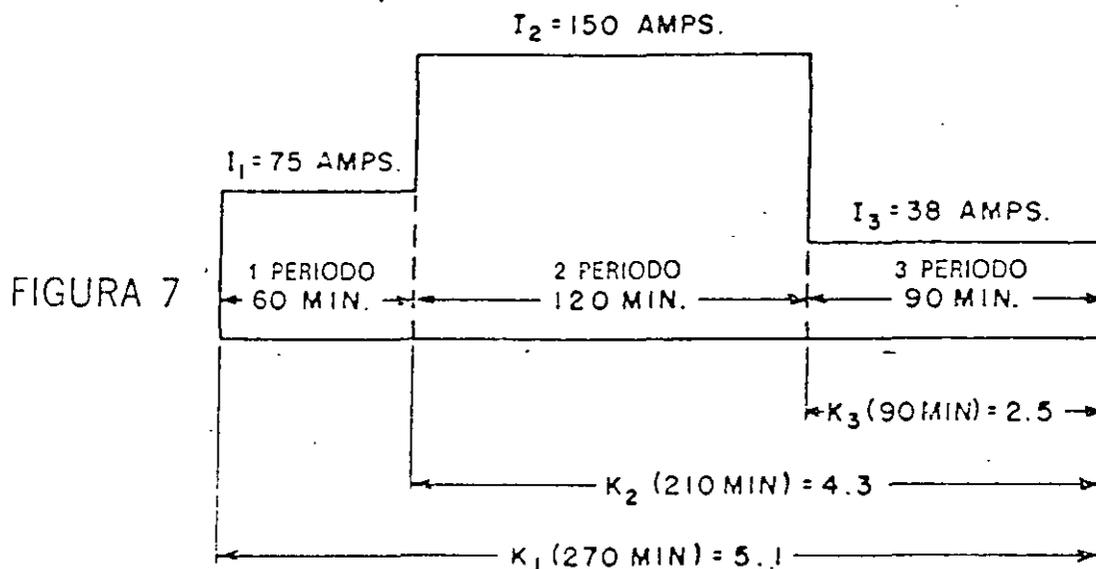
Ejemplo 5: Consideramos ahora un problema más difícil. Si desea una batería plomo-calcio para soportar las siguientes cargas, por ciertos períodos de tiempo y a una secuencia determinada hasta un voltaje mínimo por celda de 1.75 voltios y a 25°C.

Período 1 = 75 amperios por los primeros 60 minutos.

Período 2 = 150 amperios por los siguientes 120 minutos.

Período 3 = 38 amperios por los últimos 90 minutos.

El diagrama correspondiente es la figura 7.



Los valores de "K" para los tiempos indicados se obtienen de la figura 3. Aplicando la fórmula 4 tenemos.

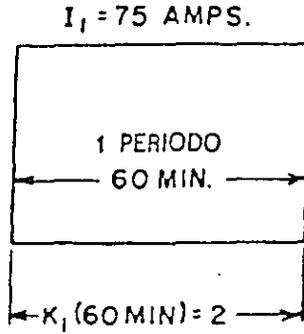
$$C = 5.1 \times 75 + 4.3 (150-75) + 2.5 (38-150).$$

$$C = 382 + 322 - 280.$$

$$C = 422 \text{ amperios-hora.}$$

Sin embargo cuando una descarga alta es seguida por una baja es necesario checar el problema paso a paso para estar seguros de obtener una batería capaz de soportar el periodo intermedio. Este se logra calculando el primer paso sólo, el primero y segundo pasos juntos, y así sucesivamente hasta cubrir el ciclo completo, como se muestra en los diagramas de las figuras 8 y 9.

FIGURA 8



Aplicando la fórmula 4 para el primer período solamente:

$$C = 2 \times 75 = 150 \text{ amperios-hora.}$$

Esto es menor que los 424 amperios-hora determinados de la figura 7, por lo cual la batería de la figura 7 es satisfactoria para el periodo 1.

Aplicando la fórmula 4 para los dos primeros periodos únicamente, obtenemos de la figura 9:

$$C = 3.9 \times 75 + 3 (150 - 75).$$

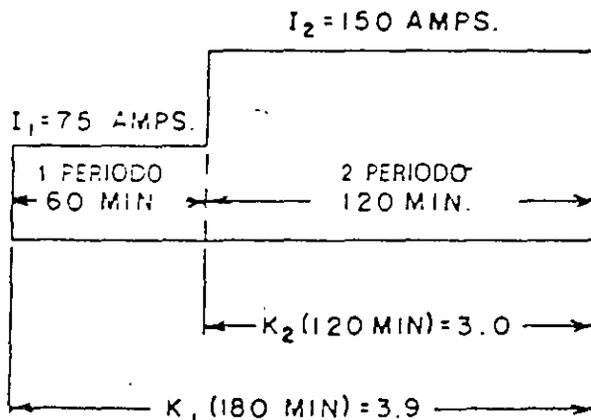
$$C = 292 + 225.$$

$$C = 517 \text{ amperios-hora.}$$

Este dato es mayor que el obtenido en la figura 7 de 424 amperios-hora, por lo tanto determina el tamaño de la batería. De la tabla en la figura 4 vemos que el tipo KCU-15 sería el indicado con 560 amperios-horas a 8 horas.

Nótese que en los cálculos del periodo 1 y de los periodos 1 y 2, se necesitan nuevos diagramas y valores de "K", debido a que los periodos de tiempo son menores que los mostrados en la figura 7.

FIGURA 9



3.6 Capacidad vs Temperatura.

Una batería es un aparato electroquímico y como tal, su habilidad para realizar trabajo se reduce cuando la temperatura de su electrolito es menor de 25°C, considerada como estandar, temperatura a la cual están basados todos los datos publicados sobre descargas.

Para instalaciones, edificios ocupados o calentados normalmente, la temperatura y su efecto sobre la capacidad pueden ser despreciados. Sin embargo, para lugares sin atención o sin calentamiento, bajas temperaturas de la batería se deben considerar en el proceso de estimación del tamaño de ésta.

Curvas de corrección por temperaturas de la capacidad en amperios, variando entre 10°F y 76°F se presentan en la figura 10, para varias descargas desde un minuto hasta 24 horas. La manera más fácil de usar las curvas de temperatura es aplicando la corrección a la carga en amperios.

Por ejemplo, supongamos que la carga a tres horas es de 100 amperios y que la temperatura mínima de operación es de 40°F. Haciendo referencia vemos que a 40°F tenemos disponible el 77.5% de la capacidad. La corrección la obtenemos dividiendo 100 amperios entre 0.775, lo que nos da una carga a tres horas de 129 amperios. Este valor debe de ser usado en las fórmulas en vez de 100 amperios.

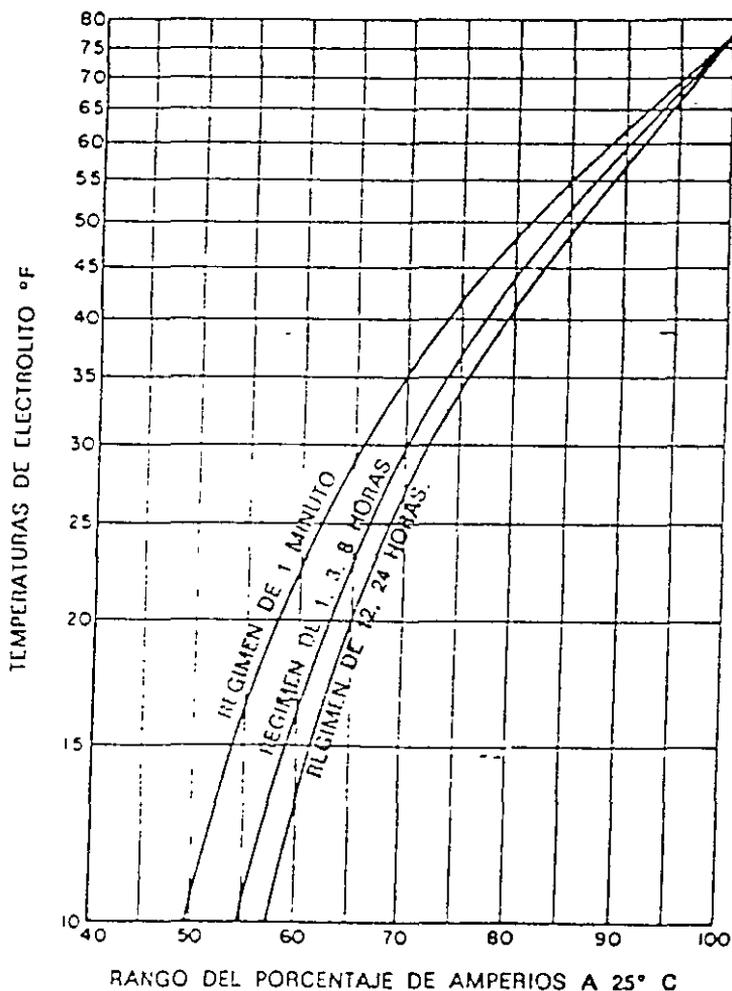


FIGURA 10

SECCION IV

SELECCION DE CARGADOR.

La vida y el servicio satisfactorio de una batería dependen en su mayor parte en el diseño y la operación del equipo de carga que de otros factores externos. Por esta razón, y para reducir los costos de mantenimiento, es primordial hacer una buena selección del equipo de carga. Los cargadores están sujetos a las mismas consideraciones que influyen en la selección de cualquier equipo. El más complicado y costoso no es necesariamente la mejor selección. Simplicidad, trabajo y seguridad, así como el costo deben de ser balanceados para llevar a cabo una buena selección. Cualquier tipo de cargador seleccionado para un servicio de control debe de ser del tipo regulado por sí mismo, por lo cual controla automáticamente el voltaje de salida en más o menos 1% para baterías de plomo-calcio y medios por ciento para las baterías de plomo-antimonio.

4.1 Rectificadores.

Rectificadores de silicón o de disco seco y tubo han sido desarrollados los cuales son plenamente confiables y completamente adecuados para una operación de control.

1.—El tipo de voltaje completamente regulado tiene una variación de más o menos 1/2% con o sin carga. Después de este punto el voltaje cae violentamente previniendo de esta manera sobrecarga. Rectificadores de este tipo son muy adecuados cuando las cargas continuas son diferentes y cuando el equipo puede estar sujeto a frecuentes salidas de corriente alterna. La característica de voltaje constante entre los puntos de carga nula y carga completa permite la variación en la carga continua que se encuentra dentro de sus límites de capacidad. En el proceso de descarga de la batería, debido a una interrupción de corriente alterna, la batería se recargará automáticamente a la capacidad máxima del rectificador, hasta que el voltaje prefijado se alcanza, después de lo cual se reanuda la operación de flotación. Las recargas pueden ser acortadas llevando a cabo una carga igualadora, la cual utiliza la máxima capacidad del rectificador a un voltaje de la batería mayor del requerido para una operación de flotación.

Para la mayor parte de las instalaciones, el costo inicial más elevado del rectificador de voltaje regulado se justifica pues mantiene a la batería a su máxima capacidad, disminuye las reparaciones y ajustes y da una vida más larga a esta misma.

2.—El rectificador de regulación inherente, con una regulación de más o menos 1% a partir del 10% de carga hasta carga total, tiene también una violenta caída de voltaje en este punto. Debido a que está compuesto de menos partes, es considerablemente más barato, de mayor confianza y requiere menor mantenimiento que el anterior. Este rectificador se debe usar cuando las cargas

continuas son normalmente fijas. La recarga se lleva a cabo de una manera similar al rectificador descrito anteriormente.

3.—El rectificador de voltaje no regulado o de escurrimiento constante tiene la característica de bajar el voltaje al aumentar la carga, lo cual sirve para proteger al rectificador de una sobrecarga durante una fuerte demanda intermitente de corriente en el sistema. La recarga después de una descarga de emergencia de la batería es más lenta y se requieren ajustes frecuentes para mantener el voltaje correcto de flotación. El costo inicial es menor que el de voltaje regulado, pero en general se reduce la vida de la batería debido a que los valores ajustados en el rectificador son altos. Además es necesario modificar el promedio de corriente de acuerdo con la temperatura de la batería, lo cual casi nunca se logra. Este tipo de cargador no es recomendable.

4.2 Moto-Generadores.

Moto-generadores del tipo de dínamo con excitación en derivación han sido utilizados por muchos años para mantener sistemas de baterías de control de flotación completa.

Muchas instalaciones antiguas utilizan un generador de dínamo standard el cual opera aproximadamente a un cuarto de su capacidad en amperios, debido a que el voltaje baja cuando aumenta la carga, el generador está protegido durante cargas intermitentes pesadas, pasando el exceso de amperaje a la batería. Con este equipo se requieren ajustes frecuentes de voltaje. La recarga después de una emergencia es más lenta a menos que se lleven a cabo frecuentes ajustes de voltaje.

Cuando se agregan reguladores de voltaje y corriente a un generador de dínamo con excitación en derivación, los voltajes de flotación se estabilizan, por lo cual se disminuye el mantenimiento y se aumenta la vida de la batería.

Generadores de polo desviado son una combinación de dinamos con excitación en derivación y dinamos en serie. Tienen como característica voltaje lineal entre 10% hasta carga completa y baja de voltaje después de la carga completa lo que evita una sobrecarga. Abajo del 10% de capacidad en amperios el voltaje aumenta, por lo cual trabajan mejor entre 10% y 100% de carga.

4.3 Capacidad del Cargador.

El cargador ya sea rectificador o generador debe tener suficiente capacidad para soportar cargas continuas a la vez que recarga la batería en un tiempo razonable después de una descarga de emergencia.

A.—Normalmente el cargador flotará la batería en un voltaje seleccionado en el rango de 2.15 a 2.25 voltios por celda. Si se utiliza para antimonio deberá ser capaz de darle a la batería cargas igualadoras a 2.33 voltios por celda, que corresponde al voltaje máximo permisible para la barra colectora de control.

Para batería de 60 celdas, esto es 140 voltios, para 120 celdas, 280 voltios.

B.—La capacidad en amperios del cargador se puede estimar usando la siguiente fórmula:

Fórmula 5

$$A = L + \frac{1.1C}{H}$$

En donde: A = Capacidad del cargador en amperios.

L = Carga continua en amperios.

C = Amperios-hora calculados para una descarga de emergencia.

H = Tiempo de recarga deseado.

Como una ilustración refiérase al ejemplo de capacidad de una batería, (ejemplo 2 página 15)
¿Qué capacidad se necesita en un rectificador de voltaje regulado AutoReg para reemplazar en 24 horas la descarga de emergencia indicada en el problema?

Primero calcule los amperios hora descargados por las cuatro diferentes cargas.

1.—Corriente de cierre =	170 amperios por 1 minuto =	3 amperios-hora.
2.—Carga continua =	10 amperios por 8 horas =	80 amperios-hora.
3.—Motores de emergencia =	36 amperios por 2 horas =	72 amperios-hora.
4.—Luces de emergencia =	35 amperios por 3 horas =	105 amperios-hora.
	Descarga total =	260 amperios-hora.

Aplicando la fórmula 5:

$$A = 10 + \frac{1.1 \times 260}{24}$$

$$A = 10 + 11.9 = 21.9 \text{ Capacidad del Rectificador en Amperios.}$$

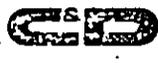
Servicio de Interrupción.

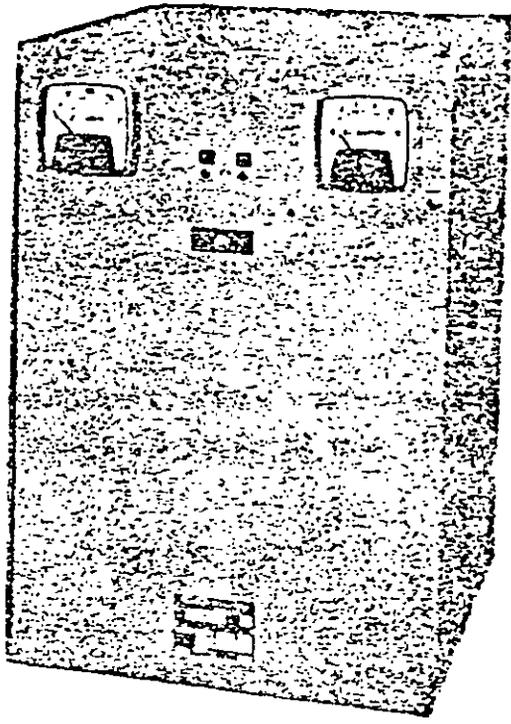
Las baterías para un servicio de interrupción a 24 y 48 voltios son generalmente de baja capacidad en amperios hora y por lo tanto representa una inversión relativamente baja. Al mismo tiempo la función que desarrollan es necesaria para operar otros equipos importantes.

Los rectificadores son usualmente seleccionados para este servicio. Algunos ingenieros justifican el costo de rectificadores de voltaje regulado tomando en cuenta la importancia de la batería junto con una mayor vida y un menor mantenimiento, como por ejemplo ajustes del cargador y adiciones de agua.

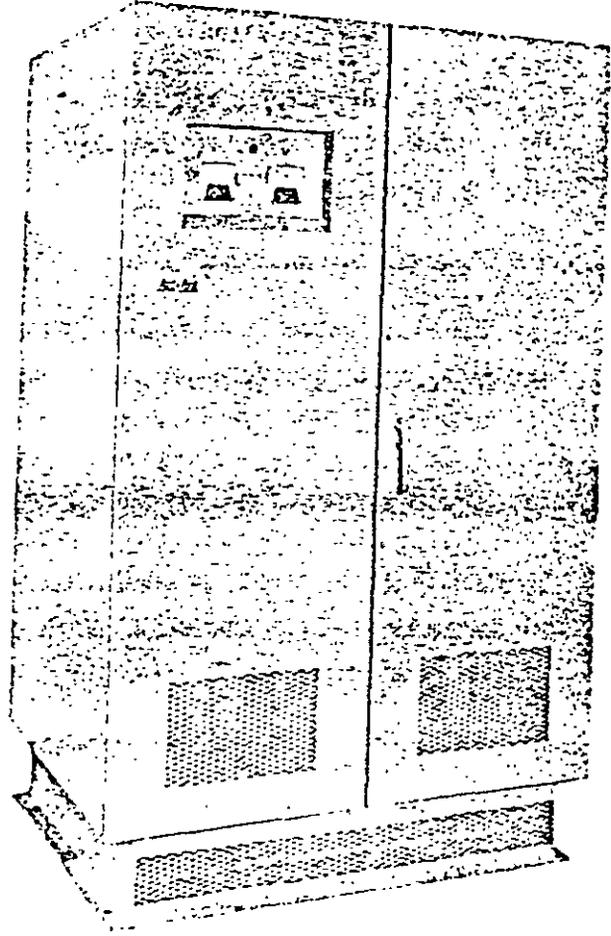
La fórmula 5 se puede utilizar para calcular la capacidad en amperios-hora del rectificador para un servicio de interrupción.

Seleccione el amperaje del cargador que se apegue más a los valores calculados, no el siguiente.

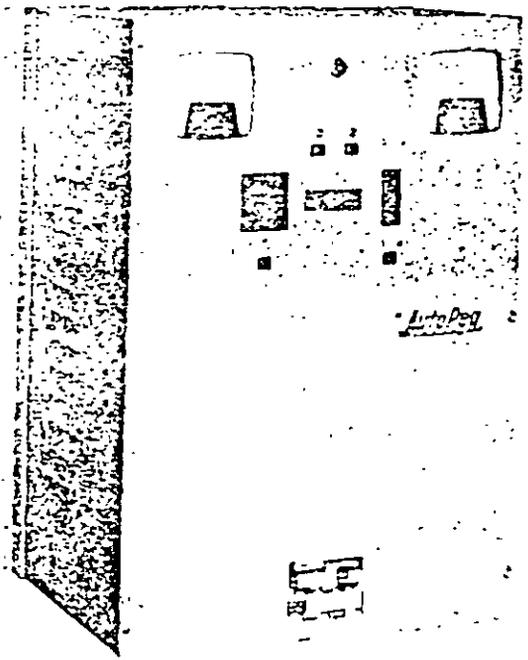
 **AUTOREG® CARGADORES DE SILICON**



Cargador Ferrosresonante con voltaje de salida ajustable.



Cargador Rectificador de silicon controlado con salida de voltaje ajustable.



Cargador Ferrosresonante con voltaje fijo de salida.

SECCION V

LOCALIZACION DE LA BATERIA.

5.1 General.

La localización de la batería tiene gran influencia en su vida. Con las nuevas construcciones selladas puede ser colocada en cualquier cuarto bien ventilado o en una caseta exterior con otro equipo eléctrico. La localización debe de ser accesible, fría, seca y lo más limpia posible.

5.2 Proximidad a la carga.

Existe una ventaja práctica si se coloca la batería lo más cerca posible de la carga más grande, tal como el interruptor, con objeto de hacer menor la caída de voltaje en las líneas de conducción de energía.

5.3 Temperatura ambiente.

En un servicio de control, la temperatura del electrolito de la batería corresponde con el promedio de temperaturas en 24 horas. La temperatura normal de operación de una batería es de 25°C (77°F). Sobre esta base se estima la vida y se determina su capacidad.

La figura 11 ilustra en forma aproximada como las pérdidas internas de una batería son afectadas por las variaciones de temperaturas, ya sea arriba o abajo de la normal de 25°C. Estas pérdidas internas deben ser reemplazadas por corriente de carga, lo cual a través de los años causa el deterioro de las placas positivas. Se observa que para temperaturas más bajas del electrolito se requieren corrientes de mantenimiento de carga más bajas, prolongando así la vida de la batería.

Se obtienen ventajas económicas si localiza la batería en un lugar razonablemente frío.

Fuentes de calor tales como tubos de vapor, radiadores, luz solar, deben de ser bloqueados de tal manera que el calor radiante no eleve la temperatura de algunas celdas. La diferencia de temperatura del electrolito entre celda y celda no debe ser mayor de 3°C. Variaciones mayores a esto resultan en un aumento en las pérdidas internas de las celdas más calientes. Estas pérdidas son acumulativas y eventualmente las celdas afectadas se vuelven un problema requiriendo un manejo especial.

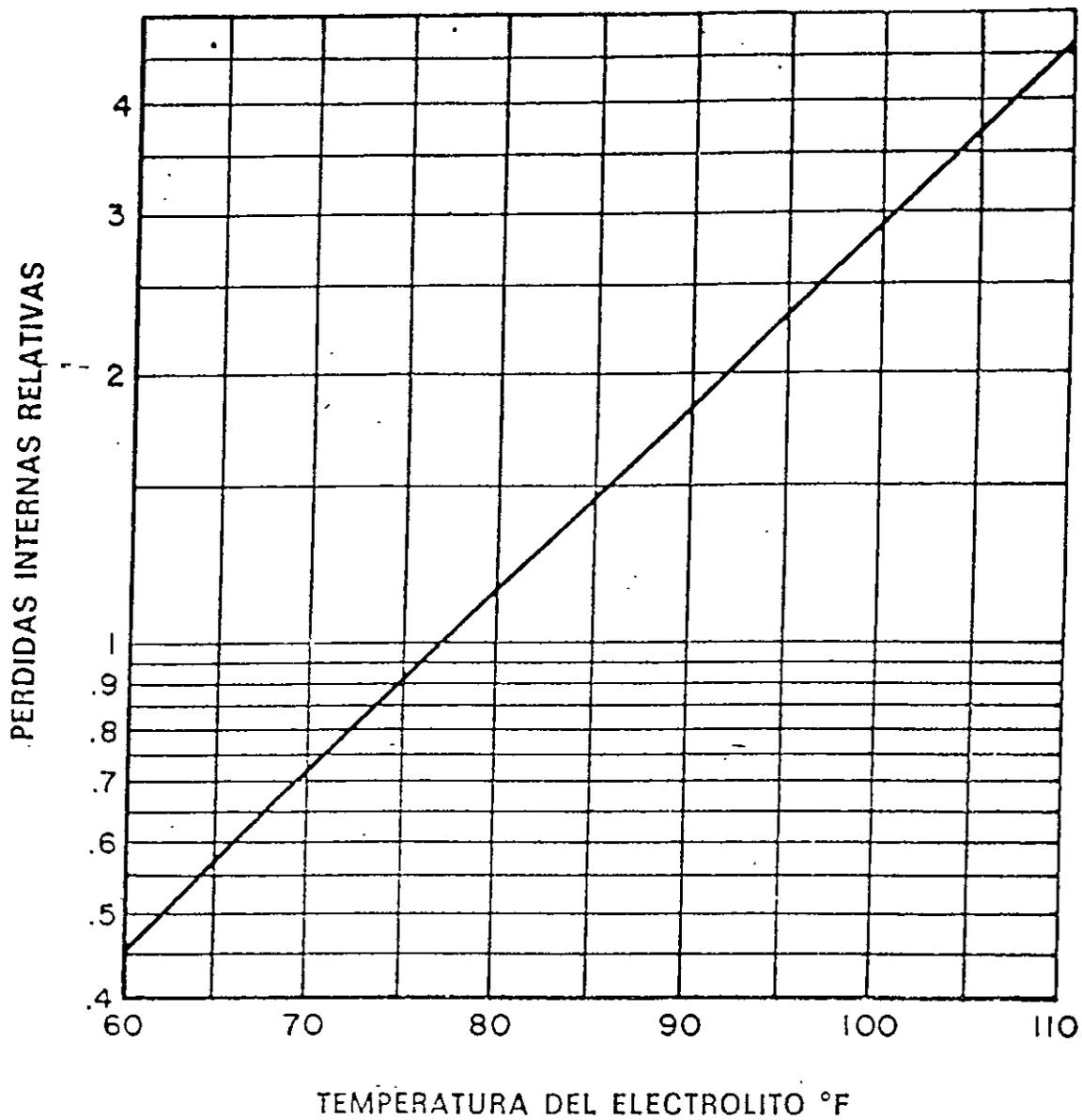
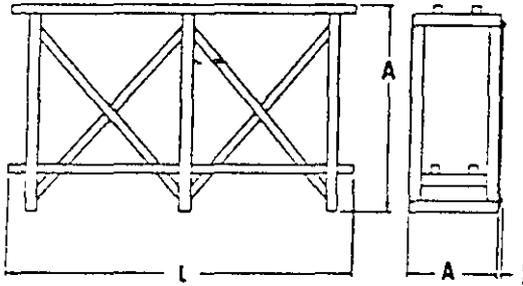


FIGURA 11

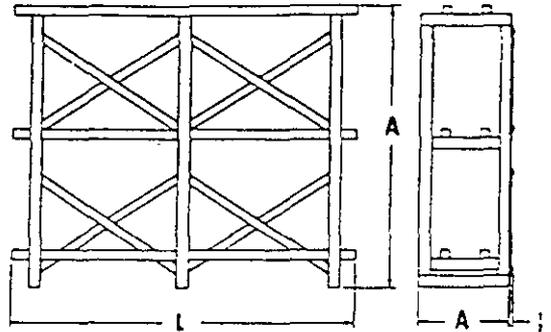
5.4 Estantes.

Los estantes modernos para baterías son todos de acero, con postes aislados sobre los cuales se montan las celdas. Se pueden conseguir en formas muy variadas con el fin de proveer un conjunto compacto muy útil cuando el espacio es reducido, pudiéndose esparcir en un área más grande, cuando el espacio disponible es amplio.

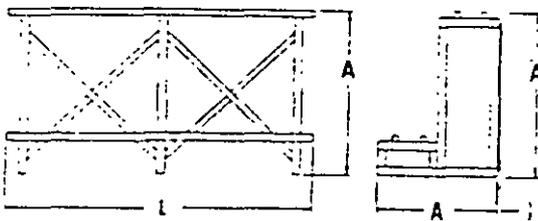
El mantenimiento es más sencillo cuando los estantes son accesibles dejando espacio para formar pasillos de ancho suficiente, para hacer la instalación de las celdas de una manera conveniente. Cuando dos o más filas de celdas sean instaladas, la fila superior deberá estar suficientemente baja para permitir que un hombre parado en el piso pueda tomar lecturas y limpiar las tapas.



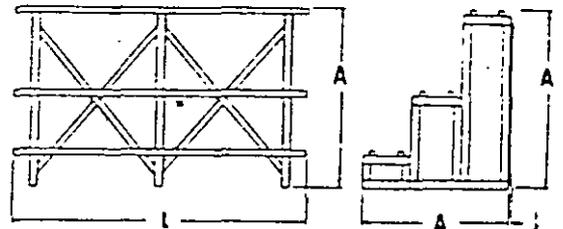
DOS FILAS



TRES FILAS



DOS ESCALONES



TRES ESCALONES

SECCION VI

MANTENIMIENTO DE BATERIAS

El mantenimiento de baterías plomo-ácido en un servicio de control, es poco complicado. Esencialmente consiste en carga o flotación correctas, adición de agua a intervalos correctos, mantenerla limpia y llevar un récord de su operación. La información respecto a los tres primeros puntos se registra periódicamente en el récord.

6.1 Carga.

Baterías plomo-antimonio: El antimonio se usa como aleación en las rejillas. Su empleo permite la manufactura de rejillas más limpias, duras y de mejor acabado. Sin embargo, conforme pasa el tiempo la carga y la corriente de flotación hacen que el antimonio de la rejilla positiva emigre al material activo negativo. Allí forma parte de una reacción de celda secundaria, lo cual aumenta la acción local o pérdidas en la placa negativa. Por consecuencia, se requiere un aumento en la corriente de carga para mantener su potencial adecuado. Esto a su vez hace que más antimonio emigre hacia el negativo, por lo tanto se produce una acción acumulativa.

Por esta razón la corriente necesaria para mantener una celda nueva de plomo-antimonio a 2.15 voltios y 25°C, es relativamente baja. Si a esta corriente se le asigna un valor de 1, entonces al final de la vida de la celda la corriente absorbida por ella a las mismas condiciones de temperatura y voltaje puede ser de 4 a 6. Este aumento en la corriente de flotación aumenta el consumo de agua. Con pérdidas por acción local más grandes, cualquier irregularidad en la sección baja se refleja en densidades más bajas. Por lo tanto, se dispone de menos capacidad para emergencias.

Una batería de plomo-antimonio debe de ser flotada por medio de un cargador adecuado entre 2.15 y 2.17 voltios por celda. Una vez al mes o a intervalos regulares de tiempo y después de una descarga de emergencia de apreciable duración, el voltaje del cargador debe ser elevado a 2.33 voltios por celda de 8 a 24 horas para proporcionarle una carga igualadora. Posteriormente se reanuda la flotación de 2.15 a 2.17 voltios por celda.

Baterías de plomo-calcio: En la batería de plomo calcio, las rejillas están hechas de plomo puro más una muy pequeña cantidad de calcio. Esta aleación produce una rejilla de cualidades físicas iguales a las de plomo-antimonio. Sin embargo el calcio no emigra como el antimonio al negativo a medida que pasa el tiempo. El resultado práctico de la sustitución de antimonio por calcio es de mantener las pérdidas internas de la celda en un mismo nivel a través de la vida de la batería. Estas pérdidas equivalen a 1/10 de las obtenidas por las nuevas baterías de antimonio y a 1/50 de las viejas de la misma clase. Como resultado se obtiene un consumo de agua muy bajo

AGUA CONSUMIDA POR CELDA POR AÑO

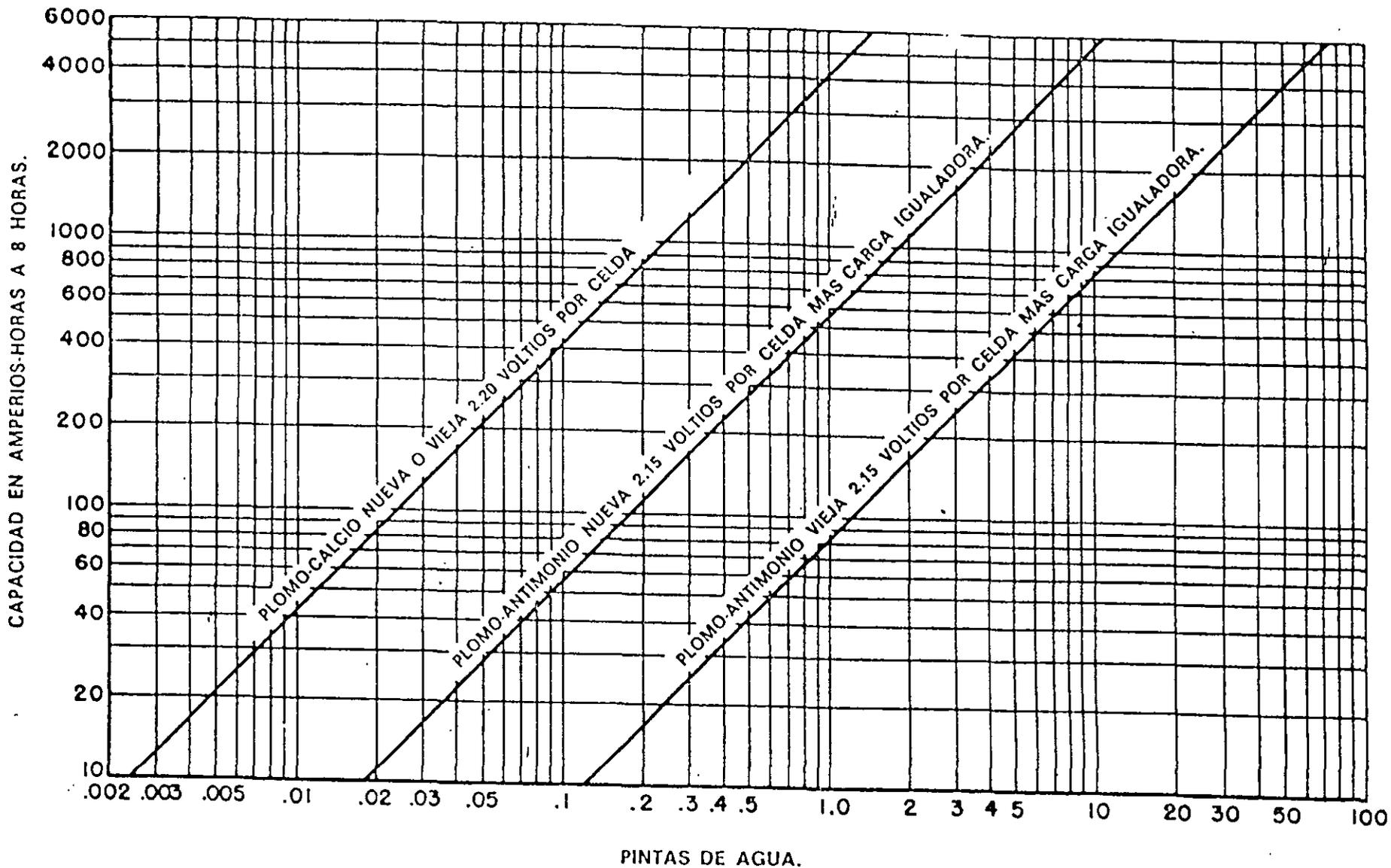


FIGURA 12

y constante a través de la vida de la batería así como una vida de placa más prolongada. Una batería de plomo-calcio se debe flotar continuamente por medio de un cargador de voltaje regulado con una salida ajustada de 2.20 a 2.25 voltios por celda. Con estos valores no se requiere de cargas igualadoras.

6.2 Adición de Agua.

El nivel de electrolito debe ser mantenido entre las marcas de nivel alta y baja de la misma manera para ambos tipos de baterías, haciendo esto con agua aprobada o destilada según se requiera.

En la figura 12 se proporciona el consumo anual promedio de agua para las baterías de plomo-antimonio nuevas y viejas así como para las de plomo-calcio.

Debido a las bajas corrientes de flotación para las baterías de plomo-calcio, no se llega a necesitar adición de agua más frecuentemente de 1 a 3 años a través de la vida de la batería, excepto en lugares de muy elevada temperatura y baja humedad.

Bajo estas condiciones la evaporación se convierte en un factor. Si se tiene alguna duda respecto al agua para uso en la batería, mande una muestra de dos litros en un recipiente no-metálico y químicamente limpio, ambos la caja de empaque y el recipiente perfectamente marcados a: Acumulador Insuperable, S. A. Poniente 140 No. 526-B y C México 14, D.F. Se le hará un análisis químico y se le enviará un reporte completo.

6.3 Limpieza.

Polvo o suciedad pueden ser removidos de la parte exterior de la celda por medio de un trapo seco o humedecido con agua. Si hubiera ácido en la tapa o en los conectores use un trapo mojado con una solución saturada de carbonato para remover y neutralizar el ácido. Enseguida limpie con un trapo con agua para remover el carbonato. No utilice aceite, ceras o solventes sobre las tapas plásticas y vasos.

6.4 Récor ds.

Un récord sobre la operación de una batería es indispensable ya que ayuda a determinar las causas de falla de equipos auxiliares. Para checar los procedimientos de mantenimiento, así como para indicar acciones correctivas cuando sean necesarias. A intervalos periódicos, que necesariamente varían con la localización y las rutinas del sistema, la siguiente información deberá ser registrada y reportada a la superintendencia:

Fecha y descripción de la última carga igualadora (si es de antimonio).

Voltaje de flotación de la batería

Lectura del hidrómetro en la celda piloto.

Temperatura de la celda piloto.

Cantidad de agua añadida.

Periódicamente lea y registre las densidades por celda así como los voltajes y anote cualquier situación anormal. Una forma conveniente para registrar estas informaciones es el RS-103 mostrado en la figura 13. Esta forma está disponible solicitándola a RISA  o a sus representantes.



REPORTE DE BATERIAS ESTACIONARIAS

Mes de _____ de _____

Compañía _____

Localización _____

Tipo de celda _____

Fecha de instalación _____

LECTURAS DIARIAS								LECTURAS MENSUALES							
Dia	Voltaje B Colectores	Densidad Celda Piloto	Temp. Elect.	Dia	Voltaje B Colectores	Densidad Celda Piloto	Temp. Elect.	Celda	Voltios	Densidad	°C.				
1			17					1							
2			18					2							
3			19					3							
4			20					4							
5			21					5							
6			22					6							
7			23					7							
8			24					8							
9			25					9							
10			26					10							
11			27					11							
12			28					12							
13			29					13							
14			30					14							
15			31					15							
16			32					16							

Lecturas diarias: Registre diariamente o a algún intervalo de tiempo especificado, el voltaje de flotación, la lectura del hidrometro, de la celda piloto y la temperatura de la celda adyacente.

Flote baterías de antimonio continuamente de 2.15 a 2.17 voltios por celda (129-130 por 60 celdas)

Flote baterías de calcio continuamente de 2.17 a 2.25 voltios por celda (130-135 por 60 celdas)

Mantenga el voltmetro del tablero correctamente calibrado, chequeándolo con un estándar cada 12 meses.

Lecturas mensuales: Registre mensualmente o en algún otro intervalo especificado, el voltaje de flotación, lectura del hidrometro de cada celda y la temperatura de 2 celdas en cada fila

Cargas igualadoras: Déle mensualmente a las baterías de antimonio, aumentando el voltaje a 2.33 voltios por celda (140 voltios por 60 celdas) por 8 a 24 horas reasumiendo luego la flotación normal.

Déle anualmente a las baterías de calcio flotadas a menos de 2.20 voltios, o cuando flotando a un promedio de 2.17 voltios por celda, cualquier celda lee abajo de 2.13 voltios. Para la carga igualadora aumente el voltaje bus a 2.33 voltios por celda (140 voltios por 60 celdas) hasta que la celda más baja se encuentra a 0.4 voltios del promedio. Posteriormente resuma a flotación normal.

Proporcione una carga igualadora a ambos tipos después de una descarga de emergencia si se flota a menos de 2.20 voltios por celda

Las baterías de calcio flotadas entre 2.20 y 2.25 voltios por celda nunca requieren una carga igualadora

La última carga igualadora fue dada

Fecha _____ en _____ voltios por _____ horas

Añadidas de agua: Mantenga el nivel del electrolito entre las líneas indicadores alta y baja adicionando agua aprobada o destilada preferiblemente antes de empujar una carga igualadora. Anote la fecha y cantidad total de agua

Fecha _____ Aprobada _____ Listo para _____

17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															
38															
39															
40															
41															
42															
43															
44															
45															
46															
47															
48															
49															
50															
51															
52															
53															
54															
55															
56															
57															
58															
59															
60															

FECHA _____ F. P. M. A. _____

FIGURA 13

DISEÑO Y ESPECIFICACIONES DE UN SISTEMA

¿Por qué debo considerar un sistema fotovoltaico? ¿No es muy costoso?

El costo del ciclo de vida útil demuestra que un sistema fotovoltaico es una buena alternativa para satisfacer mis requisitos. ¿Qué hago ahora?

FACTORES ECONOMICOS

¿Se debe considerar un sistema fotovoltaico para una aplicación en particular? Eso depende de la comparación de todas las alternativas. Este capítulo ofrece consejos generales para las personas que estén considerando la instalación de un sistema fotovoltaico.

Los precios de estos sistemas han bajado considerablemente desde 1980, pero todavía son muy altos en comparación con la energía generada por las empresas de servicios públicos. En la mayoría de las regiones de los Estados Unidos, la energía de un sistema fotovoltaico cuesta de tres a cinco veces más por kilowatt-hora que la energía de las empresas de servicios públicos. Sin embargo, hay muchas aplicaciones donde la energía fotovoltaica es la alternativa más económica, y el número de sistemas fotovoltaicos independientes está aumentando cada año debido a sus muchas ventajas. Los siguientes aspectos deben ser considerados por los posibles usuarios de estos sistemas:

Acceso al lugar de la instalación - Un sistema fotovoltaico bien proyectado funcionará sin necesidad de



La energía fotovoltaica es la opción más eficaz, con respecto al costo, para numerosas aplicaciones.

Los requisitos poco prácticos pueden elevar excesivamente el costo del sistema.

atención. Los ahorros en costos laborales y de viajes pueden ser importantes.

Modularidad - Un sistema fotovoltaico puede ser proyectado para una fácil expansión. Si la demanda de energía pudiera aumentar en años futuros, se debe considerar la facilidad y el costo de aumentar la capacidad del sistema.

Suministro de combustible - Los costos de suministro de combustible al lugar de la instalación pueden exceder en mucho el costo del propio combustible.

Aspectos ambientales - La instalación y operación de un sistema fotovoltaico puede ser llevada a cabo con muy poco impacto en el medio ambiente.

Mantenimiento - Cualquier sistema generador de energía necesita mantenimiento. La experiencia demuestra que el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es menor que el de la mayoría de las otras alternativas.

Durabilidad - Un sistema generador fotovoltaico no tiene partes móviles, y su desgaste es mínimo.

Para muchas aplicaciones, las ventajas de la energía fotovoltaica compensan el alto costo inicial de los sistemas que la producen. Para un número cada vez mayor de usuarios, la energía fotovoltaica es claramente la alternativa más económica.

El proyectista del sistema sabe que cada decisión tomada durante el diseño de un sistema fotovoltaico afecta el costo. Si la capacidad del sistema es demasiado alta, el costo inicial aumenta innecesariamente. Si se especifican partes poco durables, aumentan los costos de mantenimiento y reemplazo de esas partes. Las diferencias pueden ser significantes. Los estimados del costo del ciclo de duración, que tienen en cuenta cada uno de los factores de costo, pueden duplicarse fácilmente si se hacen selecciones inapropiadas durante el diseño del sistema. Hay casos en que no se llegaron a instalar sistemas fotovoltaicos debido a que se usaron especificaciones muy estrictas o se tomaron decisiones incorrectas, lo que dió como resultado estimados de costos excesivamente elevados. Sea realista y flexible.

Las hojas de cálculos le indican los datos necesarios para determinar la capacidad de un sistema fotovoltaico.

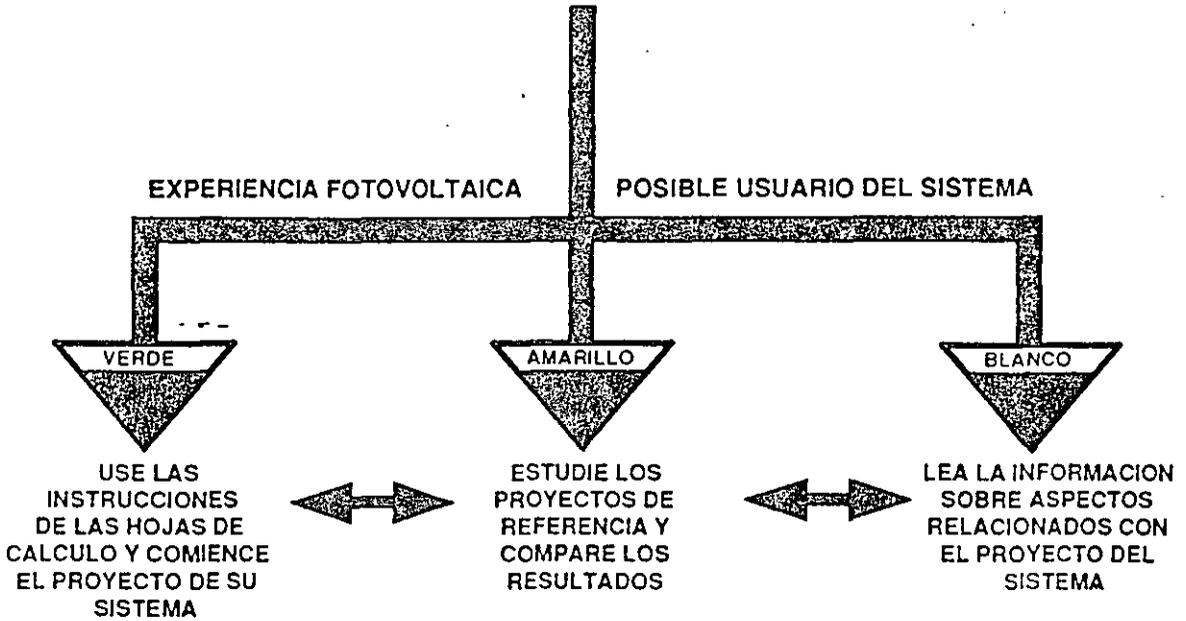
del sistema fotovoltaico. Primero, vea el Apéndice B y use las hojas de cálculo 1 a 5 (páginas B-3 a B-7). Estas hojas de cálculo son básicas para cualquier diseño de un sistema fotovoltaico provisto de batería de almacenaje.

- No. 1: Cálculo de cargas para artefactos o aparatos eléctricos.
- No. 2: Determinación de corriente y ángulo de inclinación del conjunto fotovoltaico.
- No. 3: Cálculo de capacidad de la batería del sistema.
- No. 4: Cálculo de capacidad del conjunto fotovoltaico.
- No. 5: Determinación de sistemas híbridos.

(Nota: El Manual también contiene hojas de cálculo para otras aplicaciones tales como bombeo de agua, protección catódica y alimentación directa. Use las hojas de cálculo "principales" para familiarizarse con la técnica). Las cinco hojas de cálculo contienen los aspectos más importantes que usted debe conocer para diseñar un sistema fotovoltaico. Si conoce la terminología del ramo, use las instrucciones para las hojas de cálculos que aparecen en las páginas B-8 a B-15 y comience a trabajar en el proyecto. Posiblemente querrá verificar su trabajo con uno de los ejemplos de aplicación similar que contiene el capítulo de páginas amarillas. Si tiene duda acerca de algún aspecto del diseño, lea el capítulo de páginas blancas. Ese capítulo contiene informaciones básicas y trata sobre algunas de las decisiones de compromiso que se deben tomar durante el diseño del sistema.

PROCEDIMIENTOS PARA EL PROYECTO

Después de estudiar todas las posibilidades de suministro de energía, usted ha decidido considerar un sistema fotovoltaico. ¿Y ahora qué? Este Manual ha sido preparado para ayudarlo a tomar una determinación inicial de la capacidad



LA FAMILIA PEREZ



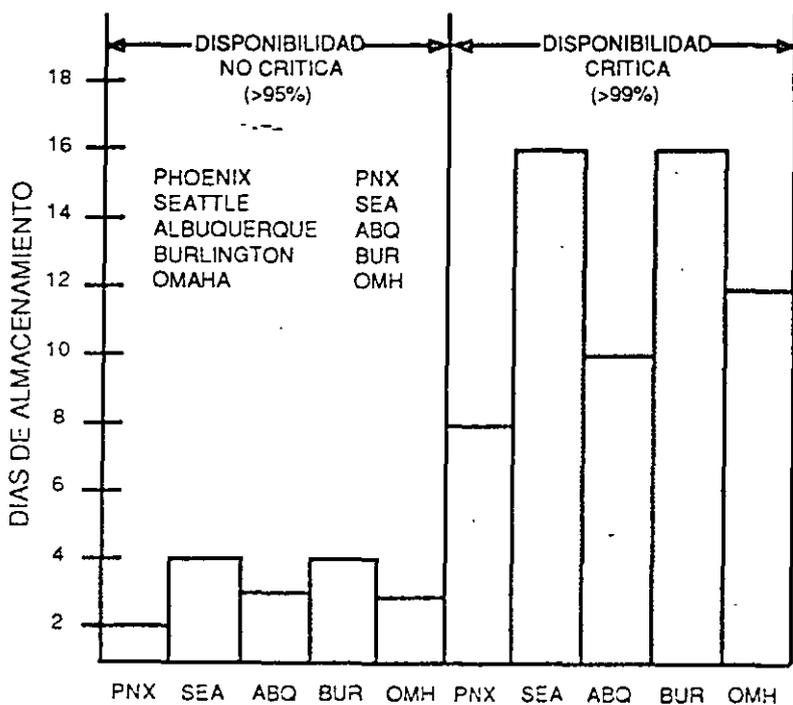
El tiempo de disponibilidad del sistema determina el factor de costo.

Antes de comenzar el proyecto de un sistema fotovoltaico independiente, la familia Pérez ha tenido que analizar y evaluar sus planes, estilo de vida y actitud con respecto a la conservación de energía. Esta actitud tendrá una influencia directa importante en la decisión de cuánto invertir en el sistema de energía.

El costo del sistema resultaba importante para la familia Pérez, pero comprendían que la inversión inicial de un sistema no daba una imagen completa de la situación. La familia deseaba contar con un sistema que durara por lo menos 25 años y estaba decidida a emplear prácticas o métodos de ingeniería que les dieran una buena posibilidad de alcanzar su objetivo. La familia no deseaba hacer falsas economías en la instalación y el mantenimiento. En cambio, encontraron que una buena forma de reducir los gastos iniciales sería proyectar un sistema que tuviera una disponibilidad ligeramente más baja que la ideal.

En la industria fotovoltaica el término "disponibilidad" tiene un significado único, porque constituye un factor que no sólo depende del uso de un equipo de funcionamiento confiable sino también de la constancia o regularidad de la luz solar. Debido a la incertidumbre de las condiciones del tiempo, el proyecto de un sistema fotovoltaico que deba estar disponible todo el tiempo y en todas las condiciones meteorológicas resultaría innecesariamente costoso. Si bien el 100% de disponibilidad es sumamente caro, habitualmente se pueden lograr disponibilidades mayores del 95%, lo que puede reducir el costo inicial hasta en un 50%. La familia comprendió que la disponibilidad sería influenciada ya sea por el aumento de tamaño del sistema o la disminución de la capacidad de carga. La familia se decidió por la segunda opción porque,

después de un análisis, determinaron que podrían aprender a sincronizar su estilo de vida con las condiciones del tiempo, de manera que durante los períodos de nebulosidad podrían reducir la carga eléctrica no esencial sin afectar significativamente su rutina diaria.



Sacaron dos copias de las hojas de cálculos de capacidad del sistema incluídas en el Apéndice B y trabajaron en ellas simultáneamente. En un juego de hojas siguieron las recomendaciones indicadas, tal como tres días de acumulación de energía para una carga de artefactos eléctricos no crítica situada

cerca de Albuquerque, Nuevo México. En el otro juego redujeron la capacidad en todas las oportunidades posibles. Comenzaron los cálculos para este segundo diseño asignando sólo dos días a la acumulación de energía y también disminuyeron los valores de carga estimados. Quisieron contar con dos opciones bien definidas para tener un límite alto y otro bajo del tamaño y costo del sistema. Finalmente compararon el costo de los componentes obtenibles y tomaron decisiones de transacción después de comparar las ventajas de algunos factores con las desventajas de otros. Con hábiles regateos, lograron instalar un sistema que les ha permitido cumplir con sus objetivos dentro de su presupuesto.

CALCULO DE LA CARGA

Haga una lista de las cargas para todos los aparatos.

Agrupe las cargas por tipo y tensión.

Seleccione la tensión del sistema.

ESTIMACION

La primera tarea del proyectista de cualquier sistema fotovoltaico es estimar la carga de artefactos eléctricos conectada al sistema. Esta estimación es uno de los factores esenciales del diseño y costo de un sistema fotovoltaico independiente. La hoja de cálculos No. 1, que se ilustra parcialmente en esta página, se debe usar para calcular las cargas diarias promedio. (En el Apéndice B se suministran 25 hojas distintas de cálculo, completas con instrucciones). Se requieren los siguientes pasos:

Estime la carga eléctrica en forma precisa.

- Agrupe las cargas por tipo y tensión de funcionamiento y calcule la demanda total de potencia para cada grupo. La tensión recomendada del sistema fotovoltaico independiente se determinará basándose en esta información.
- Después de seleccionar la tensión del sistema, calcule el total de ampere-horas diarios que debe suministrar el sistema con esa tensión.

Descripción de la carga		C A N T	Corriente de la carga (A)	Tensión de la carga (V)	Potencia de c.a. de la carg (W)
Lámparas (Marathon)	ca	10	0,13	120	156
Bomba de agua	ca	1	3,77	240	904
Máquina lavadora	ca	1	2,8	120	332

- Haga una lista de la demanda de energía de los artefactos conectados al sistema, el número de horas de uso diario y la tensión de funcionamiento de cada uno. En la misma hoja se pueden anotar tanto las cargas de corriente alterna como continua. Indique la energía requerida por cada carga en ampere-horas y la tensión (voltaje) de funcionamiento. Luego calcule la demanda de potencia.*

En teoría, la determinación de la carga resulta clara y directa: sólo se necesita calcular el consumo de energía de todos los aparatos y artefactos eléctricos que se incluirán en el sistema fotovoltaico. En la práctica, sin embargo, la demanda de energía resulta

incierta porque a menudo se desconoce el período de tiempo en que funcionará cada artefacto o aparato eléctrico específico. Un buen ejemplo es un sistema residencial. La energía que necesita un aparato se puede medir u obtener de los folletos de fábrica. Generalmente los aparatos llevan una placa que indica la corriente, la tensión o la potencia.

* El factor de potencia no se considera en el cálculo de la potencia de c.a. Para obtener información acerca de cómo efectuar dicho cálculo, consulte cualquier texto básico de ingeniería eléctrica.

Sin embargo, es necesario calcular el tiempo de uso diario, semanal o mensual que tendrá el aparato. No exagere el uso. Resista la tentación de agregar un 10, 20 ó 50% al cálculo del tiempo de uso de cada aparato. El resultado acumulativo tendrá el efecto de elevar excesivamente la capacidad y el costo del sistema. Si usted tiene que usar varios aparatos de gran consumo, considere emplearlos en diferentes días de la semana.

Por otra parte, el proyectista del sistema fotovoltaico debe identificar las demandas mayores o variables de carga que se podrían satisfacer en forma más económica utilizando otras fuentes de energía. Por ejemplo:

Refrigeradores - Los aparatos antiguos de c.a. a menudo resultan ineficientes y pueden hacer funcionar el compresor de 60 al 80% del tiempo. Se pueden obtener modelos eficientes de corriente continua, pero cuestan de dos a cuatro veces más que los equivalentes de corriente alterna. Considere la posibilidad de adquirir un refrigerador que funcione a propano.

Máquina lavadora - El motor requiere una carga elevada. La compatibilidad con el inversor puede resultar problemática. Una alternativa sería emplear una lavadora de rodillo estrujador.

Secadoras - Requieren mucha carga y no son prácticas para funcionar con energía fotovoltaica. Se recomienda usar una secadora a gas.

La selección de los aparatos eléctricos es un factor muy importante en la determinación del tamaño y costo de un sistema fotovoltaico residencial.

Use aparatos de c.c. siempre que sea posible, porque son más eficientes que los aparatos de c.a.

Cocinas - Tienen el mismo problema de las secadoras. Conviene usar una cocina a gas.

Lavaplatos - No hay máquinas de corriente continua. Representan una gran demanda de potencia, especialmente en el ciclo de secado.

Hornos de microondas - Algunos inversores de corriente pueden causar un mal funcionamiento del medidor digital de tiempo de estos artefactos.

Suministro de agua - La selección de la bomba para determinar la carga, ya sea de corriente alterna o continua, es tan importante como la selección de un sistema a presión o uno que use almacenamiento de agua.

En caso de artefactos que se usan a menudo, el proyectista debe considerar la posibilidad de cambiarlos por otros que conserven energía. Cuando se emplean sistemas fotovoltaicos independientes para suministrar energía, las lámparas o luces incandescentes frecuentemente se cambian por lámparas fluorescentes que producen el mismo nivel luminoso con menos consumo. Las lámparas y aparatos de c.c. generalmente cuestan más, pero a menudo resultan más eficientes y durables. La selección de modelos y estilos es más amplia en los artefactos de c.a., pero la eficiencia varía ampliamente y hay que aceptar la desventaja de la inevitable pérdida en el proceso de conversión de corriente continua a alterna.

Como resultado del uso de la hoja de cálculo No. 1, se obtiene la suma de las cargas estimadas tanto para los artefactos de c.c. como de c.a. Si en el sistema se incluyen cargas de c.a., se necesitará un acondicionador de potencia. Este dispositivo, que generalmente se conoce como inversor, aumenta la complejidad del sistema y produce una pérdida de potencia debido a la conversión de corriente. Si sólo una pequeña parte de las cargas requiere energía de c.a., puede ser posible modificar algunos aparatos específicos para que funcionen con c.c. Sin embargo, si se desea o se necesita energía de c.a., hay varias clases de inversores disponibles en una gran variedad de precios y calidad. La página 42 contiene más información acerca de los inversores de corriente.

La selección de la tensión del sistema es una decisión de gran importancia para el proyecto.

SELECCION DE TENSION

La tensión (voltaje) de funcionamiento de un sistema fotovoltaico independiente es generalmente la necesaria para atender las cargas más elevadas. Si predominan las cargas de c.a., debe elegirse una tensión de c.c. que sea compatible con la entrada del inversor.

Si las demandas de potencia más elevadas son para la carga de aparatos de c.c., debe elegirse el valor de la tensión de la carga mayor. He aquí algunas reglas de orden general:

- Haga una lista de las cargas de c.a. y súmelas. En el caso de sistemas fotovoltaicos pequeños, prácticamente todas estas cargas serán de aparatos que funcionan con 120 V de c.a. Tome nota de la potencia total de c.a. necesaria y la demanda simultánea máxima. Estos

valores están sujetos a variación porque puede suceder que algunos aparatos no funcionen simultáneamente.

- Haga una lista de las cargas de c.c. y agrúpelas por nivel de tensión. Calcule las sumas. Generalmente las cargas de c.c. son para aparatos o artefactos de 12 V o un múltiplo de 12; por ejemplo 24, 36 ó 48 V. Calcule la potencia total necesaria y la demanda máxima de potencia instantánea para cada nivel de tensión.
- Consulte folletos de fábricas de inversores que indiquen la potencia alterna instantánea y la potencia total necesaria. Tome en cuenta la eficiencia del inversor, el costo, la forma de onda y la capacidad transitoria de sobrecarga. (Vea la página 34). Deje un margen para la futura expansión del sistema. Una vez que seleccione un inversor, tome nota de la tensión de c.c. de entrada necesaria. Si fuera posible, seleccione un nivel de tensión igual al necesario para las cargas de c.c. más elevadas. Calcule la intensidad de c.c. y la potencia necesaria para el funcionamiento del inversor. Al no tomar en cuenta el factor de potencia y las pérdidas, las siguientes ecuaciones deben compensarse entre sí:

$$\text{Potencia c.a.} = \frac{(\text{Tensión c.a.}) \times (\text{Intensidad c.a.})}{\dots}$$

$$\text{Potencia c.c.} = \frac{(\text{Tensión c.c.}) \times (\text{Intensidad c.c.})}{\dots}$$

Por ejemplo, si la carga de c.a. es de 2.400 W y la tensión de c.a. es de 120 V, la intensidad de c.a. será de 20 A.

Si se excluyen las pérdidas del inversor, la potencia de c.c. sería la misma: 2.400 W. Si se selecciona un inversor que use una tensión de c.c. de 24 V, la intensidad de c.c. debe ser de 100 A. Si se usara un inversor de 48 V, la intensidad de c.c. sería de 50 A. Recuerde que el costo de los conductores e interruptores aumenta a medida que sube el nivel de corriente.

Al limitar la corriente a un valor menor de 100 amperes, se reduce el costo de los interruptores y conductores.

- Si predominan las cargas de c.c. del sistema, debe seleccionarse una tensión que mantenga la corriente a niveles aceptables. Generalmente, la corriente de un sistema debe limitarse a 20 A por cada circuito, con un total de 100 A. Si esta limitación no es posible, reduzca la corriente reconectando los paneles del conjunto fotovoltaico, o use conductores e interruptores en paralelo, si lo permite el Código NEC o las normas eléctricas locales. Si la corriente se mantiene a niveles menores de los recomendados, se podrá emplear material eléctrico de fácil adquisición.
- Considere la posibilidad de usar aparatos con cargas de c.c. que funcionen con una tensión distinta de la elegida para el sistema. Una opción sería usar convertidores de c.c. a c.c. Además, si la tensión necesaria es menor que la de funcionamiento del sistema, se puede hacer una derivación en las conexiones de la batería con el fin de suministrar energía para las cargas a una tensión más baja. Este drenaje desigual de corriente, tomada de una cadena de

baterías conectadas en serie, causará fallas de batería a menos que se tomen medidas de protección del sistema. Por ejemplo, use igualadores de carga de batería. También se recomienda reducir al mínimo la corriente tomada de la batería para que no sobrepase del 20% de la carga tomada a la tensión máxima del sistema.

- Finalmente, si piensa aumentar la capacidad de su sistema en el futuro, ésta es la oportunidad de escoger una tensión que sea conveniente tanto para su sistema inicial como para la ampliación futura.

Generalmente, el rendimiento y la capacidad de los inversores es mejor para los aparatos que funcionan a tensiones más altas, como 48 y 120 volts. Está aumentando la disponibilidad de tales inversores. La selección de un inversor es importante e influye tanto en el costo como en el funcionamiento del sistema. El proyectista debe obtener información de varios fabricantes acerca de inversores específicos, incluyendo su capacidad y facilidad de adquisición, antes de decidir el valor de tensión del sistema. Recuerde que, a medida que aumenta la tensión, también aumentan las unidades básicas del conjunto y de los subsistemas de almacenaje. En un sistema de 48 V, se deben conectar en serie cuatro módulos y cuatro baterías de 12 V para formar una unidad básica. Los ajustes de valores en el diseño, como por ejemplo un ligero aumento de la corriente del sistema, requieren la compra de cuatro módulos adicionales. Sin embargo, la ventaja del aumento de tensión de

funcionamiento resulta en una corriente más baja. Para una corriente alta se requieren cables de mayor calibre y fusibles, interruptores y conectores de más capacidad, más costosos y difíciles de conseguir. Un conocimiento previo del costo y facilidad de adquisición de los componentes e interruptores es de vital importancia para un buen diseño. La Tabla 1 indica una regla general para seleccionar la tensión del sistema a partir de la demanda de energía de c.a.

TABLA 1 Selección de la tensión del sistema	
Demanda de energía de c.a. (Watts)	Tensión de entrada al inversor (Volts c.c.)
<1.500	12
1.500 - 5.000	24 ó 48
>5.000	48 ó 120

LA FAMILIA PEREZ

Los Pérez querían usar aparatos de c.a. y c.c.

Los Pérez hicieron una lista de todos los aparatos y artefactos eléctricos que deseaban llevar a su nueva residencia y calcularon la carga eléctrica necesaria mediante la hoja de cálculos No. 1. Decidieron mantener la conveniencia de aparatos de c.a., pero también querían usar iluminación y aparatos de c.c. donde fuera posible para conservar energía. Cuando los Pérez sumaron todas las cargas eléctricas, llegaron a un total de 1.800 W a 120 V c.a., 240 W c.c. a 24 V y 24 W c.c. a 12 V. Encontraron dos inversores capaces de hacer el trabajo: uno de 2,5 kW que funcionaba a 24 V c.c., y otro de 5 kW a 48 V c.c. Debido a las cargas de 24 V c.c., y al hecho de que resultaba más económico, escogieron el inversor de 24 V c.c. Esta decisión sirvió para establecer la tensión de c.c. del sistema. Sin embargo, el radioteléfono de la familia, que consideraban muy importante, funcionaba a 12 V c.c. Pensaron en un convertidor del tipo c.c. a c.c., pero determinaron que era más fácil hacer una conexión en la celda central de la batería para alimentar los aparatos de 12 V. Compraron un igualador de carga para suministrar la demanda eléctrica adicional y para igualar el estado de carga en la porción de la batería que alimentaría los equipos de 12 V. Después de seleccionar 24 V c.c. como la tensión de funcionamiento del sistema, calcularon la corriente máxima para dicha tensión:



$$\frac{1.800 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 75 \text{ A c.c.}$$

$$\text{más } \frac{240 \text{ W}}{24 \text{ V}} = 10 \text{ A c.c.}$$

$$\text{más } \frac{24 \text{ W}}{12 \text{ V}} = 2 \text{ A c.c.}$$

o sea, un total de 87 A a 24 V c.c. Después de considerar las pérdidas, determinaron que sus baterías nunca tendrían que suministrar una corriente mayor de 100 A. La familia Pérez sabía que los interruptores, conductores y fusibles se podían obtener fácilmente para un sistema fotovoltaico de dicha capacidad.

EL RECURSO SOLAR

*¿Qué datos de insolación se necesitan?
¿Cómo cambia los datos el ángulo de inclinación del conjunto fotovoltaico?*

*¿Qué grado de exactitud debe tener mi cálculo estimado?
¿Puede seguir el curso del sol el conjunto fotovoltaico?*

MES DETERMINANTE PARA EL DISEÑO

Determine el peor mes de insolación.

El uso de la hoja de cálculos No. 2 resultará en el ángulo de inclinación recomendado y el valor de insolación del mes determinante para el diseño del sistema, que es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. Con este criterio, el sistema fotovoltaico independiente se podrá diseñar para satisfacer dicha carga en el peor mes de un año promedio. Así se garantizará un resultado moderado.

La hoja de cálculos No. 2 tiene espacios para anotar la corriente de carga de aparatos eléctricos y los datos de insolación para cada mes del año, considerando tres ángulos de inclinación diferentes. En algunas aplicaciones, se podrá identificar el mes de demanda máxima de potencia sin tener que hacer cálculos para los 12 meses. Por ejemplo, si la demanda de carga es constante durante todo el año, el mes determinante será el de menor insolación. Si la carga es variable, la hoja de cálculos se debe llenar completamente, ya que los cambios de la demanda de carga pueden compensar las variaciones de insolación.

El ángulo de inclinación recomendado para el conjunto fotovoltaico se incorpora también en la selección del mes determinante. Este ángulo, que se selecciona en conjunto con el mes determinante, brinda el mayor valor de insolación para los meses bajo consideración. El Apéndice A contiene datos para tres ángulos de inclinación y para el sistema de seguimiento del sol. Otras fuentes de información (Referencias 1, 2) muestran las insolaciones estimadas o indican los lugares para los cuales se dispone de datos de insolación. Vea la sección de conjuntos fotovoltaicos para mayor discusión sobre ángulos de inclinación.

HOJA DE CALCULOS #2 DETERMINACION DE CORRIE				
46P	Ubicación del sistema		Charleston, SC	
	Ubicación de la insolación		Charleston, SC	
Inclinación a latitud -15°				
	22A	23A	24A	22B
M	Carga corregida en amp.hora (Ah/día) 22C	Sol máximo (h./día)	Corriente del proyecto (A)	Ca corri en an 22C (Ah)
E	118.6	2.67	4.4	118.8
F				
M				
A				
M				

Si se tiene la opción de usar un conjunto seguidor, la hoja de cálculos No. 2 se debe llenar con los datos de seguimiento, tomados ya sea del Apéndice A o de una fuente de información local. No mezcle los datos de seguimiento y de inclinación fija en la misma hoja de cálculos. La determinación de la capacidad del sistema fotovoltaico, usando datos de inclinación fija y de seguimiento, permitirá hacer una comparación económica entre las dos tecnologías. Los conjuntos seguidores pasivos de un solo eje se usan generalmente en pequeños sistemas

fotovoltaicos independientes. No se recomiendan conjuntos seguidores de dos ejes debido a su mayor complejidad.

SELECCION DE DATOS

Se debe estimar la disponibilidad de luz del sol en el sitio de instalación del sistema. Es imposible predecir las condiciones solares para un día específico, pero los registros meteorológicos que cubran un período de varios años proporcionarán suficientes datos para diseñar la mayoría de los sistemas fotovoltaicos independientes. La insolación total sobre una superficie inclinada es el dato más interesante para los sistemas fotovoltaicos de inclinación fija. El Apéndice A contiene datos para sistemas de inclinación fija y sistemas seguidores de un eje, considerando tres ángulos de inclinación diferentes y valores de longitud y latitud (± 15) de 38 ciudades de los Estados Unidos. También se incluyen mapas del mundo con los valores regionales de insolación. Todos los datos se suministran en unidades de kilowatt-horas por metro cuadrado.

Muy pocas veces se cuenta con datos de insolación para la instalación de sistemas fotovoltaicos independientes. La insolación en un área remota puede que no sea similar a la de la ciudad más cercana. Las condiciones solares locales pueden variar en forma significativa de lugar a lugar, particularmente en áreas montañosas. Si no se dispone de datos para un lugar específico, se debe estudiar la variación de los datos promedios de varias ciudades localizadas alrededor del sitio propuesto para el sistema. Use los datos del Apéndice A para preparar los

Obtenga datos meteorológicos de fuentes locales para un largo período de tiempo.

El Apéndice A contiene los datos de insolación mensuales para conjuntos fotovoltaicos de inclinación fija y de seguimiento.



Las condiciones solares pueden variar en forma importante dentro de una corta distancia, particularmente en las montañas.

contornos de iso-insolación, o para establecer la información meteorológica mensual basándose en los datos de diferentes ciudades. No tema alterar los datos, si es necesario. Sin embargo, mientras mayor sea la desviación de los datos registrados (>20 por ciento), más seguras deben ser las razones para el cambio. El cálculo aproximado del recurso solar influye directamente el rendimiento y el costo de los sistemas fotovoltaicos independientes.

DESCRIPCION

Insolación es la cantidad de energía solar que recibe un área determinada durante un período de tiempo dado. Se mide en kilowatt-horas por metro cuadrado. También se usan mediciones en BTUs por pie cuadrado por hora, langleys (L), megajoules por metro cuadrado. Los factores de conversión son:

$$\begin{aligned} \text{kWh/m}^2 &= \frac{L}{85,93} = 316,96 \text{ Btu/pie}^2\text{hora} \\ &= 3,6 \text{ MJ/m}^2 \end{aligned}$$

La atmósfera terrestre recibe una cantidad casi constante de energía solar radiante equivalente a 1,37 kilowatts por metro cuadrado. Este es el valor que se obtiene al integrar el área en la parte inferior del gráfico de la figura 2. Ahí se muestra el espectro de radiación extraterrestre junto al espectro de radiación conocido como "masa de aire 1" (MA-1). Este valor indica el efecto que sufre la radiación al atravesar el espesor de 1 atmósfera. Es evidente que la atmósfera tiene una gran capacidad de absorción y reduce la energía solar que llega a la tierra, particularmente en ciertas longitudes de onda.

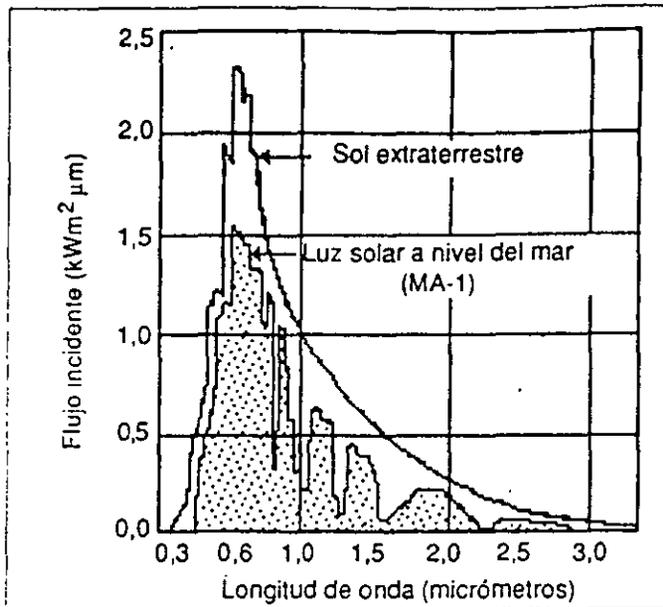


Figura 2. Espectro de radiación.

Los datos de insolación se presentan frecuentemente como valores de promedio diario para cada mes. La irradiancia máxima es la disponible al mediodía solar de cualquier día dado, no importa cual sea la estación. El mediodía solar se define como la hora cuando el sol llega a su apogeo durante su trayectoria a través del firmamento. El término "horas de sol máximo" se define como el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio de 1.000 W/m². Seis horas de sol máximo significa que la energía recibida durante el número total de horas con sol en el día es igual a la energía recibida si el sol hubiera brillado durante seis horas a 1.000 W/metro cuadrado. Las horas de sol máximo corresponden directamente a la insolación y las tablas incluidas en el Apéndice A se pueden leer de cualquiera de las dos maneras.

En el suroeste de los Estados Unidos, la irradiancia solar a nivel del suelo normalmente excede el valor de 1.000 W/m². En algunas regiones montañosas, se han registrado lecturas de hasta 1.200 W/m². Los valores medios son menores para la mayoría de las otras regiones, pero se pueden recibir valores instantáneos máximos de hasta 1.500 W/m² durante los días en que haya reflexión de nubes blancas. Estos niveles tan altos raramente duran más de algunos segundos. La insolación varía con las estaciones debido al cambio de posición de la tierra con respecto al sol. El efecto de esta variación se puede reducir a un mínimo al establecer el ángulo de inclinación del conjunto fotovoltaico con un valor igual al ángulo de latitud. Los ángulos del sol pueden calcularse para cualquier localización y fecha específica. La figura 3 muestra la trayectoria diaria del sol para un lugar del hemisferio norte. Esta trayectoria representa el ángulo relativo del sol con respecto a una superficie horizontal para una latitud de 40 grados en el hemisferio norte.

Los datos de insolación de uso común se midieron sobre superficies horizontales. Recientemente, se han tomado y registrado medidas de insolación sobre superficies inclinadas.

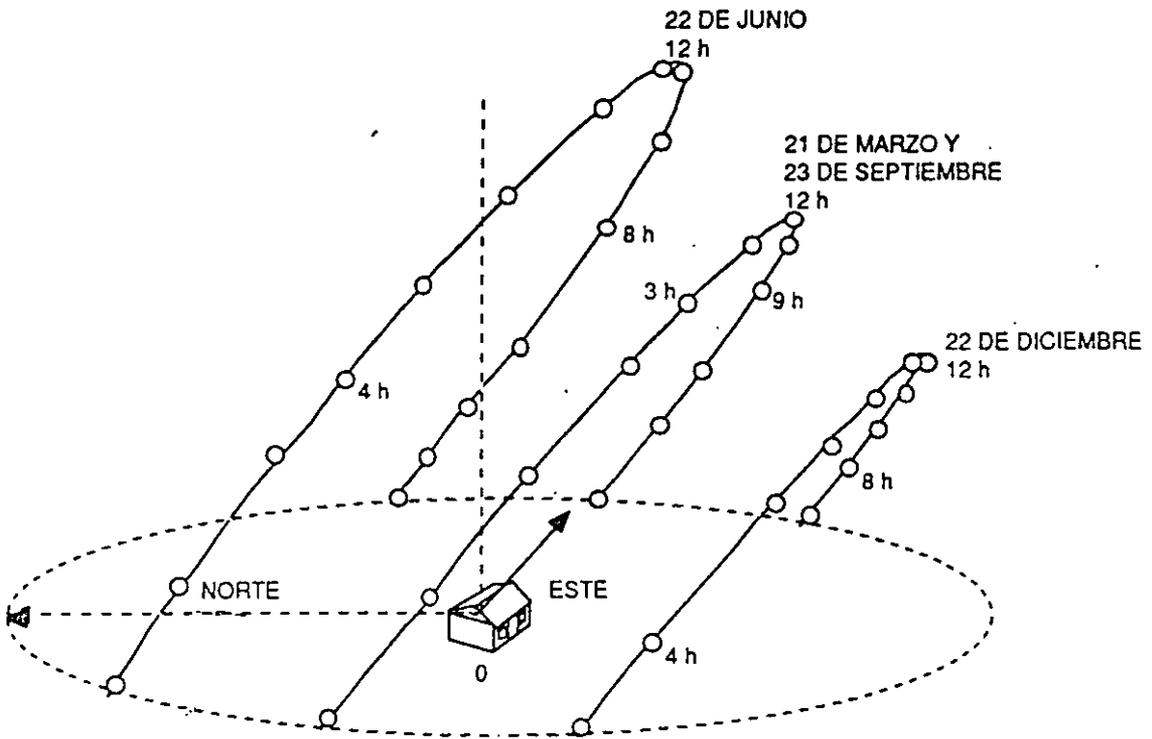


Figura 3. Trayectorias estacionales del sol a 40° N de latitud.

También es posible estimar valores para superficies inclinadas partiendo de datos de superficies horizontales, ángulo del sol e índice de claridad.

MEDICIONES

El piranómetro es un instrumento que mide los componentes directos y difusos de la luz del sol. Hay piranómetros que usan diferentes mecanismos detectores, con gran diferencia de precio. Se pueden obtener piranómetros de bajo

precio que integran la insolación sobre un período de tiempo, para sistemas fotovoltaicos independientes en lugares remotos. Estos modelos usan generalmente la sección calibrada de una célula fotovoltaica para medir la irradiancia y se recomiendan si el propietario o el operador del sistema desea observar el rendimiento del sistema. La precisión de estos modelos es adecuada y los valores pueden ser leídos y grabados a intervalos periódicos.



LA FAMILIA PEREZ

El sitio donde la familia Pérez quiere construir su residencia está ubicado en las montañas a una elevación de 2.300 metros. El lugar queda en un valle protegido por montañas hacia el este y el oeste. Los Pérez visitaron el sitio a distintas horas del día durante diferentes meses del año y determinaron que las montañas limitarían el sol de la mañana y de las horas avanzadas de la tarde. Por lo tanto, decidieron que un conjunto seguidor no sería de mucho beneficio para su sistema fotovoltaico.

La ciudad más cercana al sitio, con registros de datos meteorológicos, era Albuquerque, Nuevo México. Sin embargo, los Pérez sabían que el sitio estaba a una elevación que excedía en 500 metros la elevación de Albuquerque. Siguieron buscando datos meteorológicos locales y encontraron que el periódico local de Los Alamos, Nuevo México (elevación 2.350 metros) contenía información diaria de insolación solar. Visitaron las oficinas del periódico y anotaron los valores de insolación para cada día de 1986.

Los Pérez ajustaron la insolación necesaria para el diseño de su sistema después de consultar los datos meteorológicos locales.

Se calculó el promedio de esos valores y se comparó con los valores registrados para Albuquerque y para Denver, Colorado. La insolación de Los Alamos era constantemente más alta que la de Albuquerque o Denver, particularmente en los meses de invierno. La familia Pérez sabía que los datos de un año no justificaban cambiar mucho el valor del recurso solar usado para proyectar el sistema fotovoltaico independiente, pero la constancia de esos datos resultaba alentadora. Como la demanda de carga de artefactos eléctricos podía ser ajustada sin hacer grandes cambios en el estilo de vida, eligieron usar el 95% de los valores mensuales de Los Alamos. Así obtenían cierta protección contra el efecto de las montañas al este y al oeste, pero todavía contaban con más insolación que Albuquerque, particularmente en el invierno. También esperaban obtener un aumento de irradiancia gracias a la luz reflejada por la nieve. Esto podría resultar en un aumento significativo de energía durante los días brillantes de invierno, particularmente para los conjuntos montados con inclinación más alta. Después de considerar estos factores, los Pérez optaron por el mes de Enero como el mes determinante y por un ángulo de inclinación de 55 grados.



BATERIAS

¿Cuántos días de almacenaje de batería necesito?

¿Qué disponibilidad del sistema será necesaria?
¿Cómo se puede garantizar la seguridad de una instalación de baterías?

CAPACIDAD

La hoja de cálculos No. 3, parte de la cual se ve más abajo, se ha preparado para facilitar la determinación de la capacidad de almacenaje de batería que se necesita para un sistema fotovoltaico independiente. Usted debe tomar diversas decisiones que resulten acertadas, para lo cual debe estudiar detenidamente y entender las especificaciones de baterías.

Para completar la hoja de cálculos No. 3, usted debe decidir el número de días de almacenaje de energía para el sistema que desea. Este valor está relacionado con el grado de disponibilidad del sistema. (En la siguiente sección se explica este concepto para sistemas fotovoltaicos). El gráfico de la figura 4 indica la relación entre días de almacenaje y disponibilidad del sistema recomendada para cinco ciudades en diferentes climas. La recomendación se basa en la experiencia, y las disponibilidades de los sistemas fotovoltaicos han

sido validadas para esas cinco ciudades. Sin embargo, es importante comprender que muchos factores pueden dictar el uso de un número mayor o menor de días de almacenaje en la determinación inicial de capacidad. Por ejemplo, es indispensable considerar la capacidad del conjunto fotovoltaico al seleccionar la capacidad de la batería. Consulte a algún diseñador de

sistemas fotovoltaicos y pregúntele cuántos días de almacenamiento se usan comúnmente en su región.

En la compra de baterías es necesario considerar muchos factores que pueden tener más importancia

HOJA DE CALCULOS #3		CALCULO DE CAPACIDA	
29	29	D 30	D 31
Carga corregida amp/hora	Días de almacenamiento	Factor de profundidad máxima de descarga (decimal)	Fact correcc temp (de
20 (Ah/día)	(días)	(decimal)	(de
118,8	5	0,8	
NOTA: Casilla 34. En caso de diseño crítico del sistema, redondee al entero mayor el número de baterías. En caso contrario, redondee el número		35 Tensión nominal del sistema (V)	36 Te non b.
		9	

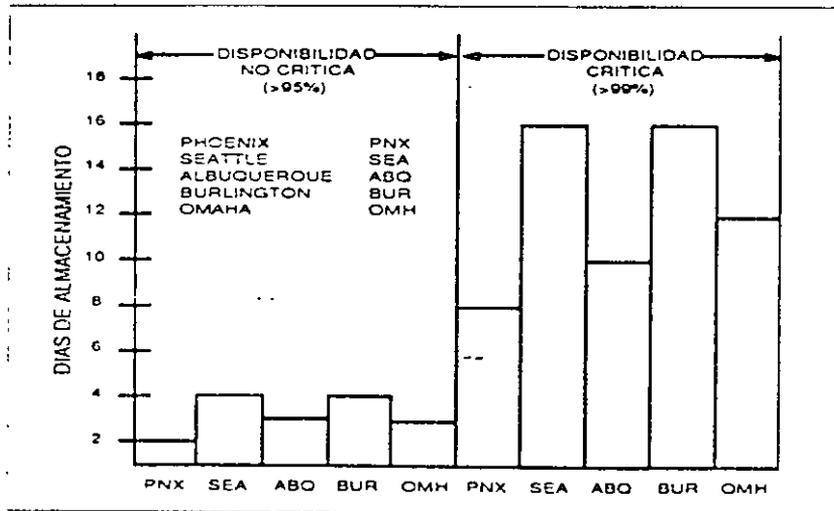


Figura 4. Días de almacenaje para cinco ciudades.

que la decisión técnica de capacidad. Hay una gran variación de calidad de baterías y de costo por ampere-hora de capacidad. El proyectista debe conocer las características y el costo de diferentes clases de baterías para poder tomar una decisión inteligente. Recuerde que es más importante comprar baterías de alta calidad diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas que satisfacer un valor exacto de almacenaje de ampere-horas. Las baterías de automóviles no se deben usar para aplicaciones fotovoltaicas. Estas baterías están diseñadas para producir un alto valor de amperes durante un corto período de tiempo para poder arrancar motores fríos y luego se recargan rápidamente. Las baterías fotovoltaicas funcionan de un modo distinto y son diseñadas en forma diferente.

Se debe entender el significado de los siguientes términos antes de completar la hoja de cálculos No. 3 y especificar baterías para un sistema fotovoltaico.

- **Profundidad de descarga** - Es el porcentaje de la capacidad nominal que se extrae de la batería. La capacidad de una batería para soportar la descarga depende de su construcción. Todas las baterías tienen placas eléctricamente activas, sumergidas en un electrolito. Las placas son del tipo Planté (plomo puro), pegadas o tubulares. Las placas pueden tener espesores y aleaciones diferentes, tales como plomo-calcio o plomo-antimonio, para satisfacer aplicaciones específicas. Generalmente, mientras más gruesas sean las placas, mejor será la capacidad de la batería para soportar las descargas hasta niveles bajos y las recargas subsiguientes (ciclo de carga). Hay dos términos, ciclo poco

Las baterías se diseñan para distintas aplicaciones. No use una batería de automóvil en un sistema fotovoltaico.

El mantener un estado de carga de 80% equivale a permitir una profundidad de descarga de 20%. No confunda los dos términos.

Una batería completamente cargada soportará una temperatura de -20 grados C. Una batería descargada se congelará a temperaturas ligeramente menores de 0 grados C.

profundo y ciclo profundo, que se usan comúnmente para describir diferentes tipos de baterías. Las baterías de ciclo poco profundo son más livianas y menos costosas, pero no durarán mucho tiempo si se exceden regularmente los niveles de descarga. 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 independientes. Estas baterías tienen placas más gruesas y en su mayoría pueden soportar descargas diarias de hasta 80% de la capacidad. Las baterías de níquel-cadmio pueden descargarse completamente (100%) sin sufrir daños.

El número que se use como factor de profundidad máxima de descarga en la hoja de cálculo, será para el peor caso de descarga que sufrirá la batería en su temperatura de funcionamiento durante el mes determinante (vea la definición de corrección de temperatura a continuación). El control del sistema debe ser ajustado para limitar la descarga al nivel recomendado. Debido a que las baterías de níquel-cadmio pueden descargarse 100% sin sufrir daño, a veces se puede eliminar el controlador en los sistemas que usan este tipo de batería. Consulte las especificaciones de diversos fabricantes.

- **Corrección de temperatura** - El rendimiento de una batería disminuye de acuerdo con la temperatura. No se puede sacar la misma energía de una batería fría como de una caliente. La mayoría de las fábricas suministran curvas de corrección de temperatura para sus productos. La figura 5

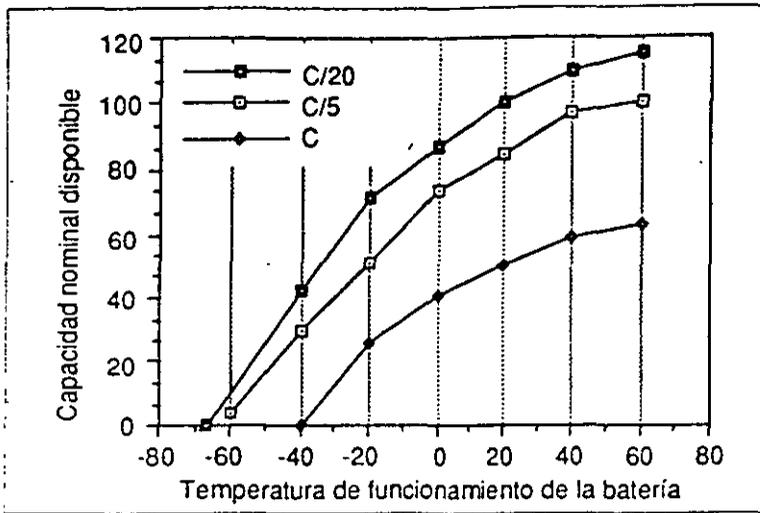


Figure 5. Capacidad en función de la temperatura de una batería de plomo-ácido.

muestra la curva típica de una batería de plomo-ácido. Haga la corrección necesaria para la temperatura más baja a la que estará sujeta la batería durante el año, teniendo en cuenta el régimen de descarga que se espera. Dicho régimen 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 extrae 20 A de una batería con una capacidad nominal de 100 ampere-horas, se dice que el régimen de descarga es C/5.

El factor de profundidad de descarga temporal ajusta el diseño para permitir que el sistema soporte largos periodos de nubosidad.

¿Qué significa un 95% de disponibilidad del sistema?

Capacidad nominal o especificada de la batería - Es la máxima cantidad de energía que puede producir la batería. Sin embargo, la batería puede dañarse si se descarga hasta este nivel más de unas pocas veces, con la excepción de las baterías de níquel-cadmio. Cuando compare la capacidad de baterías, asegúrese de usar el mismo régimen de descarga. Los fabricantes especifican la capacidad de sus productos a diferentes regímenes de descarga.

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

- Profundidad de descarga estacional** - El factor de descarga estacional forma parte del método de diseño de conjuntos fotovoltaicos presentado en este Manual y se utiliza con el fin de reducir la capacidad de energía requerida (y por consecuencia el

costo) del conjunto. El método que se usa para establecer la capacidad del sistema es moderado y se recomienda basar el cálculo en el "mes determinante del sistema", o sea el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. Sin usar el factor de descarga estacional, la capacidad elegida del conjunto produciría suficiente energía durante el mes determinante para satisfacer la demanda de carga de los aparatos eléctricos y compensar todas las pérdidas del sistema, o sea para mantener cargada la batería en un 100%. En consecuencia, el conjunto fotovoltaico quedaría con una capacidad adecuada para el mes determinante, pero durante el resto del año su producción sería mayor que la demanda de carga, lo cual representa un desperdicio de energía. El factor de descarga estacional compensa el desperdicio y reduce la demanda de corriente del conjunto fotovoltaico. Una pequeña porción de la capacidad de la batería de descarga profunda se utiliza para compensar la deficiencia de energía

durante el mes determinante. En las hojas de cálculos #3 y 4 del Apéndice B se demuestra el uso del factor de descarga estacional, que se emplea en combinación con el factor denominado "días consecutivos estacionales de energía solar mínima". Para mayores detalles vea las instrucciones del Apéndice B.

- **Vida útil de la batería** - Es difícil predecir la vida útil de una batería porque esto depende de diversos factores, tales como magnitud de carga y de descarga, número de ciclos de carga y descarga y las temperaturas extremas de operación. 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 bajo condiciones similares.

DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA

Se define como disponibilidad del sistema el porcentaje de tiempo que un sistema generador es capaz de satisfacer la demanda de carga en un determinado período de tiempo. Este período depende principalmente de la capacidad del sistema de batería empleado. Por ejemplo, se espera que un sistema fotovoltaico con 95% de disponibilidad pueda satisfacer los requisitos de carga el 95% del tiempo durante la vida útil del sistema.

Las fallas y el tiempo de mantenimiento son las causas principales que reducen la disponibilidad de cualquier sistema de energía. Sin embargo, en el caso de los sistemas fotovoltaicos, la

disponibilidad adquiere una incertidumbre adicional debido a las variaciones de la fuente de energía del sistema. El diseño de un sistema fotovoltaico requiere un cálculo estimado de la disponibilidad de la luz solar. Estos datos se pueden obtener de mediciones de parámetros meteorológicos tomadas por un largo tiempo y se presentan usualmente como promedios mensuales de insolación en cierto período de años. Cuando un proyectista de sistemas fotovoltaicos usa estos valores promedios para determinar el tamaño o capacidad de un sistema para obtener una disponibilidad del 95%, entonces el sistema debe ser capaz de satisfacer los requisitos de carga durante 8.322 horas de las 8.760 horas en un año promedio. Sin embargo, hay una distribución de años meteorológicos alrededor del año promedio que resulta en una distribución del tiempo de paralización (período fuera de servicio) del sistema. Los períodos fuera de servicio se deben a la falta de energía solar. Este dato se puede determinar estadísticamente al estudiar las variaciones anuales del clima durante el año medio usado para calcular la capacidad del sistema. Los resultados de este estudio (Referencia 3) se resumen en las tablas de las figuras 6 y 7. Por ejemplo, el 5% del tiempo de paralización (figura 6) durante la vida asumida de 23 años del sistema, se distribuiría en la siguiente forma: 2 días de paralización por año durante 1.2 años; 2 a 10 días durante 2,3 años; 10 a 22 días durante 11,3 años; 22 a 38 días durante 5,6 años y 7 a 38 días durante 2.7 años.

En la figura 7 se muestra un gráfico similar para obtener una disponibilidad de 99%. Note la diferencia de distribución. El sistema diseñado para una disponibilidad de 99% tendrá 240 horas o menos de

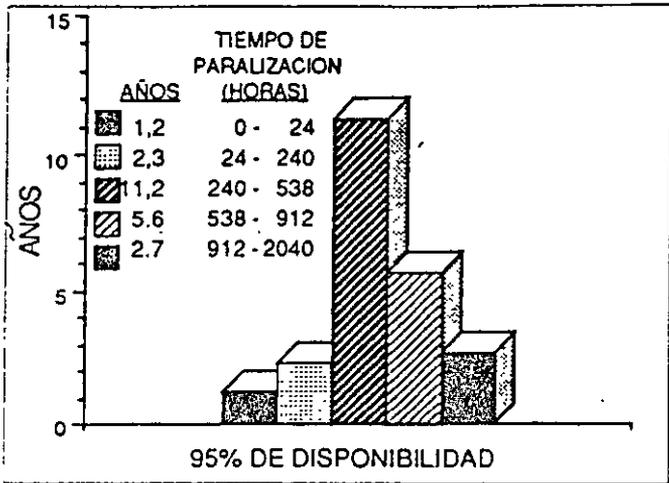


Figura 6. Tiempo de paralización anual (95%).

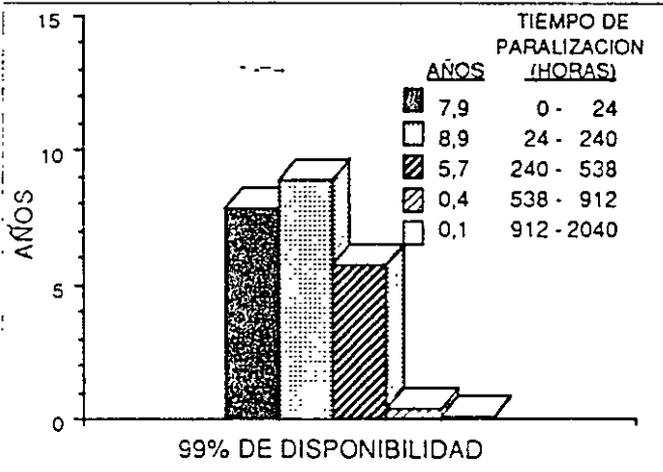


Figura 7. Tiempo de paralización anual (99%).

paralización durante un tiempo de 17 a 23 años, mientras que el sistema con 95% de disponibilidad tendrá 240 horas o menos de paralización en apenas 3,5 años. Sin embargo, esta disponibilidad adicional se obtiene a un costo. Para reiterar lo expresado, el proyectista debe considerar el costo requerido para aumentar la disponibilidad del sistema. En general, este costo sube rápidamente a medida que se procura llegar hasta los últimos puntos de porcentaje, por ejemplo para aumentar la disponibilidad de 90 a 99%. Este costo también es una función de las variaciones de insolación. La figura 8 muestra un

ejemplo para dos ciudades, Albuquerque, Nuevo México, y Burlington, Vermont. Para Albuquerque, el costo no aumenta en forma muy rápida hasta una llegar a una disponibilidad de cerca del 98%. Para Burlington, el costo comienza a aumentar rápidamente después del 90%. El proyectista debe considerar cuidadosamente las opciones antes de tomar una decisión.

En los ejemplos de proyectos fotovoltaicos presentados, se definen y usan estos dos niveles de disponibilidad:

- Nivel no crítico 95,0%
- Nivel crítico 99,0%

La práctica recomendada para la mayoría de las aplicaciones es determinar la capacidad de un sistema con una disponibilidad no crítica y, si es necesario, aumentar la capacidad del conjunto y/o la capacidad de almacenaje de batería, después de conocer la disponibilidad y el costo del producto.

En resumen, el proyectista debe entender la relación entre el costo y la disponibilidad. La experiencia demuestra

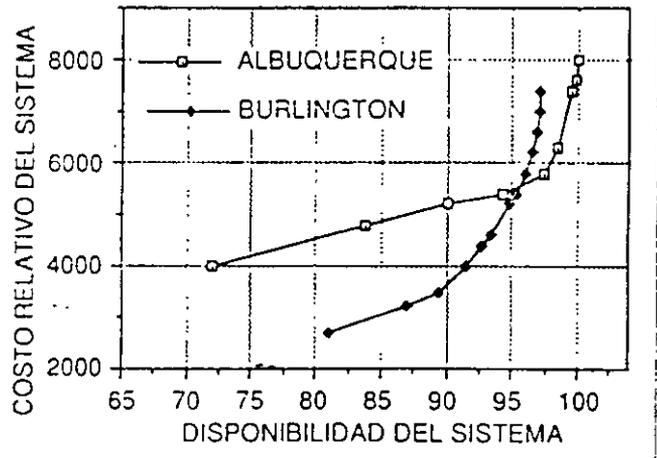


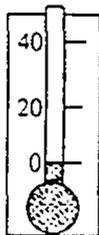
Figura 8. Costo en función de la disponibilidad Albuquerque, Nuevo México y Burlington, Vermont.

que los clientes que desean instalar sistemas fotovoltaicos tienen la tendencia a especificar requisitos excesivos, los que elevan demasiado el costo inicial del sistema. Ellos deberían tener en cuenta que ningún sistema generador de energía puede estar disponible el 100% del tiempo. Las empresas de servicios públicos obtienen una alta disponibilidad de sus sistemas porque usan fuentes de energía múltiples y redundantes. Muy pocos sistemas generadores, ya sean hidroeléctricos, nucleares, o termoeléctricos pueden lograr una disponibilidad de 90%. En cambio, muchos sistemas fotovoltaicos pueden exceder ese porcentaje, aún tomando en cuenta el mantenimiento y las variaciones solares.

La disponibilidad de los sistemas fotovoltaicos no es un concepto fácil de entender.



Proteja las baterías contra la congelación.



Las baterías de níquel-cadmio poseen ventajas.

MANTENIMIENTO

En la mayoría de los sistemas fotovoltaicos se incluyen baterías para el almacenaje de energía y cualquier batería requiere mantenimiento periódico. Debe verificarse el nivel del electrolito. También debe verificarse la tensión (voltaje) y la gravedad específica de cada celda para determinar su constancia. Una amplia variación en las lecturas puede indicar problemas con las celdas. La gravedad específica de las celdas debe ser verificada con un hidrómetro, particularmente antes que comience el invierno. Esta verificación se debe hacer después de mezclar bien el electrolito. Si se sospecha que el electrolito se ha estratificado, las baterías deben ser recargadas vigorosamente antes de hacer la prueba de gravedad específica. La estratificación del electrolito puede ocurrir si la batería funciona a un mismo régimen de descarga, digamos un 80 a 90%, durante un largo período. La mezcla

del electrolito se puede hacer por medio de una recarga ecualizadora. Esta recarga, a un nivel alto de corriente, se hace generalmente con un generador, pero también se puede hacer con un conjunto fotovoltaico si se desconecta el controlador o la carga del conjunto. Solicite recomendaciones a la fábrica de la batería acerca de las recargas de ecualización.

En ambientes fríos, el electrolito se puede congelar. La temperatura de congelación de una batería de plomo-ácido es una función de su estado de carga. Cuando una batería de electrolito líquido está completamente descargada, casi todo el electrolito es agua. El electrolito de una batería completamente recargada tiene un alto porcentaje de ácido sulfúrico y se congela a una temperatura mucho más baja. La temperatura de la batería depende principalmente de la temperatura ambiental y también de si la batería está en recarga o descarga. En climas fríos, muchas veces se entierran las baterías debajo de la línea de congelación en un compartimento aislado para mantener una temperatura constante. Los daños a causa de la congelación son menos comunes en baterías de níquel-cadmio.

TIPOS

Existen muchos tipos de baterías. En las baterías para sistemas fotovoltaicos independientes, comúnmente se usan los siguientes términos: baterías de ciclo profundo, ciclo poco profundo, electrolito gelatinado, cautivo o líquido y hermética o abierta. La batería hermética en realidad es regulada por una válvula que permite la salida del hidrógeno, pero no la adición de electrolito. En la batería abierta se asume que se agregará agua destilada al elec-

trólito líquido como sea necesario. Todas las baterías requieren un mantenimiento periódico para poder tener una larga vida útil.

Los tipos de baterías que se usan comúnmente en los sistemas fotovoltaicos independientes pertenecen a la familia de baterías de plomo-ácido. Estas baterías se pueden obtener con electrólito líquido o cautivo. Son recargables, fáciles de mantener, relativamente económicas, y obtenibles en una variedad de tamaños y opciones. Debido a que el plomo es un metal blando, frecuentemente se agregan otros elementos, como antimonio o calcio, para reforzar las placas y cambiar las características de la batería. La batería de plomo-antimonio que se usa más a menudo en sistemas fotovoltaicos independientes, es la de tipo abierto, porque requiere un alto consumo de agua. Las baterías de plomo-calcio se pueden usar cuando no se anticipan descargas profundas. Su costo inicial es menor, pero tienen una vida útil más corta que la de las baterías de plomo-antimonio.

Ya se pueden adquirir comercialmente baterías de níquel-cadmio diseñadas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. Su costo inicial es más alto que el de las baterías de plomo-ácido pero, en ciertas aplicaciones, su costo por ciclo de vida útil puede resultar más bajo. Las ventajas de las baterías de níquel-cadmio incluyen una larga vida, bajos requisitos de mantenimiento, durabilidad y capacidad de soportar condiciones extremas. Además, las baterías de níquel-cadmio son más tolerantes a ciclos extremos de recarga y descarga. Debido a esta tolerancia, el dispositivo controlador

se puede eliminar en ciertas aplicaciones, lo que compensa en parte el costo más alto y aumenta la confiabilidad del sistema.

PELIGROS

Las baterías de electrólito líquido producen gases explosivos de hidrógeno y oxígeno cuando se están recargando. Estas baterías se deben instalar en un sitio bien ventilado. No se deben colocar otros componentes del sistema eléctrico en el compartimento de la batería, ya que cualquier chispa podría encender los gases. Además, los gases de las baterías de plomo-ácido son corrosivos y pueden dañar los componentes eléctricos. Se pueden obtener tapas catalizadoras o recombinadoras para las celdas. Estas tapas capturan el hidrógeno que emana de la batería y lo recombinan con oxígeno para formar agua líquida que es devuelta al electrólito. Estas tapas son costosas y tienen una vida útil de tres a cinco años. Si se usan, deben inspeccionarse y limpiarse todos los años para asegurar un buen funcionamiento.

Las bajas tensiones eléctricas no significan que no sean peligrosas.

Toda batería debe ser considerada peligrosa. Usted debe usar guantes, zapatos y gafas protectoras cuando trabaje con baterías. Cuando las baterías están conectadas en serie, puede haber peligro de electrocución. Use herramientas aisladas. Aún las configuraciones de baja tensión pueden causar quemaduras si se hace un cortocircuito accidental de la batería. Finalmente, las baterías son muy pesadas. Al levantar o mover una batería con las manos, haga fuerza con las piernas y no con la espalda.

SELECCION Y ADQUISICION

El comprador inexperto muchas veces se confundirá con la diversidad de informaciones acerca de baterías. El mejor consejo es hablar con personas que

han usado baterías en aplicaciones y condiciones similares. En caso contrario, consulte a varios fabricantes y compare las respuestas. En el diálogo de la familia Pérez se indican algunos ejemplos de preguntas.



LA FAMILIA PEREZ

Igual que muchas otras personas, los Pérez pensaban que no había mucho que aprender con respecto a baterías. Estaban muy equivocados. Cuando recibieron las hojas de especificaciones que habían solicitado a varias fábricas, se dieron cuenta que era imposible hacer comparaciones

de precios y de características porque no había ningún método uniforme, aceptado comúnmente, para suministrar datos necesarios de rendimiento. También resultaba desconcertante ver la gran variedad de precios. En muchos casos resultaba difícil encontrar una correlación entre características y precios. La primera vez que fueron a una buena casa vendedora de baterías no tuvieron mucha suerte. Aunque la firma ofrecía baterías solares en un aviso de la guía

LOS PEREZ	VENDEDOR
PREGUNTAS	RESPUESTAS
¿Venden ustedes baterías para sistemas fotovoltaicos?	¿Para qué?
Para sistemas fotovoltaicos...electricidad solar	Ah, sí. Nuestra compañía tiene una batería fotovoltaica
¿Han vendido ustedes localmente algunas baterías para sistemas fotovoltaicos?	No, pero puedo llamar y preguntar cuántas se han instalado
¿Qué tipo de batería es?	De plomo calcado
¿Cuál es la capacidad de régimen?	La batería de 12 V tiene 105 ampere-horas.
¿A qué régimen de horas?	12 horas
¿A qué temperatura?	Temperatura ambiente
¿La batería es de cierre hermético?	Sí, no necesita mantenimiento
¿Cuál es la profundidad de descarga máxima?	No más de 20 por ciento
Ben: Si mantengo el estado de carga a más de 80 por ciento, ¿qué duración puedo esperar?	No me gusta tratar de la duración de las baterías porque no sé cómo se van a usar.
¿Cinco años? ¿Diez años?	Debe durar más de cinco años, si usted es cuidadoso
¿Cuánto pesa?	20 kilos
¿Cuánto cuesta la batería?	100 colones cada una
Eso es más o menos \$1 por ampere hora. ¿Hay descuento si compro diez baterías?	Le daremos un buen precio
Muchas gracias. Volveré después de hablar con otras casas vendedoras	Aquí tiene un folleto, que incluye una descripción de la batería

telefónica, supieron que no había vendido ninguna batería para sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, esta experiencia les dió la idea de hacer una lista de las preguntas que debían hacer para tomar una decisión acertada con respecto a la batería que debían adquirir.

Los Pérez hicieron las preguntas de la lista siguiente, cuyas respuestas les permitirían efectuar comparaciones sobre una base común. En nuevas visitas a las casas vendedoras de baterías, mostraban

PREGUNTAS	FABRICA 1	FABRICA 2	FABRICA 3
¿Tipo de placas?			
¿Tipo de electrólito?			
¿Tipo abierto o cerrado?			
¿Capacidad de régimen?			
¿Profundidad de descarga permisible?			
¿Número de ciclos?			
¿Se necesita igualación de carga?			
¿Gama de temperatura permisible?			
¿Régimen de reducción de temperatura?			
¿Precio?			
¿Tamaño o capacidad?			
¿Peso?			
¿Duración probable?			
¿Costo por ampere-hora?			
¿Costo por kilogramo?			
¿Gasto de envío o embarque?			
¿Valor residual?			

la lista e insistían en sus preguntas hasta obtener respuestas satisfactorias. Agregaban nuevas preguntas a la lista, a medida que seguían sus averiguaciones. Los Pérez comprendían la gran importancia de la compra de una batería para su sistema fotovoltaico, y decidieron tomar la mejor decisión basada en un análisis del costo del ciclo de vida del sistema. Pensaron usar baterías de níquel-cadmio debido a su posibilidad de soportar descargas profundas. Estas características les permitirían usar menos capacidad de baterías que si emplearan baterías de plomo-ácido. Analizaron los costos y la capacidad de los modelos disponibles, tanto en tipos de níquel-cadmio como de plomo-ácido, y trataron de igualar los costos con los estima-

dos en las hojas de cálculos de capacidad del sistema. Estimaron que las baterías de níquel-cadmio durarían 12 años, mientras que un juego de baterías de plomo-antimonio duraría 8. Hicieron un análisis de ciclo de vida y vieron que las baterías de plomo-ácido resultaban las más económicas debido principalmente a que los Pérez estaban disponibles para agregar agua a la batería a medida que se necesitara, disminuyendo así, casi a cero, los gastos de mantenimiento.

CONJUNTOS FOTOVOLTAICOS

¿Cuántos módulos necesito?

¿Cómo puedo comparar el rendimiento de los módulos?

¿Cómo debo instalar los módulos?

CAPACIDAD

Con los valores ingresados en la hoja de cálculos No. 4, una parte de la cual se muestra más abajo, se puede determinar la magnitud de potencia fotovoltaica necesaria para satisfacer la demanda estimada de carga durante el mes de potencia máxima. El proyectista del sistema debe obtener especificaciones de módulos de varias fábricas con el fin de comparar el rendimiento, la capacidad y el costo. Generalmente se encuentran varios tipos de módulos que pueden satisfacer un grupo determinado de requisitos. Por lo tanto es importante saber qué clase de módulos se pueden adquirir, antes de llenar la hoja de cálculos de capacidad. En el método de diseño se usa corriente (en amperes) en lugar de potencia (watts) para describir el requisito de suministro de carga para artefactos eléctricos. En este cálculo se supone que el módulo tiene suficiente tensión (volts) para entregar dicha magnitud de corriente en presencia de la temperatura más elevada que es razonable esperar. Este cálculo es válido para la gran mayoría de los casos. Resulta más fácil hacer comparaciones si se obtienen de varias fábricas cotizaciones de precio de módulos fotovoltaicos que produzcan 30A

Consulte a varios fabricantes de módulos.

a 12 V, a una temperatura de funcionamiento especificada.

En la hoja de cálculos es necesario ingresar la corriente de régimen del módulo. Esta es la corriente generada a 1.000 W/m² de irradiancia solar a una temperatura especificada, que usualmente es de 25 grados C. En la figura 9 se indican las especificaciones suministradas por una

fábrica de módulos, pero no se incluye el valor de "corriente de régimen del módulo". Los valores de corriente que se muestran corresponden a la de cortocircuito, I_{cc}, y a la del punto de potencia máxima, I_m. La tensión del punto de potencia máxima se especifica en 17 V. Sin embargo, si

HOJA DE CALCULOS #4		CALCULO DE CAPACIDAD DI	
45	46	47	Días D 48
Descarga estacional (Ah)	Sol máximo (h/día)	consecutivos estacionales de sol mínimo (días)	Reduccion estacion corrie (A)
34 198.0	27 5.30	45	= 15
NOTA: Casilla 56. En caso de diseño crítico del sistema, redondée al entero mayor el numero de baterías. En caso contrario, redondée el numero al entero menor.			
52	53		
Corriente corregida del proyecto (A)	Fact redur del m (dec)		
34.8	1.09		

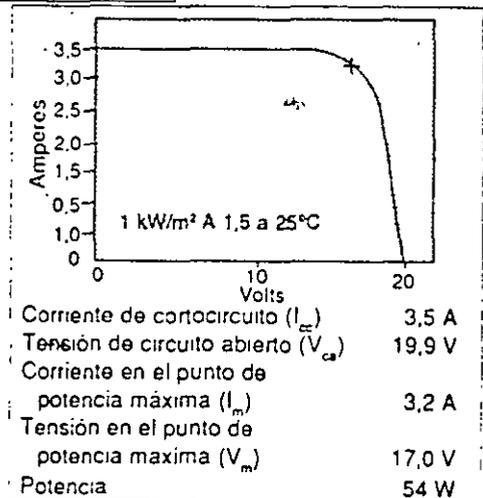


Figura 9. Especificaciones de un módulo fotovoltaico.

se emplean módulos cristalinos la tensión disminuirá aproximadamente 0,5 por ciento por cada grado centígrado de aumento de temperatura. El módulo que se especifica en la figura 9 tiene una tensión de potencia máxima de 17 V a 25 grados C. Si la temperatura de este módulo subiera a 50 grados C en una aplicación específica, la tensión de potencia máxima bajaría a cerca de 14,9 V, que todavía resulta adecuada para usarla en un sistema que requiere una tensión nominal de 12 V.

En un sistema fotovoltaico con baterías, los módulos funcionan pocas veces en sus puntos de potencia máxima.

La tensión de la batería determina la tensión de funcionamiento de un conjunto fotovoltaico. El valor de tensión varía dentro de un estrecho margen, lo que depende del estado de carga y de la temperatura de la batería. Generalmente esta tensión es de 1 a 4 V más baja que la tensión de los valores de potencia máxima especificados por las fábricas de módulos. El proyectista debe determinar la tensión de funcionamiento más baja esperada, es decir cuando la temperatura llega al más alto grado. El proyectista debe asegurarse que el conjunto suministrará una corriente adecuada bajo dichas condiciones de tensión y temperatura.

Al calcular el número de módulos conectados en paralelo necesarios para generar la corriente del proyecto, rara vez se obtiene un número entero y el proyectista debe decidir si redondearlo al número siguiente o al anterior. Para tomar una decisión es necesario considerar los requisitos de disponibilidad del sistema. Como en este capítulo se describe el proyecto de un sistema moderado, destinado a suministrar la demanda de carga durante el peor mes de un año medio, se recomienda la siguiente decisión:

Para disponibilidad crítica:

Redondear al número siguiente

Para disponibilidad no crítica:

Redondear al número anterior.

El número de módulos conectados en serie se calcula dividiendo la tensión del sistema por la tensión nominal del módulo. En los sistemas fotovoltaicos independientes comúnmente se utilizan módulos de 12 V.

CARACTERISTICAS

El conjunto fotovoltaico consiste en dos o más módulos conectados en forma de obtener la tensión y corriente deseadas. El módulo fotovoltaico consiste en un grupo encapsulado de células solares y constituye la menor unidad reemplazable del conjunto. La mayoría de los módulos fotovoltaicos se fabrican usando células de silicio mono o policristalinas. Estas células están embutidas en un laminado, generalmente con una placa frontal de vidrio templado, y no se pueden reparar. En 1986 se introdujo otro tipo de módulo que se usa en algunas aplicaciones. Este nuevo módulo, que se basa en la tecnología de silicio amorfo (a-Si), promete efectuar una importante reducción de costos en la industria fotovoltaica. La terminología no varía, excepto que las células solares se fabrican depositando en un substrato varias capas de película delgada de silicio. Actualmente, los módulos de a-Si tienen un rendimiento dos o tres veces menor que el de los módulos de células cristalinas. Cualquiera que sea la forma de fabricación, hay cuatro factores que determinan la potencia de salida de un módulo fotovoltaico: resistencia de la carga conectada al módulo, irradiancia solar, temperatura

celular y rendimiento de las células fotovoltaicas. La salida de un módulo determinado se puede calcular aproximadamente estudiando una familia de curvas gráficas de corriente y tensión

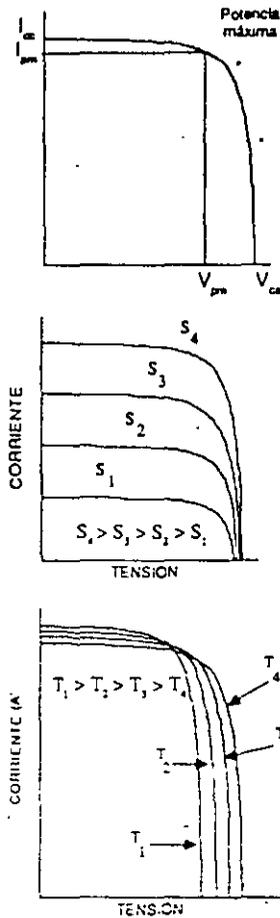
(o sea intensidad y voltaje: I-V), como las ilustradas en esta página. Hay tres puntos importantes de interés en la curva I-V: el punto de potencia máxima (I_{pm} y V_{pm}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y la corriente de cortocircuito (I_{cc}). La corriente de la célula solar es directamente proporcional a la irradiancia solar (S) y es afectada escasamente por la temperatura (T). La tensión varía en relación inversa a la temperatura. Por ejemplo, la tensión de las células cristalininas disminuye aproximadamente 0,5% por cada grado centígrado de aumento. Por lo tanto, los conjuntos deben mantenerse fríos e instalarse de manera que no se impida la circulación de aire por la parte superior y posterior del conjunto. Los módulos no se deben montar a ras del techo.

En pruebas realizadas se demostró que si se deja un espacio libre de unos 8 cm entre al parte superior y el techo, el módulo funcionará a 15 grados C menos de calor que si se instalara directamente sobre el techo, lo que se traduce en un 7,5% de aumento de tensión y potencia. En la sección "Instalación" de este capítulo se incluyen mayores detalles del montaje de conjuntos fotovoltaicos.

Los conjuntos fotovoltaicos son sumamente sensibles al efecto negativo que produce la sombra. A diferencia de los

colectores térmicos solares, la sombra sobre pequeñas partes de un módulo puede reducir considerablemente la energía de salida de todo el conjunto. Los módulos conectados en serie deben conducir una misma cantidad de corriente. Si algunas células quedan bajo sombra, no podrán producir corriente y pasarán a una polarización inversa. Esto significa que dichas células disiparán energía en forma de calor y fallarán después de cierto tiempo. En este caso se recomienda colocar diodos de paso o derivación alrededor de los módulos conectados en serie. Estos diodos no se necesitan si todos los módulos están en paralelo, como en un conjunto de 12 V que usa módulos también de 12 V. Sin embargo, en el caso de tensión elevada, los diodos de derivación alrededor de cada módulo le permiten un paso alternativo a la corriente e impiden que la célula bajo sombra disipe grandes cantidades de energía. Si bien este procedimiento posterga la falla eventual, no impide la pérdida de producción de energía causada por la sombra. Antes de instalar un conjunto fotovoltaico es importante verificar en el propio sitio si hay posibilidad de que se produzca sombra. Después de la instalación el sitio debe mantenerse limpio y despejado. La sombra causada por arbustos o una sola rama de un árbol puede reducir considerablemente la producción del conjunto.

Los conjuntos fotovoltaicos se componen de paneles y cadenas. El panel consiste en un grupo de módulos fotovoltaicos colocados en un solo marco o bastidor. La cadena es una colección de módulos conectados en serie para producir la tensión del sistema. Numerosos paneles se pueden conectar eléctricamente para formar una cadena. En la determinación del tamaño de cada panel debe tomarse en



La tensión de un módulo fotovoltaico disminuye 0,5% por cada grado centígrado que aumenta la temperatura.

Se usan diodos de paso cuando dos o más módulos fotovoltaicos están conectados en serie.

cuenta la facilidad de manejo, así como la fuerza ejercida por el viento y el montaje. En la figura 10 se muestra una cadena de 48 V conectada en serie y provista de diodos de paso. Muchas fábricas de módulos ofrecen módulos con estos diodos integrados en la caja de conexiones del módulo. Si usted necesita módulos conectados en serie pídale a la firma vendedora que le suministre módulos provistos de diodos de paso.

El conjunto también contiene alambrado, interruptores y conmutadores, fusibles y diodos. Generalmente estos componentes se consideran como parte del resto del sistema (RDS). El RDS es importante para obtener un sistema fotovoltaico durable, seguro y confiable. Todos los módulos deben tener una caja de empalmes o conexiones de construcción sólida, colocada en la parte posterior del módulo. La caja debe ser de cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo. Los conectores de la caja deben ser firmes. Para unir los cables conductores debe usarse un método sencillo pero seguro, de modo que las conexiones sean durables. Las pruebas efectuadas en la práctica han demostrado que rara vez fallan las células fotovoltaicas y las conexiones entre células dentro de los módulos. La mayoría de los problemas se presentan en las interconexiones de módulos con el resto del sistema. Antes de adquirir un módulo revise la caja de conexiones para ver si es de buena calidad y vea si sabe como hacer dichas conexiones.

El flujo de corriente dentro de un sistema fotovoltaico se puede controlar mediante diodos de bloqueo. Todo sistema independiente debe tener un método para impedir el flujo inverso de corriente

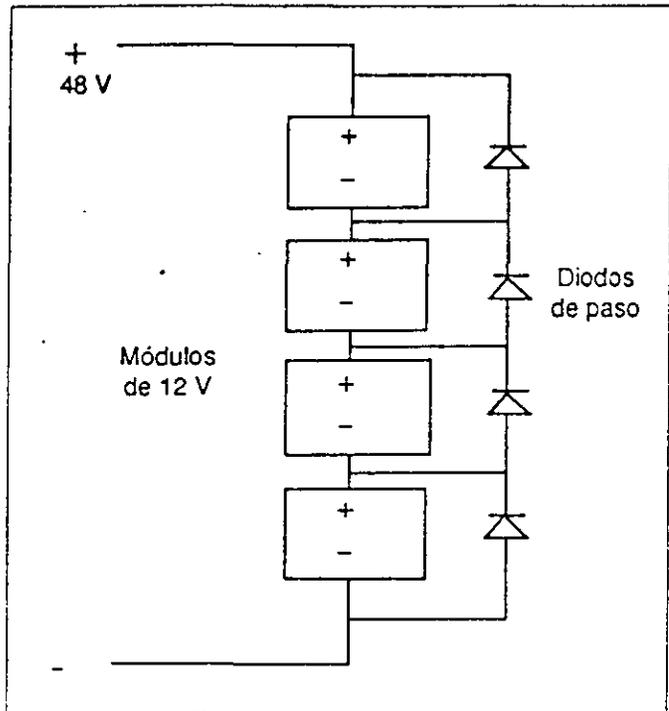


Figura 10. Cadena en serie con diodos de paso.

La sombra sobre una sola célula puede reducir significativamente la potencia total del conjunto.

Los diodos de bloqueo se usan para proteger módulos débiles.

de la batería al conjunto y/o para proteger cadenas débiles o defectuosas. Los diodos de bloqueo se usan a menudo con este fin. En la figura 11 se muestra el uso de diodos de bloqueo en cada cadena, de cuatro módulos en serie, conectados en paralelo. Cuando se conectan en paralelo numerosas cadenas, como sucede en los sistemas de gran capacidad, se recomienda usar diodos de bloqueo de cadenas para impedir el flujo de corriente desde las cadenas fuertes hasta las débiles. Sin estos diodos, la corriente procedente de algunas cadenas podría pasar a través de cadenas sombreadas o defectuosas, lo que con el tiempo dañaría los módulos.

En los sistemas de 12 ó 24 V formados con varios módulos individuales conectados en paralelo, raras veces se emplean diodos de bloqueo en cada cadena, aunque podrían suministrar la protección descrita. En estos casos, generalmente se instala un solo diodo entre el

controlador y el conjunto para impedir el flujo inverso de corriente. Recuerde que la caída de tensión a través de cada diodo, 0,4 a 0,7 V, representa casi un 6% de caída en un sistema de 12 V. En un sistema de tensión nominal de 48 V este porcentaje de caída tendría menos consecuencias.

Los fusibles e interruptores se usan para proteger los equipos y las personas.

En la figura 11 también se muestra un interruptor de desconexión manual entre el conjunto y el controlador, mientras que en la figura 12 se indica el método de alambrado recomendable. Se usa un interruptor bipolar provisto de fusibles. Si ocurre algún problema, los fusibles protegen el controlador contra el posible daño causado por el conjunto a la batería. Además, abriendo el interruptor se aísla el controlador para inspección o mantenimiento. Sin embargo, es necesario tener precaución porque la corriente del conjunto siempre está presente a la entrada del interruptor de desconexión, cualquiera que sea su condición. Si este dispositivo necesita mantenimiento, el trabajo debe hacerse de noche, o bien se desconecta cuidadosamente el conductor principal que viene del conjunto.

En la figura 12 también se muestra un interruptor con fusible en el conductor positivo que va a la carga, lo que es indispensable para proteger la carga en caso de una falla a tierra. La página 54 contiene información detallada de fusibles e interruptores.

Finalmente, si el sistema fotovoltaico no está conectado a tierra, se debe instalar interruptores con fusibles tanto en el conductor negativo como el positivo de la línea. En la descripción y las figuras se supone que el conductor negativo del sistema está conectado a tierra, que es el método recomendable. Siga los requisitos de conexión a tierra que se especifican en el código nacional de normas eléctricas correspondiente. (Por ejemplo, en los Estados Unidos se aplica el artículo 690 del código NEC.

ORIENTACION

El conjunto fotovoltaico se puede instalar a un ángulo fijo desde el plano horizontal, o se puede montar sobre un mecanismo seguidor del sol. El acimut preferible para la instalación del conjunto en el hemisferio norte es el sur verdadero. La disminución de producción de energía de los conjuntos desplazados del sur verdadero sigue aproximadamente una función cosinusoidal. La disminución de energía anual no es importante si el acimut del conjunto se mantiene a +/-20 grados del sur verdadero.

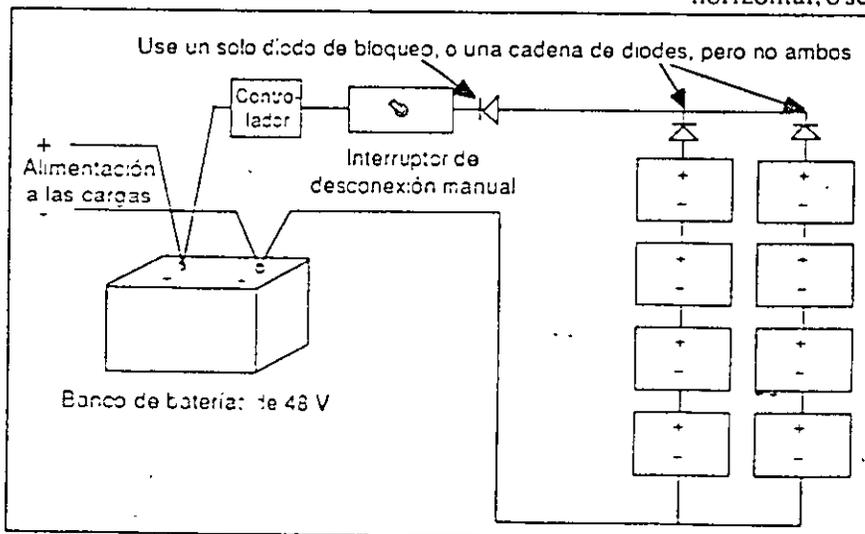


Figura 11. Conjunto de 48 V con el uso de diodo de bloqueo.

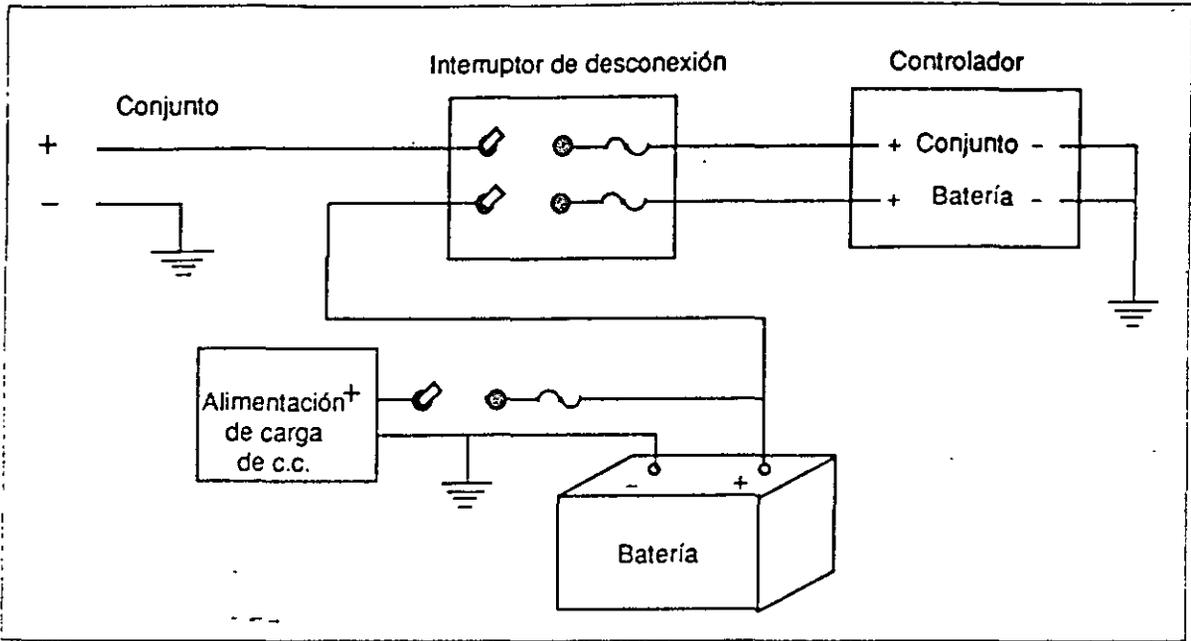


Figura 12. Alambrado del interruptor de desconexión con fusibles.

Algunos conjuntos se sitúan al oeste del sur con el fin de orientar la producción hacia un máximo después del mediodía. No se recomienda que el acimut sea mayor de 20 grados del sur verdadero porque disminuiría la producción total del conjunto. En la figura 13 se ilustra el efecto que tiene el ángulo de inclinación del conjunto en la producción de energía anual. En la mayoría de las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos, el máximo de energía anual se obtiene con un ángulo de inclinación próximo al de latitud. Los ángulos de inclinación de +/-15 grados orientarán la producción de energía hacia el invierno o el verano, respectivamente

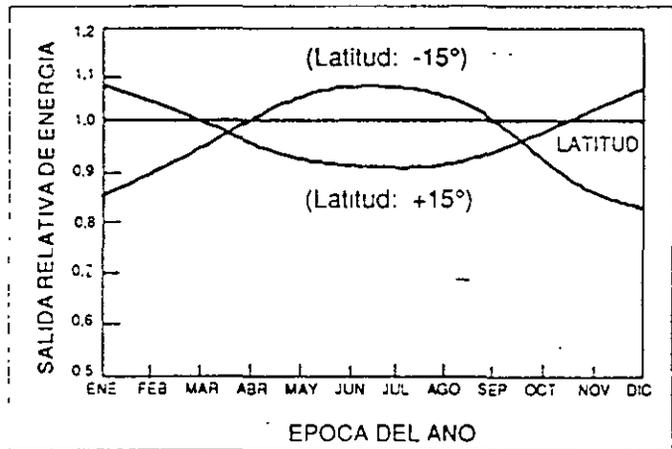


Figure 13. Efecto del ángulo de inclinación del conjunto sobre la producción anual de energía.



Los Pérez redujeron intencionalmente la capacidad de su sistema.

Como los Pérez consideraron que la demanda de carga para sus artefactos no era crítica, revisaron dos cálculos de la hoja No. 4 para disminuir la capacidad del conjunto. Para el cálculo del factor de corrección estacional usaron un período de 60 días y redondearon de 13,5 a 12 el número de módulos. Basándose en la regla empírica de cálculo aproximado estimaron que la temperatura del conjunto sería de 20 grados C más alta que la temperatura ambiente máxima; por lo tanto, el conjunto alcanzaría unos 55 grados C el día más caluroso. Se aseguraron de que cada módulo tuviera más de 14 V de tensión al funcionar a 55 grados C. Revisaron cuidadosamente las cajas de conexiones del módulo. Decidieron que las conexiones fueran fáciles de hacer, pero que al mismo tiempo duraran 20 años. Se ubicaron tres módulos distintos para suministrar la tensión y corriente requerida. Basaron su decisión en el precio y la facilidad de adquisición local.

Efectuaron la configuración del conjunto con seis segmentos paralelos de dos módulos conectados en serie (6P x 2S). Con esta configuración no usaron diodos de paso a través de los módulos. Especificaron un diodo de bloqueo entre el controlador y el conjunto. Estudiaron las recomendaciones del artículo 690 del código NEC sobre alambrado de conjuntos fotovoltaicos y especificaron los interruptores de desconexión y fusibles recomendados.

También verificaron la especificación de corriente de régimen para los módulos y calcularon la corriente de salida del conjunto. Consultaron a la firma vendedora acerca de como podrían saber si el conjunto funcionaría en la forma especificada sin tener que instalar numerosos instrumentos caros. El vendedor sugirió que sólo instalaran un amperímetro y les dijo que podrían esperar más del 80% de la corriente de régimen al mediodía en tiempo claro. Los Pérez calcularon que este porcentaje significaba que el conjunto debía indicar más de 15 A en el medidor. Si el amperaje bajaba de este valor constantemente, el vendedor les sugirió que se comunicaran con él. Les aseguró que cambiaría cualquier módulo que resultara defectuoso dentro de los primeros diez años.

Los Pérez también preguntaron por estructuras de montaje suministradas de fábrica. Encontraron que podían obtener estructuras adaptadas a las especificaciones electromecánicas de los módulos. Los Pérez vieron que estas estructuras listas resultaban menos costosas que cualquiera que hubieran podido hacer ellos mismos, así es que ordenaron y recibieron todos los materiales necesarios para el montaje sobre el terreno de todo el conjunto. La fábrica hasta sugirió la forma de anclar la estructura de soporte del conjunto para resistir los vientos de la región.

INDICADOR HIBRIDO

¿Cuándo debo considerar la posibilidad de usar un generador en mi sistema fotovoltaico?

RELACION DEL CONJUNTO FOTOVOLTAICO A LA CARGA

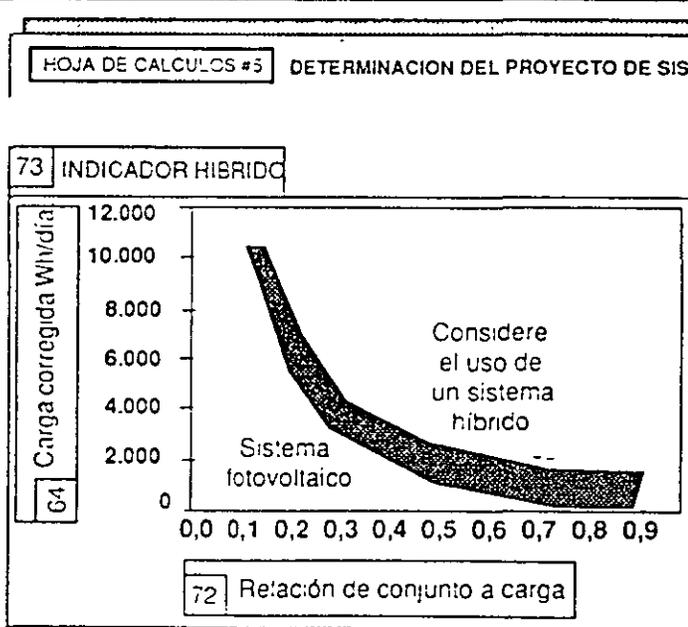
Al llegar a este punto, se ha determinado la configuración y capacidad del sistema básico. Antes de proceder a especificar los componentes del sistema, se recomienda hacer una prueba sencilla para determinar si podría usarse un sistema híbrido. La combinación de dos factores principales le indicará al proyectista si es posible optar por un método híbrido: la magnitud de la demanda de carga y la variabilidad de insolación del sitio de instalación. Por ejemplo, un sistema híbrido puede resultar más económico para suministrar hasta cargas de sólo 0,5 kWh/día en climas nebulosos, mientras que en climas de mucho sol los sistemas híbridos tal vez no resulten económicos a menos que la carga sea mayor de 10 kWh/día.

Los dos factores mencionados se han combinado en el siguiente gráfico, donde

Calcule la relación de conjunto a carga y vea el gráfico indicador para sistemas híbridos.

se ha trazado la curva de la carga corregida (en Wh) en función de la relación de conjunto a carga (en Wp/Wh). Dicha relación es un indicador de la variabilidad de insolación; es decir, en climas nebulosos se necesita un área mayor para el conjunto y así obtener una relación más alta de conjunto a carga. Después de determinar la capacidad de un sistema fotovoltaico (no híbrido), el proyectista debe determinar con el gráfico la intersección de la carga con la relación de carga a conjunto fotovoltaico. Si el punto de intersección queda arriba de la parte gris de la curva, el proyectista debe recomendar la instalación de un sistema híbrido. Sin embargo, este gráfico no es aplicable a todas las situaciones que se presenten. Aparte de las razones indicadas en el gráfico, pueden haber muchas otras para considerar la posibilidad de optar por

un sistema híbrido. El gráfico indica si efectivamente un sistema híbrido resultaría económico. En el apéndice B se suministran hojas de cálculos para sistemas de esta clase. Si usted proyecta un sistema híbrido, mediante estas hojas puede comparar el costo con el de un sistema que use solamente un conjunto fotovoltaico (no híbrido).



INVERSORES Y CONVERSORES

¿Necesito un inversor con salida de onda sinusoidal?

¿Qué características debe tener?

¿Dónde debo instalar el acondicionador de potencia?

HOJA DE ESPECIFICACIONES

Las unidades acondicionadoras de potencia, llamadas comúnmente inversores, son componentes importantes de cualquier sistema fotovoltaico independiente que debe alimentar cargas de artefactos eléctricos de c.a. Los requisitos del inversor deben ser determinados mediante la hoja de especificaciones funcionales ilustrada más abajo. Esta hoja también contiene la especificación de un convertidor de c.c. a c.c., si se necesita para

La selección del inversor influirá en el rendimiento y economía del sistema. Es el tercer componente más costoso, después del conjunto fotovoltaico y la batería y está sujeto al mayor número de fallas, particularmente si se especifica incorrectamente para el tipo de aplicación deseado.

Para poder especificar un inversor correctamente, es necesario conocer no solamente su capacidad sino también las características de demanda de carga y la información de fábrica acerca del funcionamiento y las características del

inversor. Algunas de las características que deben ser consideradas por el proyectista del sistema son las siguientes:

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

HOJA DE ESPECIFICACIONES DE LAS UN

REQUISITOS DEL SISTEMA	
C1	Forma de onda <u>sinusoidal modificada</u>
C2	Tensión de c.a. del sistema <u>48</u>
C3	Tensión de c.c. del sistema <u>120/240</u>
C4	Capacidad de sobretensiones transitorias <u>15.000</u>
C5	Potencia total de c.a. en watts <u>5392,2</u>
C6	Carga máxima sencilla de c.a. <u>1106</u>
C7	Cargas simultáneas máximas <u>5392,2</u>
C8	Duración de funcionamiento con la carga simultánea máxima <u>3</u>
C9	Duración de funcionamiento del inversor con la carga simultánea máxi
C10	Régimen de servicio continuo del inversor <u>70</u>
C11	Rendimiento requerido del inversor bajo carga <u>80</u>

alimentar cargas de artefactos eléctricos que funcionen en distintas tensiones. El método usado para especificar el inversor también se aplica directamente al convertidor.

Otras características que poseen algunos inversores son:

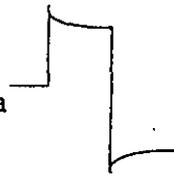
- Capacidad de recarga de la batería
- Instrumentos de medición
- Control remoto
- Interruptor de transferencia de carga externa

Se debe hacer una lista de las características requeridas y deseadas y consultar los datos de fábrica con el fin de seleccionar el mejor inversor para la aplicación. Las especificaciones de la unidad seleccionada deben ser resumidas en la hoja de especificaciones funcionales, de la cual se muestra aquí una porción. (Vea el Apéndice B).

CARACTERISTICAS

Los inversores comunes de sistemas independientes funcionan a 12, 24, 48 ó 120 V de c.c., con salida de 120 ó 240 V c.a. a 60 Hz. La selección de tensión es una importante decisión de transacción porque establece la tensión de c.c. para el sistema. (Vea la página 15). La forma de onda de salida es una indicación del costo y la calidad del inversor. Los inversores generalmente se clasifican de acuerdo al tipo de forma de onda que producen. Las tres formas de onda más comunes son: 1) cuadrada, 2) sinusoidal modificada y 3) sinusoidal. La forma de onda de salida depende del método de conversión usado y de la cantidad de filtraje para suavizar la forma de onda, así como eliminar las frecuencias indeseadas y las sobretensiones transitorias que ocurren durante la conmutación original.

Los inversores de onda cuadrada proporcionan una salida conmutada de c.a., poco control de tensión, capacidad limitada de protección contra sobreten-



Onda cuadrada



Onda sinusoidal modificada



Onda sinusoidal

El inversor es un dispositivo complejo y costoso que se debe usar cuidadosamente.

siones transitorias, y una distorsión armónica considerable. Estos inversores son los menos costosos, pero no pueden ser usados con ciertas cargas de artefactos. Estos dispositivos son adecuados para pequeñas cargas de calentadores con resistencia eléctrica, pequeñas herramientas o artefactos de mano y lámparas incandescentes. Los inversores de onda sinusoidal modificada pueden soportar mayores perturbaciones transitorias y la salida tiene menos distorsión armónica. Este tipo de inversor es apropiado para alimentar una amplia variedad de cargas, tales como lámparas, equipos electrónicos y la mayoría de los tipos de motores. Sin embargo, su rendimiento con cargas de motores es menos eficiente que el de un inversor de onda sinusoidal, porque la energía de las ondas armónicas se disipa en los devanados del motor. Los inversores de onda sinusoidal producen una forma de onda de c.a. tan buena como la de la mayoría de las empresas de servicios públicos. Estos inversores pueden alimentar cualquier artefacto o motor eléctrico de c.a. dentro de su capacidad de potencia.

Las especificaciones de fábrica de los inversores contienen algunos, sino todos, los parámetros descritos en los párrafos siguientes. Desafortunadamente, no existe ninguna norma industrial general para establecer el criterio de rendimiento. Por ejemplo, algunos inversores pueden soportar sobretensiones transitorias de hasta tres veces su capacidad, pero no pueden funcionar a capacidad máxima durante más de media hora sin sobrecalentarse. Son apropiados para la carga de arranque de motores pero, si se requiere un funcionamiento continuo, deben tener un exceso de capacidad sobre el valor de régimen. En general, el

exceso de capacidad debe ser de 25% o más para aumentar la confiabilidad y vida útil. El proyectista del sistema debe obtener información de fábrica acerca de los parámetros específicos de rendimiento antes de comprar el inversor.

- **Rendimiento de la conversión de potencia** - Es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. El rendimiento de los inversores para sistemas independientes variará en alto grado según el tipo y la demanda de carga de artefactos eléctricos. El proyectista debe saber que es difícil medir la potencia de una salida no sinusoidal debido al gran número de armónicas presentes. No confíe mucho en los folletos de inversores que anuncian rendimientos de más del 90%. Los valores que aparecen en las especificaciones de fábrica son los máximos que se pueden esperar. Sin embargo, cuando se alimentan ciertos tipos de motores, el rendimiento real puede ser menor del 50%.
- **Potencia de régimen** - Indica el número de watts que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal. Seleccione un inversor que pueda proporcionar no menos del 125% de la demanda máxima de carga, para dejar un margen en caso que aumente la demanda en el futuro. El régimen de funcionamiento también es importante.
- **Régimen de funcionamiento** - Es el período de tiempo que el inversor puede alimentar la máxima carga de artefactos eléctricos. El exceder este

En la alimentación de ciertas cargas, el rendimiento del inversor puede ser menos de la mitad que el anunciado por la fábrica.

tiempo puede causar la falla del equipo. Esta es otra razón para comprar un inversor con exceso de capacidad, por ejemplo, 2,5 kW para una carga de 2,0 kW.

- **Tensión de entrada** - Es determinada por la potencia total que requieren todas las cargas de artefactos de c.a. Mientras mayor sea la demanda de carga, mayor deberá ser la tensión de funcionamiento del inversor.
- **Capacidad de sobretensión transitoria** - La mayoría de los inversores puede exceder su potencia de régimen durante cortos períodos de tiempo (segundos). Deben determinarse o medirse los requisitos de sobretensiones de ciertas cargas de artefactos eléctricos. Algunos transformadores y motores de c.a. requieren una corriente de arranque varias veces mayor que su corriente de funcionamiento. Esta corriente de arranque puede ser necesaria durante varios segundos.
- **Regulación de tensión** - Indica las variaciones de tensión de salida. Los mejores inversores producen un valor de tensión eficaz (RMS) casi constante para una gran variedad de niveles de carga.
- **Protección de tensión** - El inversor puede ser dañado si se exceden los niveles de tensión de entrada de c.c.. Recuerde que la tensión de una batería puede exceder considerablemente su valor nominal si dicha batería está sobrecargada. Una batería de 12 V puede alcanzar hasta 16 V, y un inversor de 12 V puede dañarse si se le aplica

una tensión de entrada de 16 V. Por lo tanto, los inversores deben estar provistos con circuitos protectores que desconecten el inversor de la batería si se presenta una tensión de entrada demasiada alta o baja.

- **Frecuencia** - La mayoría de las cargas de artefactos eléctricos en los Estados Unidos requieren corriente de 60 Hz, mientras que en otros países se usa generalmente 50 Hz. Los equipos de alta calidad requieren una regulación de frecuencia precisa. Cualquier variación puede causar un mal funcionamiento de relojes u otros dispositivos electrónicos con control de tiempo.
- **Modularidad** - Es la formación de un sistema con unidades o módulos interconectables. Resulta ventajoso usar inversores múltiples en algunos sistemas. Estos inversores pueden ser conectados en paralelo o usados para alimentar diferentes tipos de cargas de artefactos eléctricos. La conmutación manual de la carga a veces se provee para permitir que un inversor pueda alimentar algunas cargas críticas en caso de falla de otro inversor. Esta redundancia aumenta la confiabilidad del sistema.
- **Factor de potencia** - Es el coseno del ángulo entre las formas de onda de la tensión y de la corriente producidas por un inversor. Este factor varía de acuerdo con el tipo de carga. Las unidades de mejor calidad tienen circuitos diseñados para compensar el valor del factor de potencia. Especifique un valor cerca de 1.

Proteja el inversor con fusibles en la entrada y en la salida.

El inversor no debe ser instalado en el mismo compartimento de las baterías, porque los gases que desprenden las baterías son corrosivos y pueden dañar los circuitos electrónicos. Además la conmutación en el inversor puede producir chispas que podrían causar una explosión. Sin embargo, el inversor debe ser instalado cerca de las baterías para disminuir las pérdidas resistivas debidas a corrientes elevadas. Después de la conversión a c.a. se puede reducir el calibre de los conductores porque la tensión de c.a. es más alta y la corriente es más baja. Se deben seguir todos los procedimientos de instalación descritos en los códigos eléctricos pertinentes. El inversor debe ser instalado en condiciones ambientales controladas debido a que las altas temperaturas y el polvo excesivo reducirían la vida útil del dispositivo y podrían causar fallas. Consulte las instrucciones de fábrica acerca de la temperatura de funcionamiento y de almacenaje. Tanto la entrada como la salida del inversor deben estar protegidas con fusibles. También asegúrese de instalar un interruptor de desconexión en los lados de c.a. y de c.c. Estos interruptores de seguridad deben ser accesibles y estar marcados claramente. Se recomienda el uso de un movistor (varistor de óxido de metal) en el inversor para proporcionar protección contra rayos en la mayoría de las áreas. La figura 14 muestra un movistor en la entrada positiva de un sistema conectado a tierra. Este componente hace pasar a tierra las corrientes transitorias excesivas. Si cae un rayo cerca del inversor se podría destruir el movistor, pero se

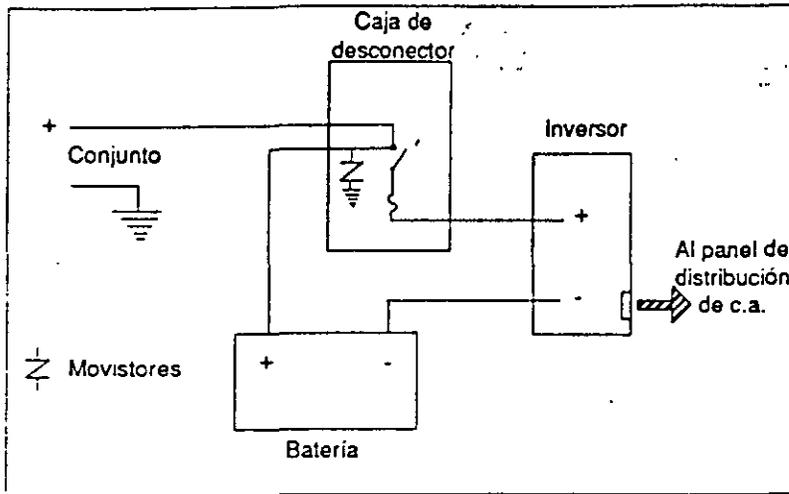


Figura 14. Se usan movistores para protección contra sobretensiones.

protegería el inversor, con el consiguiente ahorro de grandes gastos de reparaciones. Si el sistema no está conectado a tierra (modo flotante), use un movistor en los conductores de ambas polaridades.



LA FAMILIA PEREZ

Los Pérez seleccionaron un inversor de 2,5 kW para funcionamiento en 24 V c.c., con salida de onda sinusoidal de 120 V c.a. Esta unidad resultaba adecuada para la carga de 1.800 W de artefactos eléctricos domésticos, pero la familia estaba preocupada pues no sabía si el inversor tenía suficiente capacidad para que la bomba de agua y la máquina de lavar funcionaran simultáneamente. Este problema se podría evitar si se instalara un tanque de almacenaje de agua en la loma detrás de la casa para alimentar por gravedad el sistema doméstico de agua. Este tanque de agua también les proveería de agua durante varios días de nubosidad o en el caso de falla del sistema. Además podrían usar el inversor para llenar el tanque cuando bajara la demanda de las otras cargas de la casa. Les gustó la idea, pero el costo adicional del tanque de agua era considerable. Después de mucha deliberación, decidieron usar un sistema de agua a presión, pero instalaron un interruptor para controlar el uso de la máquina de lavar ropa. Este interruptor hacía imposible usar la máquina de lavar ropa mientras la bomba de agua estuviera funcionando. De esta forma, el inversor de 2,5 kW podría satisfacer toda la demanda. Antes de comprar el inversor, visitaron al distribuidor local y pidieron una demostración. Los Pérez insistieron que el inversor fuera demostrado con cargas de motores similares a los que ellos tendrían. Hicieron las preguntas indicadas aquí acerca de las características técnicas de los inversores y pidieron información sobre la política de servicio y la garantía de las unidades.

PREGUNTAS SOBRE EL INVERSOR:

- ¿Factor de potencia?
- ¿Forma de onda?
- ¿Rendimiento de régimen?
- ¿Capacidad de régimen?
- ¿Capacidad para soportar perturbaciones transitorias?
- ¿Protección de tensión?
- ¿Potencia de entrada?
- ¿Potencia de salida?
- ¿Características de seguridad?
- ¿Alarma en caso de falla?
- ¿Instrumentos de medición?



CENTRO DE INFORMACION
Y DOCUMENTACION
"ING. BRUNO MASCANZONI"

CONTROLADORES

¿Necesito un controlador?

¿Qué características se requieren?

¿Dónde debe ser instalado?

ESPECIFICACIONES

Los controladores de recarga se incluyen en muchos sistemas fotovoltaicos para proteger las baterías contra sobrecargas y descargas excesivas. La mayoría de los controladores detectan la tensión de la batería y actúan de acuerdo con los niveles de tensión. Algunos controladores tienen circuitos de compensación de temperatura para neutralizar el efecto de la temperatura sobre la tensión de la batería y su estado de carga. La especificación funcional de un controlador se puede determinar utilizando la hoja incluida en el Apéndice B, una porción de la cual se muestra aquí. Seleccione un controlador con el número mínimo requerido de funciones necesarias. Las funciones innecesarias aumentan la complejidad al sistema y disminuyen su confiabilidad.

Los controladores causan más problemas que cualquier otro componente de los sistemas fotovoltaicos independientes. No son aparatos muy simples, porque el estado de recarga de la batería depende de muchos factores y es difícil de medir. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente producida por el conjunto fotovoltaico. Multiplique la corriente de cortocircuito del conjunto por 1.25 para acomodar la corriente excesiva causada por el aumento de irradiancia que a veces producen las nubes durante cortos periodos de tiempo. Este valor máximo de

HOJA DE ESPECIFICACIONES DEL CONTR

		Corriente de cortocircuito del conjunto (A)		Capacidad de proyecto del controlador (A)	C
1,25	X	14,6	=	18,3	+

CON*	
Modelo	<u>Brute</u>
Marca	<u>Bobier</u>
Tipo	<u>La serie</u>
Tensión del sistema	
Puntos de control aut.	
Compensación de te	
Corte de alta tensión	
Corte de baja tensión	

corriente y la tensión del sistema constituyen el mínimo de parámetros necesarios para especificar un controlador. Otras funciones comunes de estos dispositivos son:

- Puntos de control ajustables para:
 - Desconexión de alta tensión
 - Desconexión de baja tensión
- Compensación de temperatura
- Alarma de baja tensión
- Protección contra el flujo inverso de corriente
- Funcionamiento en el punto de potencia máxima
- Instrumentos medidores de tensión (voltímetros)

El proyectista debe seleccionar las funciones necesarias para la aplicación deseada. Los datos de fábrica deben ser estudiados para seleccionar un controlador que satisfaga los requisitos y proporcione algunas o todas las funciones deseadas. Será necesario tomar ciertas decisiones de transacción.

La figura 15 muestra una curva de estado de carga de una batería. La tensión cambia lentamente desde un estado de carga del 95% hasta un 20%. Si se debe limitar la descarga de la batería a un nivel preciso de 40%, por ejemplo, es difícil seleccionar un solo valor de tensión que represente este estado de carga. El problema se complica si se consideran los efectos del tiempo y de la temperatura sobre el estado de carga. También, cuando se desconecta el conjunto fotovoltaico o la carga de artefactos, la tensión de la batería cambiará entre 15 y 25%, lo que requiere el ajuste manual del controlador. Si los puntos de control ajustables del controlador han sido ajustados muy cerca uno del otro, pudiera ocurrir que el ciclo se repita en forma continua. Esta repetición puede causar el mal funcionamiento del sistema y la falla del controlador. A medida que

Mantenga simple todo el sistema. Las funciones adicionales reducen la confiabilidad.

Es virtualmente imposible determinar el estado de carga de la batería bajo todas las condiciones, pero la tensión de la batería se usa comúnmente como indicador.

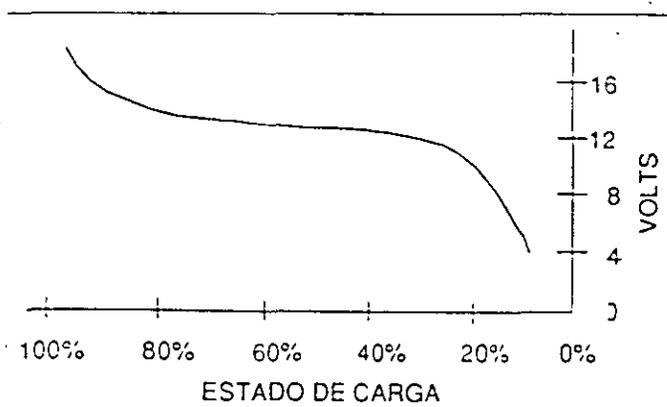


Figura 15. Curva del estado de carga de una batería típica de 12 V.

aumenta la capacidad y la complejidad del sistema, se hace necesario obtener consejos de expertos en materia de controladores.

En la mayoría de los controladores se incluye un mecanismo que evita el flujo de corriente desde la batería hasta el conjunto durante la noche. El proyectista debe asegurarse que este tipo de circuito esté incluido en el controlador. Algunos controladores pequeños usan relés mecánicos para conmutar la corriente, aunque aumenta constantemente el uso de dispositivos de estado sólido. Estos dispositivos fallarán normalmente en condición abierta, mientras que los controladores que usan relés mecánicos están diseñados para fallar en condición cerrada.

Si el relé falla en condición cerrada y ocurre también una falla a tierra en el conjunto fotovoltaico, la corriente de la batería pasará a tierra a través de dicho conjunto. Para evitarlo, se deben instalar fusibles entre el controlador y el conjunto. Use un fusible de elemento doble que no se abra a menos que ocurra una falla definitiva (no transitoria).

Se recomienda incorporar protección de desconexión de baja tensión en todos los sistemas fotovoltaicos independientes. Muchos controladores de recarga cuentan con este circuito protector para evitar una descarga excesiva de la batería. Esto se logra al apagar temporalmente las cargas de los artefactos eléctricos, activar luces o alarmas para alertar al usuario que la tensión de la batería está muy baja o encender otra fuente de alimentación para reforzar el sistema. La función de desconexión de carga se limita usualmente a reguladores con capacidad menor de 20 A. Para la

conmutación de intensidades más altas de c.c. se requieren interruptores más grandes. Por lo tanto, es común usar el controlador para excitar un relé, el que a su vez excitará los interruptores de mayor capacidad.

Mds sistemas han tenido problemas causados por un sistema de control deficiente que por cualquier otra causa.

TIPO

Los sistemas generadores fotovoltaicos usan comúnmente controladores de una sola etapa y también de etapas múltiples. La mayoría de los controladores de etapa sencilla cuentan con ajustes de la tensión usada para conmutar la corriente, según la condición de la tensión de la batería. Los controladores de etapa sencilla pueden ser del tipo en serie o del tipo en derivación. Se recomiendan los del tipo de conexión en serie. Los controladores en derivación evitan las sobrecargas al desviar la corriente del conjunto fotovoltaico hacia un dispositivo disipador de potencia cuando la tensión de la batería excede el límite predeterminado. El calor generado por el dispositivo disipador de potencia constituye una desventaja. El controlador del tipo en serie de etapa sencilla desconecta el conjunto cuando la tensión de la batería alcanza un nivel predeterminado. Este método elimina el uso de dispositivos para absorber el calor. El uso de ambos tipos se limita a sistemas pequeños, pero se han podido controlar conjuntos de mayor capacidad por medio de unidades múltiples conectadas en paralelo.

Los controladores de etapas múltiples permiten usar diferentes corrientes de recarga, dependiendo del estado de la batería. La unidad más común es un controlador de dos etapas. Esta

unidad permite que toda la corriente del conjunto fotovoltaico recargue la batería hasta que alcance cierto nivel de tensión. En seguida, la unidad desvía o desconecta la mayor parte de la corriente y deja pasar solamente una pequeña corriente para mantener la batería completamente cargada. Esta acción aumenta el rendimiento del proceso de recarga y debe prolongar la vida útil de la batería. Se han usado múltiples controladores de etapa sencilla para obtener el mismo tipo de control.

INSTALACION

El controlador siempre se debe proteger contra la intemperie, instalándolo preferiblemente en un gabinete o panel a prueba de polvo. Un calor excesivo causará la falla del dispositivo. Por lo tanto, instale el controlador si es posible en un área con sombra y provea una ventilación adecuada. Los controladores del tipo de conmutación no deben ser instalados en la cercanía de baterías que produzcan gases.

Se puede usar múltiples controladores en paralelo si la corriente total del sistema excede la capacidad de corriente de los controladores comunes. Esta disposición permitirá el uso de interruptores estándar, reducirá el costo y podrá aumentar la confiabilidad del sistema, al suministrar cierta redundancia. El conjunto fotovoltaico debe estar dividido eléctricamente y cada controlador debe ser conectado separadamente. La salida de cada controlador se puede conectar en paralelo con la entrada a la batería. No conecte en paralelo la entrada fotovoltaica a los controladores, ya que cuando se desconecta el primer controlador se puede producir una falla por sobrecarga en los demás.

La figura 16 muestra la conexión en paralelo de dos controladores usados en un sistema fotovoltaico independiente de 12 V c.c. El conjunto fotovoltaico fue dividido eléctricamente en dos mitades, con cada mitad conectada a un controlador. Se recomiendan controladores con puntos de

control ajustables a mano para permitir un mejor control del proceso de recarga de la batería. Estos puntos se deben ajustar a diferentes niveles, cuando se utilizan controladores en paralelo, para evitar el reciclaje entre ellos.

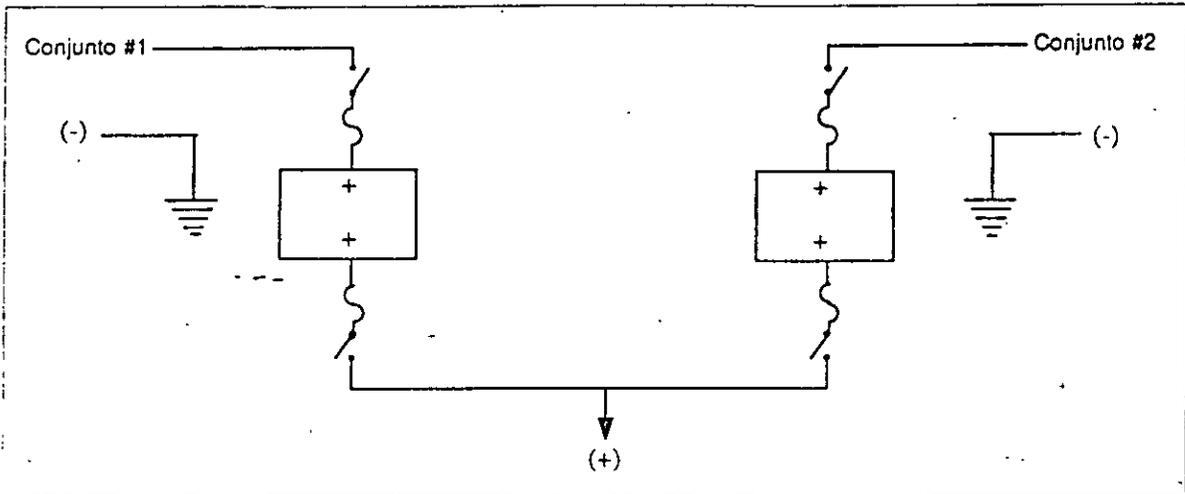


Figura 16. Conexión en paralelo de dos controladores.

INTERCONEXION DEL SISTEMA

¿Dónde debo instalar los interruptores y fusibles?

Las conexiones bien hechas y seguras son esenciales si se desea que el sistema tenga una vida útil de 20 años. La instalación de interruptores, fusibles y movistores es muy importante para el funcionamiento y mantenimiento seguro del sistema. Estos aspectos podrán parecer poco importantes cuando se comparan con el trabajo de determinar la capacidad y especificar los conjuntos fotovoltaicos, baterías e inversores. Sin embargo, la experiencia demuestra que muchos problemas de los sistemas son causados por la incorrecta capacidad o instalación de los componentes que constituyen el resto del sistema.

Use interruptores y fusibles para la seguridad de los componentes y del personal.

¿Cómo debo seleccionar el tipo y calibre de los conductores?

Existen muchos tipos de conductores, pero solamente algunos tipos se usan comúnmente en los sistemas fotovoltaicos independientes. 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.* A continuación se describen algunos de los tipos de conductores de uso común:

- **UF (o equivalente)** - Se usa para interconectar los módulos y paneles de un conjunto fotovoltaico. Debe especificarse como resistente a la luz

TIPO Y CALIBRE DE LOS CONDUCTORES

La correcta selección del tipo y calibre de los conductores y cables aumentará el rendimiento y la confiabilidad del sistema fotovoltaico. Antes de proceder con sus labores, el proyectista o el instalador debe hacer la selección de acuerdo con las normas eléctricas nacionales correspondientes. Los métodos que se recomiendan en este Manual son compatibles con los del código NEC, específicamente el Artículo 300 sobre conductores y los Artículos 330 a 348 que describen métodos aplicables a sistemas fotovoltaicos independientes.

HOJA DE ESPECIFICACIONES DE DIMEN

DIMENSION Y ESPECIFICA		
F1	F2	F3
Tendido de conductores	Tensión nominal del sistema (V)	Corriente régimen (A)
CIRCUITO DEL CONJUNTO		
Del conjunto a la batería	48	13.5
CIRCUITOS DE C.C.		
De la batería al centro de carga de c.c.	48	100
CIRCUITOS RAMALES		
A	--	
B		

- * Los conductores de aluminio se especifican algunas veces para aplicaciones que cubren largas distancias, como por ejemplo desde el conjunto fotovoltaico hasta el controlador. Si se usan conductores de aluminio, las terminaciones deben ser hechas con conectores apropiados para conductores de aluminio. Estos conectores tienen grabadas las letras "AL". Nunca empalme directamente un conductor de aluminio con uno de cobre.

solar. El revestimiento o forro exterior está integrado con el aislamiento y es resistente a la humedad.

- **UF (o equivalente)** - Se usa para conectar los demás componentes de un sistema fotovoltaico. Para el enterramiento directo de conductores o cables, el revestimiento debe ser de combustión lenta y resistente a la humedad, la corrosión y la formación fúngica.
- **SO** - Este tipo de conductor es usado por muchas fábricas de módulos. Se puede emplear en las interconexiones de un conjunto fotovoltaico, pero no se recomienda su uso en áreas expuestas directamente a la luz solar.
- **TC** - Se conoce comúnmente como conductor de cable de bandejas y se usa para interconexiones de un conjunto fotovoltaico. Este tipo de cable viene armado de fábrica con dos o más conductores colocados en un revestimiento no metálico.
- **USE** - Se usa para interconectar los demás componentes de un sistema fotovoltaico. Es apropiado para enterramiento directo. Es resistente a la humedad, pero no tiene revestimiento de combustión lenta.
- **TW/THHN** - Se usa para interconectar los demás componentes de un sistema fotovoltaico. El revestimiento es de combustión lenta, termo plástico y resistente al calor. Debe instalarse en conducto, ya sea enterrado o sobre la superficie.

- **NMB (Romex)** - Se puede usar solamente en lugares secos.

Para interconectar las baterías use los cables suministrados por la fábrica o bien cables de baterías de automóviles o de máquinas de soldar. En las 15 aplicaciones descritas en este Manual se han especificado conductores de calibre AWG 2 para las baterías.

El Apéndice B contiene hojas de cálculos para determinar el calibre de los conductores. También se incluyen cuatro tablas con ejemplos de las distancias máximas permitidas y la capacidad de corriente para determinados calibres de conductores. Las tablas son para circuitos de 12, 24, 48 y 120 V. Estas tablas indican el calibre mínimo de conductores que se debe usar para limitar la caída de tensión a 3% en cualquiera de los circuitos. La tabla 2 muestra una porción de la tabla para circuitos de 24 V. (Los valores de estas tablas pueden ser ajustados mediante simples cálculos para reflejar diferentes porcentajes de caída de tensión. Por ejemplo, se puede calcular los valores para una tabla de 2% multiplicando los valores de la tabla 2 por 2/3). Las tablas han sido calculadas para la longitud del cable en una dirección solamente, teniendo en cuenta que el circuito consiste en conductores positivos y negativos. Como ejemplo, suponga que el conjunto fotovoltaico está a una distancia de 40 pies del controlador y que la corriente máxima es de 10 A. La tabla 2 indica que se puede usar un conductor de calibre AWG No. 8 hasta una distancia máxima (en una sola dirección) de 44,5 pies (13,5 metros). Para determinar el calibre de un conductor es necesario considerar la capacidad total de corriente del conductor y se deben usar fusibles para proteger los conductores. Si se excede este

nivel de corriente, podrían ocurrir sobrecalentamientos, daños al aislamiento y hasta incendios. La capacidad de corriente en amperes depende del calibre del conductor. La tabla 3 muestra algunos valores de esta capacidad para conductores de cobre. Los valores para otros tipos de conductores se pueden obtener de otras fuentes de información, por ejemplo de las tablas del código de normas eléctricas NEC.

Además de la capacidad de corriente en amperes, el proyectista debe considerar la caída de tensión y la pérdida de potencia, ya que ambas dependen de la resistencia del conductor, la cantidad de corriente y la distancia que debe cubrir el conductor. La cantidad de corriente se conoce por los cálculos para determinar la capacidad del sistema. El tipo de conductor y la localización de los componentes pueden ser determinados, hasta cierto punto, por el proyectista. Es muy importante que los sistemas de baja tensión y alta corriente estén equipados con conductores de calibres adecuados. En la selección de conductores, el proyectista del sistema debe tomar una decisión de transacción entre las pérdidas causadas por conductores de calibres pequeños y el costo de aumentar el calibre.

Las hojas de cálculos para determinar los calibres de los conductores constituyen también un medio uniforme para anotar los calibres mínimos necesarios para los diferentes subsistemas. El proyectista debe considerar la distancia que deben cubrir los conductores entre cada subsistema. Comience en el punto donde se conecta la carga de los artefactos eléctricos y proceda hacia el conjunto fotovoltaico, especificando cada conductor. La caída de tensión para cada circuito

TABLA 2
Parte de la tabla de 24 V

DISTANCIA MAXIMA DEL CONDUCTOR EN UNA DIRECCION (M)					
TABLA PARA LA CAIDA DE TENSION DE 3%					
CIRCUITOS DE 24 V					
CALIBRE AWG DE CONDUCTORES					
		14	12	10	8
AMPS	WATTS	M	M	M	M
0.5	12	67.3	107.0	170.1	271.3
1	24	33.6	53.5	85.1	135.6
2	48	16.8	26.8	42.5	67.8
4	96	8.4	13.4	21.3	33.9
6	144	5.6	8.9	14.2	22.6
8	192	4.2	6.7	10.6	16.9
10	240	3.4	5.4	8.5	13.6
12	288	2.8	4.5	7.1	11.3
14	336	2.4	3.8	6.1	9.7
16	384		3.4	5.3	8.5

TABLA 3
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

El Artículo 300 del código NEC contiene información acerca de los diversos tipos y calibres de conductores.

*Para encontrar la capacidad en amperes de otras dimensiones, metales o aislamientos de conductores, consulte las tablas 310-16 a 310-19 del Código Eléctrico Nacional de Estados Unidos o las normas o códigos nacionales.

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

INTERRUPTORES Y FUSIBLES

Se usan interruptores y fusibles para proteger los equipos y al personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado. Los fusibles proporcionan protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falla a tierra. Se deben consultar las normas eléctricas correspondientes, por ejemplo el Artículo 690 del Código NEC, antes de especificar los interruptores y los fusibles. Existe una gran variedad de tipos y tamaños de interruptores y fusibles. Los fusibles también se pueden obtener de muchas formas (figura 17) para facilitar su instalación en circuitos diferentes. Se recomienda el fusible de cable, del tipo limitador, para cada instalación de batería. Use un portafusible para todos los otros lugares. Hay muchos tipos de conjuntos de interruptores y fusibles que son recomendados.

En un sistema fotovoltaico independiente, el operador siempre debe tener presente la capacidad de corriente de la batería. Cualquier batería puede suministrar repentinamente cientos de amperes durante un corto período de tiempo, si ocurre una falla y se cortocircuita la batería. Se usan fusibles para proteger los componentes en caso de fallas (vea la

Se deben proteger los subsistemas contra la posible corriente elevada de la batería.

Instale los interruptores en lugares accesibles.

figura 18). Aunque la corriente del conjunto fotovoltaico es limitada, comúnmente se usa el valor de corriente de cortocircuito del conjunto (multiplicada por 1,25) para especificar la capacidad del fusible que se coloca entre el conjunto y el controlador. Si ocurriera una falla a tierra en el conjunto mientras el controlador estuviera conectado, este fusible protegería los módulos del conjunto contra la corriente de la batería. Se debe usar un fusible con una capacidad de 0,8 veces la corriente de régimen del controlador entre la batería y el controlador y cada circuito de carga de artefactos eléctricos debe estar provisto de un fusible o disyuntor de capacidad adecuada. El proyectista se debe preguntar "¿Qué podría suceder?" y tratar de proteger el sistema contra todas las posibilidades de falla razonables.

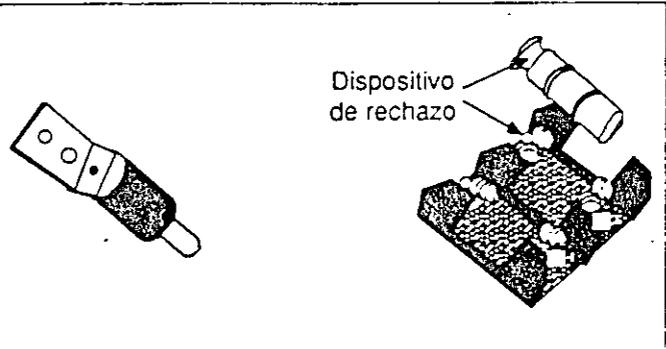


Figura 17. Diferentes tipos de fusibles.

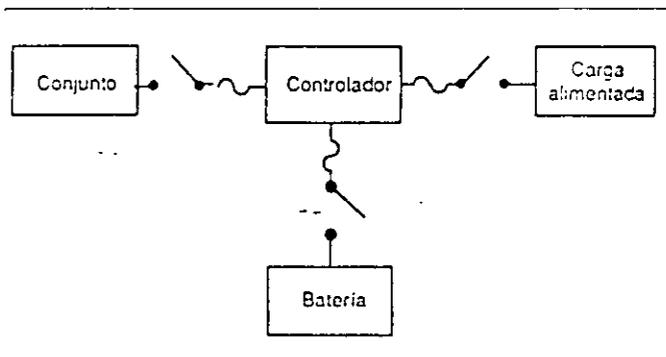


Figura 18. Ubicación de interruptores y fusibles.

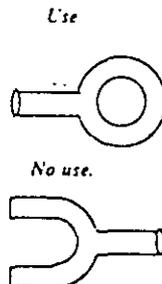
CONEXIONES

Se instalan interruptores de seguridad para aislar el conjunto fotovoltaico, la batería, el controlador y la carga de artefactos eléctricos. Los interruptores deben ser instalados en cajas apropiadas, y deben ser accesibles y fáciles de operar. Los interruptores se diseñan para funcionar ya sea en circuitos de c.c. o de c.a. Los interruptores de c.c. son para servicio pesado y resultan más costosos. No use un interruptor en un circuito de c.c. a menos que haya sido diseñado específicamente para dicha corriente. Un interruptor de c.a. podrá funcionar correctamente unas pocas veces, pero probablemente fallará cuando más se necesite.

Los interruptores de c.c. son diseñados para ciertos niveles de régimen de corriente y tensión. Dos niveles de tensión son comunes: 250 V y 600 V. Los regímenes de corriente de uso común son de 15, 30, 60, 100 y 200 A. El interruptor debe tener suficiente capacidad para soportar la corriente del fusible. Especifique primero los fusibles y después seleccione un interruptor adecuado. A veces es posible ahorrar dinero adquiriendo un interruptor de dos o tres polos en lugar de interruptores separados. Esta es una buena alternativa si los subsistemas se encuentran cerca el uno del otro.

Las hojas de especificaciones del Apéndice B se pueden usar para determinar la capacidad y mantener un registro de los interruptores y fusibles usados en el sistema.

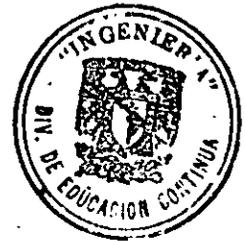
Haga conexiones que duren 20 años o más.



Las conexiones mal hechas son la causa más común de problemas en los conjuntos fotovoltaicos independientes. Para hacer una buena conexión se requiere mucha atención a los detalles, pero el trabajo resulta fácil si se usan las herramientas y conectores apropiados. Proceda en la siguiente forma:

- Use conectores. No trate de enrollar un conductor desnudo sobre un terminal. Recuerde que la conexión debe durar más de 20 años. Asegúrese que el tamaño del conector y el calibre del conductor sean compatibles.
- Quite unos 10 a 13 mm de aislamiento del conductor y asegúrese que el alambre esté bien limpio. Si es necesario, límpielo con un buen disolvente.
- Use una herramienta plegadora (de presión) para fijar el conector al conductor. El conector del tipo de anillo es superior al del tipo de espada porque no es posible que se salga del terminal.
- Suelde la conexión plegada e inspecciónela cuidadosamente. Esta conexión es de particular importancia si la instalación se hace en un ambiente marino expuesto a la intemperie. Haga la prueba de halar o tirar del conductor para ver si está firme.

- Haga las conexiones entre los subsistemas por medio de tiras terminales instaladas en una caja resistente a la intemperie. No trate de hacer más de dos o tres conexiones en un mismo terminal. Asegúrese que los conductores y terminales estén limpios y que sean del mismo tipo de metal. Apriételos firmemente.
- Deje una longitud adecuada de conductor a la entrada y salida de las cajas. Evite ángulos muy agudos en los conductores. Verifique que cada conexión esté bien libre de deformaciones.
- Después de la instalación, haga una prueba completa. Inspeccione todas las conexiones. Observe los lugares donde las conexiones o conductores desnudos pueden entrar en contacto con la caja de metal o con otros equipos metálicos. Asegúrese que los conductores conectados a la tira terminal no se entrecrucen cerca de la tira. Inspeccione los puntos de entrada y salida para ver si hay cortes u otros daños en el aislamiento de los conductores.



CENTRO DE INFORMACION
Y DOCUMENTACION
"ING. BRUNO MASCAZONINI"

INSTALACION DEL SISTEMA

¿Cómo se debe conectar a tierra el conjunto fotovoltaico?

¿Qué se debe hacer para proteger el conjunto contra el viento y los rayos?

¿Qué clase de cajas o compartimentos se debe usar para las baterías?

Los sistemas fotovoltaicos independientes podrán producir energía en forma confiable durante más de dos décadas si se calculan con la capacidad adecuada, se diseñan correctamente y se instalan con todo cuidado. Todas las conexiones eléctricas se deben hacer de acuerdo con las normas eléctricas correspondientes. Por ejemplo, el Artículo 690 del Código Eléctrico NEC se refiere específicamente a los sistemas fotovoltaicos y presenta normas fundamentales para el alambrado y la conexión a tierra de dichos sistemas. En este Manual se describen ciertas pautas generales basadas en la experiencia adquirida en la práctica.

El tratar de ahorrar dinero en la instalación de los componentes del sistema es una falsa economía.

CONJUNTOS FOTOVOLTAICOS

Los conjuntos de módulos de los sistemas fotovoltaicos generalmente se instalan en el terreno o se montan en el techo de una estructura. Un conjunto instalado en el terreno puede ser del tipo de inclinación fija o de seguimiento. Los cálculos del ángulo de inclinación y de la orientación se presentan en la sección de conjuntos fotovoltaicos. Los herrajes necesarios para la instalación de un conjunto de orientación e inclinación fijas se pueden obtener de la fábrica de los módulos, o se pueden diseñar y fabricar especialmente para la aplicación deseada. La mayoría de las fábricas de módulos venden herrajes de montaje diseñados específicamente para sus productos. Estos herrajes se diseñan para aplicaciones

Usar materiales que duren más de 20 años.

múltiples, teniendo en cuenta ciertas consideraciones, tal como la fuerza causada por el viento. Con estos herrajes la instalación de los módulos resulta fácil y económica, a menos que el sitio de instalación requiera herrajes especiales. Se usa una gran variedad de materiales en el montaje de conjuntos fotovoltaicos.

- **Aluminio** - Es liviano, fuerte y resistente a la corrosión. Las piezas angulares de aluminio son fáciles de usar y de taladrar. Además son compatibles con los bastidores de muchos módulos fotovoltaicos. Es difícil obtener ménsulas y las fabricadas especialmente resultan caras. Además, el aluminio no es fácil de soldar.
- **Piezas angulares de hierro** - Son fáciles de usar, pero se corrompen rápidamente. La galvanización protege contra la corrosión, pero en las regiones costeras la corrosión puede acortar la duración de la estructura de soporte de los módulos. Este material es de fácil adquisición. Las ménsulas se pueden soldar fácilmente.
- **Acero inoxidable** - Es costoso y difícil de usar, pero podrá durar por décadas. Este material podrá ser una buena inversión en las regiones con ambiente salino.
- **Madera** - Es económica, y de fácil adquisición y uso. Los módulos requieren travesaños o abrazaderas

para su instalación. La madera debe ser tratada con un producto de conservación. No se recomienda para climas húmedos.

Es muy posible construir simples estructuras de montaje para conjuntos fotovoltaicos usando materiales que se pueden adquirir en la mayoría de las ferreterías. La figura 19 muestra una técnica que se ha usado para montar conjuntos pequeños sobre el terreno. Se puede usar aluminio o acero galvanizado para las piezas de soporte, postes del tipo usado en cercas de acero pueden ser enterrados como fundaciones, y la viga transversal principal se puede hacer de madera tratada para conservación, metal o concreto. Muchas ferreterías venden tornillos en forma de U galvanizados y una variedad de ménsulas. Si las ménsulas tienen que ser fabricadas especialmente, el costo de ellas se convierte en un factor importante. Se

deben usar tornillos y tuercas de acero inoxidable, porque no se oxidan y permiten remover partes del conjunto si necesitan mantenimiento en el futuro. El cimiento del conjunto debe ser diseñado para resistir la fuerza del viento en la región de instalación. La fuerza del viento depende de la superficie que ocupa el conjunto y del ángulo de inclinación. Consulte algún libro de ingeniería mecánica para información de los métodos que se usan para calcular la fuerza del viento o consulte a la fábrica de los módulos.

No es necesario cambiar el ángulo de inclinación de un conjunto fotovoltaico para compensar los cambios estacionales de la posición del sol. En regiones situadas a latitudes medias, se estima que un cambio del ángulo de inclinación cada tres meses produciría un aumento de energía de menos del 5%. En la mayoría de las aplicaciones, el costo de mano de obra adicional y la complejidad de la estructura de montaje no compensan el aumento de energía que se obtiene.

Si se desea que el conjunto siga la trayectoria del sol, se recomienda usar unidades de seguimiento pasivas con un solo eje de rotación. Estas unidades no necesitan control o alimentación eléctrica. Vea la figura 20. Las unidades de seguimiento usan un sistema cerrado de freón que le permite al conjunto seguir la posición del sol con una exactitud adecuada para módulos fotovoltaicos del tipo no concentrador. Las unidades de seguimiento para pequeños sistemas fotovoltaicos independientes se instalan sobre postes y pueden sostener de 4 a 12 módulos. Las fábricas de estas unidades normalmente suministran todos los herrajes necesarios y las instrucciones para

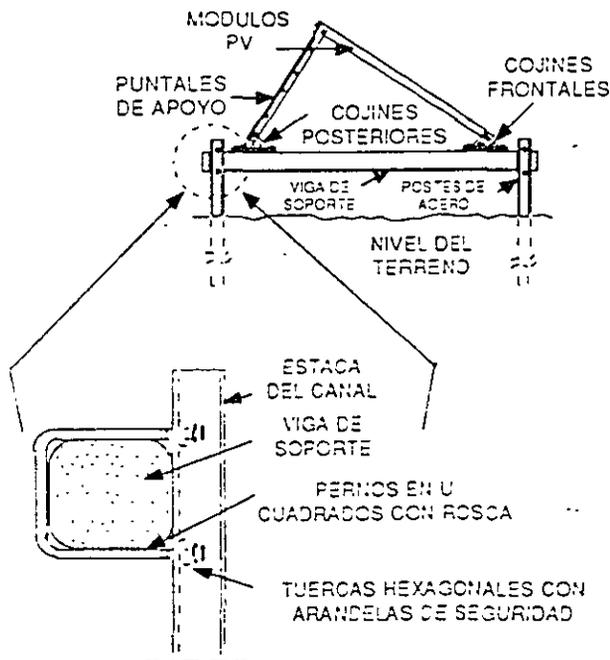


Figura 19. Montaje sencillo a nivel del terreno para conjuntos fotovoltaicos.

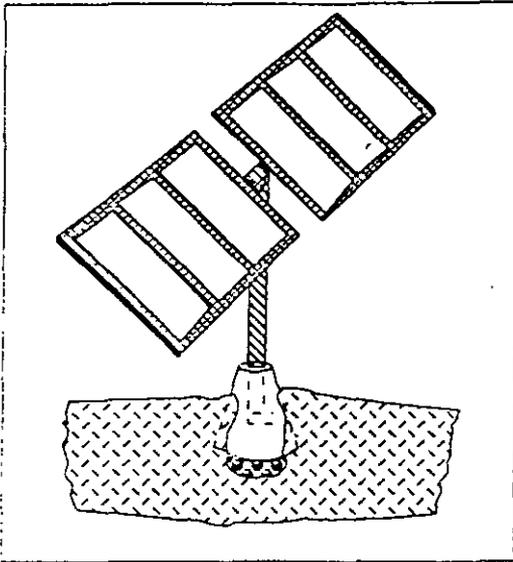


Figura 20. Unidad de seguimiento pasivo para un conjunto fotovoltaico.

una instalación segura de la unidad. El tipo y tamaño del cimiento necesario para la unidad de seguimiento depende del tamaño del conjunto a ser sostenido. Se recomienda usar concreto reforzado (hormigón armado) con pernos de anclaje. El fundamento y la estructura de soporte se deben diseñar para resistir la mayor fuerza de viento que se pueda esperar en la región. El movimiento del conjunto fotovoltaico debe ser verificado para tener la certeza de que el trayecto está libre de obstrucciones, particularmente si el conjunto rotatorio está inclinado.

En general, se debe evitar el montaje de módulos fotovoltaicos sobre el techo, porque la instalación y el mantenimiento resultarían más difíciles, particularmente si la orientación y el ángulo del techo no son compatibles con los requisitos solares. Además, sería necesario penetrar el material impermeable del techo, lo que podría causar goteras a menos que se hiciera con todo cuidado. Use alguna sustancia selladora o masilla de recalque alrededor de cada agujero. También es muy importante

que las ménsulas de montaje queden fijadas en el techo en forma firme y segura. Sería mejor fijar las ménsulas a las vigas principales del techo, pero esto es difícil porque no hay compatibilidad entre el tamaño de los módulos y el espacio entre las vigas. Si hay acceso a la parte inferior del techo, se puede insertar bloques de madera de 5 x 15 cm entre las vigas y fijar los módulos sobre los bloques. Si no es posible hacerlo, la última alternativa sería usar la cubierta de madera contrachapada del techo para sostener el conjunto, pero este tipo de instalación no es recomendable. En muchas regiones, los inspectores de construcción no aprobarán el uso de madera contrachapada del techo como soporte de una estructura. En regiones de vientos fuertes, el techo podría ser arrancado si se le hubiera instalado un conjunto fotovoltaico sin haber considerado todos los aspectos de ingeniería.

Se recomienda que los conjuntos fotovoltaicos independientes sean instalados sobre el terreno.

Si se hace la instalación sobre el techo, debe mantenerse libre de obstrucciones el paso del aire por debajo del conjunto, como se muestra en la figura 21. El conjunto funcionará a menor temperatura y producirá más energía si está a una distancia del techo no menor de 3 pulgadas (7,5 cm). No se recomienda montar los módulos directamente a ras del techo, pues entonces los módulos serían más difíciles de probar y reemplazar, y se reduciría el rendimiento debido a la mayor temperatura de funcionamiento.

-- BATERIAS

Se debe proteger las baterías contra los elementos. Si se anticipan temperaturas congelantes, las baterías se pueden enterrar en un compartimento imperme-

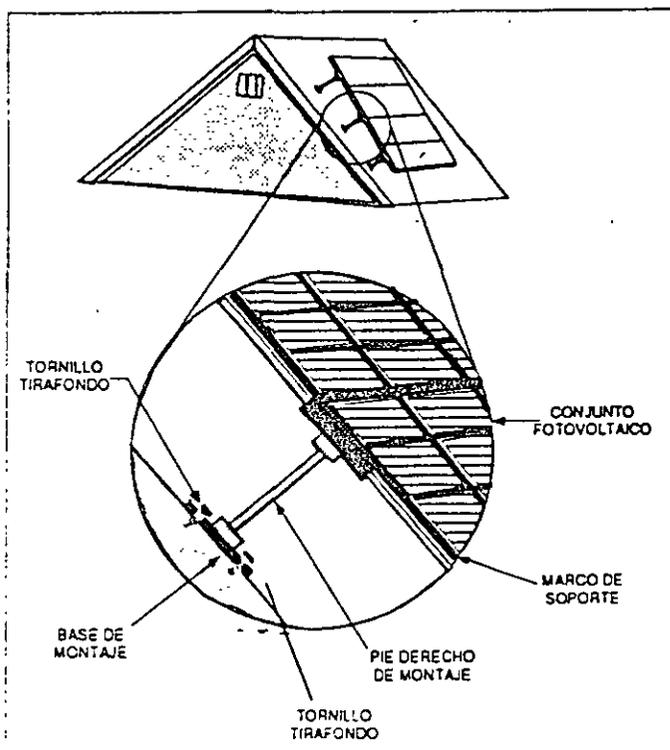


Figura 21. Conjunto fotovoltaico de montaje en el techo.

able debajo de la línea de congelación, o se instalan dentro de una estructura que permanezca por encima de la temperatura de congelación. Si se entierran las baterías, se debe seleccionar un sitio con buen drenaje y el compartimento debe contar con un agujero de drenaje. Las baterías no se deben colocar directamente sobre concreto, ya que podrían descargarse si la superficie se humedece demasiado. Se debe proveer una ventilación adecuada para reducir los peligros de explosión si se instalan baterías de electrolito líquido dentro de un edificio. Las baterías se deben instalar en lugares de acceso limitado a personas autorizadas. Nunca permita el acceso de niños o animales a las baterías, a menos que estén debidamente supervisados.

No instale las baterías sobre superficies frías y húmedas.

Se puede adquirir compartimentos para baterías, pero son muy costosos si se compran en pequeñas cantidades. En sistemas pequeños se pueden usar cajas de baterías, del tipo marino o de camión. Muchos de estos tipos de cajas pueden resistir la luz directa del sol.

EQUIPOS ELECTRONICOS

Los controladores, conversores o inversores electrónicos deben ser protegidos contra la intemperie para asegurar una larga vida útil. Las tarjetas de circuitos impresos usadas en estas unidades deben estar recubiertas con una capa uniforme para proteger los componentes electrónicos contra la humedad y el polvo. Los interruptores, fusibles y puntos de conexión eléctricos se deben colocar en cajas herméticas del tipo recomendado por la industria eléctrica, por ejemplo la asociación NEMA de los Estados Unidos. Estas cajas se pueden adquirir en las casas vendedoras de productos eléctricos. Si se usan cajas con sello de aceite, el polvo puede penetrar por los agujeros hechos para los conductores. Se recomienda hacer limpiezas ocasionales. Las cajas eléctricas usadas para interruptores, fusibles, etc., son nidos favoritos para arañas, avispas y otros insectos. Si bien estos insectos no afectan el rendimiento del conjunto fotovoltaico, pueden dificultar el mantenimiento.

Las altas temperaturas acortarán la vida útil de los equipos electrónicos. Se debe proveer circulación del aire, particularmente para los inversores o controladores del tipo de derivación. El polvo es un problema en las áreas bien ventiladas. Si es posible, use filtros contra el polvo en los puntos de acceso del aire.

CONEXION A TIERRA

El objeto de la conexión a tierra es proporcionar un trayecto bien definido, de baja resistencia, desde puntos seleccionados del sistema fotovoltaico independiente a tierra. Este trayecto deberá conducir la corriente de falla si ocurre un mal funcionamiento en el sistema. Se necesita dos tipos de conexiones a tierra en todo sistema fotovoltaico: conexión a tierra del sistema y conexión de los equipos.

En la conexión a tierra del sistema, uno de los conductores—usualmente el negativo—es conectado a tierra en un solo punto. Esta conexión establece la tensión máxima con respecto a tierra y también sirve para descargar las corrientes transitorias inducidas por los rayos. Una conexión de baja resistencia requiere un buen contacto con la varilla de tierra y el suelo mismo. El contacto con el agua subterránea ayuda a reducir la resistencia. Si el sistema estuviera sobre un suelo rocoso, resultaría ser más difícil lograr una buena conexión.

La conexión a tierra de los equipos se hace principalmente por razones de seguridad. Todas las superficies metálicas y la armazón del conjunto, que pudieran ser tocadas por el personal, deben estar conectadas a tierra. Esta conexión

Más fallas se deben a conexiones mal hechas que a problemas en los componentes del sistema.

reducirá el riesgo de electrocución si ocurriera una falla a tierra. El artículo 250 del código NEC trata de estas conexiones, y el artículo 690-41 se refiere a la conexión a tierra de los sistemas fotovoltaicos.

Un conjunto fotovoltaico puede actuar como pararrayos si está ubicado a gran elevación con respecto al terreno que lo rodea. En particular, los sistemas de bombeo de agua atraen los rayos debido al trayecto de baja resistencia que proveen el pozo y la tubería de revestimiento. Las corrientes transitorias pueden ser causadas por la descarga directa de un rayo o por el acoplamiento electromagnético de energía en los conductores del sistema. Muy pocas medidas se pueden tomar para proteger los equipos de un sistema fotovoltaico contra la descarga directa de un rayo. Las corrientes transitorias causadas por rayos cercanos ocurren con mayor frecuencia, pero causan menos daños. Una buena conexión a tierra ayudará a disipar parte de la energía antes de que se extienda por todo el conjunto. Se recomienda el uso de dispositivos de protección, por ejemplo los movistores. Estos dispositivos se pueden adquirir comercialmente y se deben instalar en el lado de entrada de c.c. de los inversores o controladores o a la salida del conjunto fotovoltaico si hay más de 30 metros de separación entre el conjunto y el controlador.



LA FAMILIA PEREZ

Se le enseñó a cada miembro de la familia cómo operar el sistema en forma segura.

Los Pérez seleccionaron los principales componentes de su sistema fotovoltaico. Durante la selección se dieron cuenta que un sistema consiste en un conjunto de componentes interactivos, cuyo funcionamiento depende de la confiabilidad de cada componente. Supieron que la mayoría de las paralizaciones de servicio se deben más bien a fallas de interruptores, fusibles y conexiones que a fallas de los componentes principales. También supieron que la confiabilidad de un sistema depende, en gran parte, de buenas prácticas de instalación. Como los Pérez tenían la intención de supervisar la instalación de su sistema, estudiaron el Código NEC y consultaron varios códigos específicos locales. Tenían particular interés en materias de seguridad, cumplimiento con las normas eléctricas, compartimentos para las baterías de almacenaje, conexiones a tierra y protección de los equipos contra los rayos. Los Pérez seleccionaron cuidadosamente el lugar de instalación del conjunto fotovoltaico, baterías y sistema de control. En este sistema decidieron instalar el inversor, el controlador y los interruptores de seguridad. Modificaron los planos de la edificación y agregaron un cuarto de 5,5 metros cuadrados para las baterías.

Incluyeron un buen sistema de ventilación cruzada para las baterías de plomo-antimonio con electrolito líquido. El cuarto de baterías, provisto de aislamiento, se instaló contiguo a la casa, pero sólo se podía entrar desde afuera por una puerta doble con cerradura. El equipo de control se instaló en el garage, a sólo 2,5 metros de la batería. La instalación del conjunto fotovoltaico se hizo de acuerdo con la simple técnica de montaje sobre el terreno descrita en este Manual. Los Pérez usaron una viga de pino de 10 x 10 cm con tornillos tirafondo para asegurar los marcos de los paneles. Los marcos, puntales y almohadillas de soporte se adquirieron de la misma fábrica que suministró los módulos. Por lo tanto, se pudo usar el cableado diseñado por la fábrica para la conexión eléctrica de los módulos. Los Pérez usaron conductos eléctricos para todos los cables, con excepción del tendido entre el conjunto fotovoltaico y la batería. Se usó cable de enterramiento directo, calibre AWG 6. Este calibre era mayor que el necesario, pero serviría para mantener la caída de tensión a un valor justamente sobre 1%.



CENTRO DE INFORMACIÓN
Y DOCUMENTACIÓN
CALLE DEL PUERTO PASADIZO

MANTENIMIENTO

¿Qué grado de mantenimiento se requiere?

¿Necesito instrumentos especiales o adiestramiento técnico?

MANTENIMIENTO PERIODICO

Se recomienda una inspección periódica en todo sistema fotovoltaico independiente. Así se pueden descubrir y corregir problemas pequeños antes de que lleguen a afectar el funcionamiento del sistema. El mantenimiento preventivo es el mejor cuidado.

Usted debe inspeccionar su sistema cuando esté funcionando bien. No espere hasta que se presente algún problema. Conozca las fallas que pueden ocurrir. Usted puede hacer una gran parte de la inspección sólo con un voltímetro y un poco de sentido común. Se pueden evitar muchas fallas si se hacen inspecciones periódicas y se toman las medidas necesarias con anticipación. Haga las siguientes inspecciones en forma periódica:

- Ve a que todas las conexiones del sistema estén bien firmes. Las conexiones de la batería deben ser limpiadas y tratadas periódicamente con un inhibidor de corrosión, que se puede adquirir en cualquier casa de artículos automovilísticos
- Verifique el nivel del electrolito y la gravedad específica de la batería. Siga los métodos de medición y los valores recomendados por la fábrica. Las mediciones de gravedad específica pueden suministrar indicaciones falsas si el electrolito se ha

El mantenimiento preventivo es el mejor cuidado.

Inspeccione los sistemas por lo menos una vez al año.



estratificado. Es mejor medir la gravedad específica después de cargar la batería completamente. Nunca exceda el nivel máximo de electrolito.

- Con la batería bajo carga, mida la tensión de cada celda y compárela con la tensión media de todas las celdas. Si la tensión de cualquier celda del mismo sistema varía en más del 10% del valor medio, es posible que exista un problema. Consulte a la fábrica o al vendedor de la batería.
- Inspeccione el alambrado del sistema. Si el alambrado está al descubierto, observe si se ha dañado el aislamiento. Inspeccione los puntos de entrada y salida de todas las cajas de empalme y vea si el aislamiento de los cables tiene roturas o rajaduras.
- Inspeccione la estructura de montaje del conjunto y el mecanismo de seguimiento. Revise periódicamente cualquier sistema de anclaje que se haya usado.
- Inspeccione el funcionamiento de los interruptores. Asegúrese que el movimiento sea firme. Ve a si los contactos están corroídos o quemados. Si se usan fusibles, ve a si hay descoloración en los extremos.

Una vez instalado el sistema, el proyectista debe suministrar instrucciones específicas para el mantenimiento necesario. Si se siguen las instrucciones, se hacen simples inspecciones y se corrige cualquier problema visible, aumentará la disponibilidad del sistema y se prolongará su vida útil.

Inspeccione primero las partes sencillas.

Seguridad ante todo.

LOCALIZACION DE FALLAS

Si ha ocurrido un tipo de problema conocido o sospechado, generalmente se puede ubicar si se sigue una sucesión lógica de pruebas y se analizan los resultados de las mismas. Las pruebas básicas se pueden efectuar con instrumentos sencillos y herramientas comunes. Todo lo que se requiere es un voltímetro, un hidrómetro, pinzas (alicates), destornilladores (desarmadores) y llaves ajustables o de expansión. Para trabajar en el cuarto de las baterías se recomienda usar guantes, gafas de seguridad y zapatos con suela de caucho. Conviene quitarse cualquier objeto como reloj, anillo u otra joya que se lleve, antes de probar los circuitos eléctricos. Las pruebas del sistema deben hacerse entre dos personas. Antes de

comenzar, asegúrese que ambas personas conozcan la ubicación de los interruptores de desconexión o disyuntores y sepan como operarlos. Recuerde que los conjuntos fotovoltaicos producen energía eléctrica todo el tiempo que brille el sol.

Vea primero si hay fusibles quemados, disyuntores abiertos, o malas conexiones. Después inspeccione el subsistema de batería. En seguida revise los controladores y finalmente el conjunto. La guía de localización de fallas que se muestra en la figura 22 proporciona una orientación general para encontrar averías en los sistemas fotovoltaicos independientes provistos de baterías.

Si la carga de artefactos eléctricos está operando todavía, pero la cantidad de potencia disponible no es la normal, el problema podrá ser más difícil de encontrar. La potencia de salida de un sistema fotovoltaico independiente varía con las condiciones, y la inspección del funcionamiento del sistema requiere la medida simultánea de las condiciones solares dadas y de la potencia de salida del sistema. Estas mediciones podrán requerir equipos de pruebas específicos difíciles de conseguir. Consulte al diseñador o al instalador de su sistema.



LA FAMILIA PEREZ

Los Pérez compraron un libro de registro para anotar todos los datos del sistema.

Los Pérez especificaron que su sistema fotovoltaico incluyera detectores e instrumentos de medición de fácil lectura para poder observar el funcionamiento del sistema y estar alerta en caso de posibles problemas. Los Pérez adquirieron un libro de registro para anotar todos los eventos relacionados con el sistema. Pusieron el libro y todos los documentos del sistema en una repisa cerca del cuarto de control. El mismo libro de registro serviría para anotar los resultados de las inspecciones mensuales de la batería y del sistema.

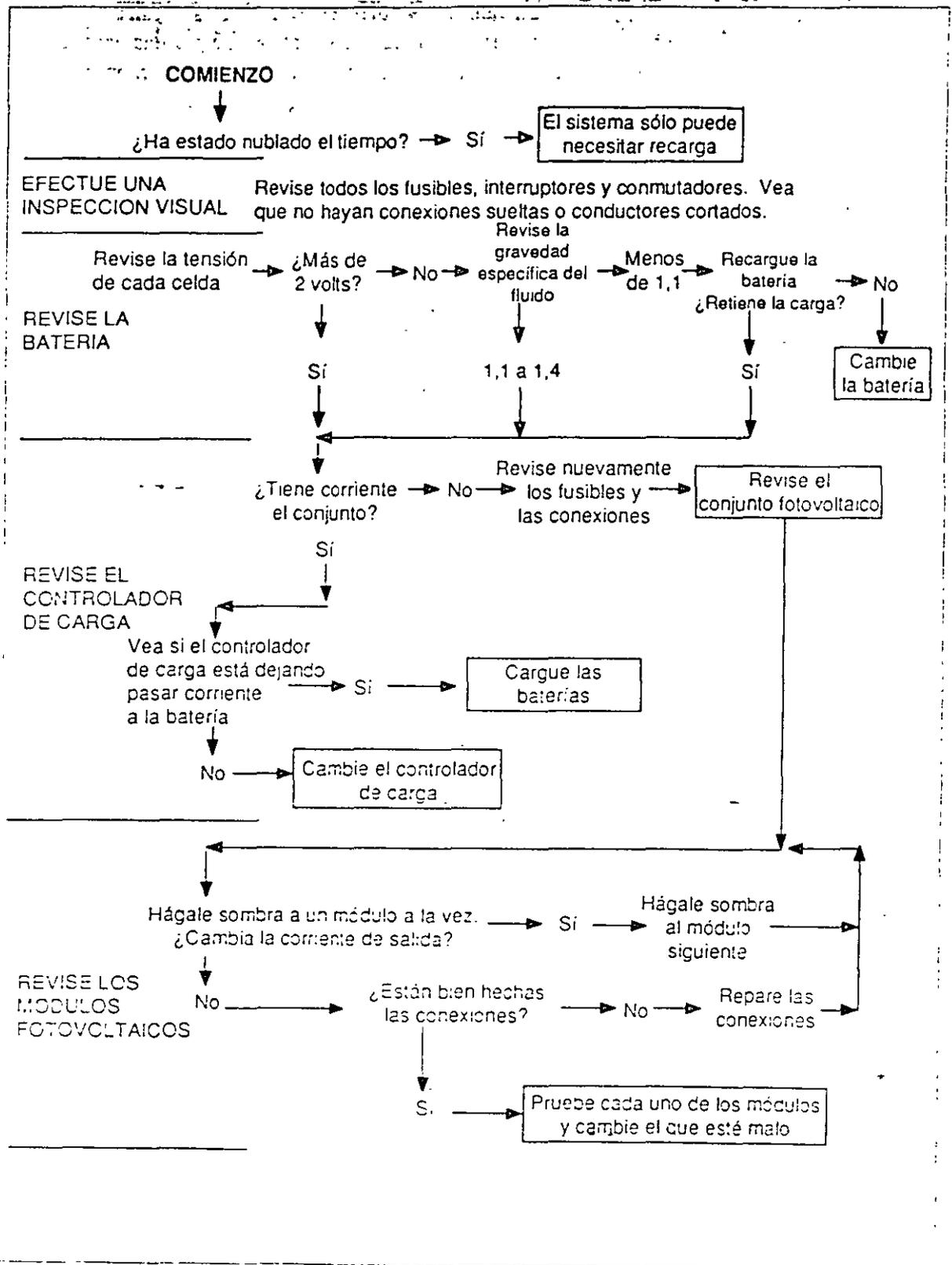


Figura 22. Guía de localización de fallas.

La familia también especificó el suministro de un manual de operaciones completo con todos los diagramas esquemáticos del sistema, las especificaciones y garantía de los componentes, procedimientos de mantenimiento preventivo y guía de localización de fallas. Pasaron varias horas estudiando la documentación del sistema, y cada miembro de la familia aprendió a desconectar la corriente del inversor y tener presente que el lado de corriente continua del interruptor de desconexión permanecería "vivo" (con tensión) mientras el sol brillara sobre el conjunto.

Los Pérez inspeccionaban la condición del sistema cada tres meses y apretaban las conexiones, limpiaban las cajas de los equipos y observaban cualquier señal de corrosión; también verificaban el nivel de electrolito de la batería. Así corregían los problemas pequeños antes de que resultaran costosos. Están muy satisfechos con el servicio del sistema.

ECONOMIA: CALCULO DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA UTIL

¿Cómo comparo el costo de diversos sistemas?

DESCRIPCION

Hay diversas opciones de generación de energía para suministrar electricidad a cualquier instalación ubicada en un sitio remoto. Mediante el cálculo del costo del ciclo de vida útil, que es una forma de análisis económico, se puede hacer una comparación directa del costo de las diversas opciones, tales como un sistema fotovoltaico, un generador de funcionamiento con gas o la extensión de la red eléctrica de la empresa de servicios públicos.

Existen varias razones para usar el análisis del costo del ciclo de vida útil (que abreviaremos CCVU) en lugar de comparar simplemente el costo inicial de diversos sistemas de suministro de energía. Los gastos de instalación constituyen solamente uno de los numerosos factores del costo total de un sistema. La necesidad o proporción de mantenimiento, reparaciones y combustible puede variar entre sistemas. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico puede tener un costo inicial superior al de un generador de gas, pero no requiere combustible y su mantenimiento es mucho menor. Con el análisis CCVU el proyectista puede evaluar todos los costos relacionados con la instalación y utilización de un sistema de energía eléctrica durante un periodo de 20 a 30 años. Este análisis permite obtener una evaluación real del costo a través de toda la vida útil del sistema.

El análisis CCVU ayuda a comparar el costo de diversas opciones de sistemas.

Debido a que el análisis CCVU requiere la identificación específica de cada componente de costo (tal como el reemplazo de la batería), el proyectista puede estudiar el impacto económico del uso de diferentes componentes de costo con diferentes factores de confiabilidad. Así podrá diseñar el sistema que resulte más económico en función del costo.

Con el análisis CCVU el proyectista también podrá estudiar el impacto de cambiar ciertas variables económicas, tales como las tasas de interés y los niveles de inflación. Esta información le permitirá al proyectista determinar los límites económicos de un proyecto.

El análisis CCVU constituye una ayuda útil y sencilla para comparar costos y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos, siempre que se aplique de manera uniforme. Debido a que en esta clase de análisis sólo se toman en cuenta los costos, la demanda de carga de artefactos y la disponibilidad de energía deben ser iguales. Si ambos sistemas pueden efectuar el mismo trabajo con la misma confiabilidad, el beneficio neto será idéntico y la comparación de costos indicará cual sistema tiene el costo del ciclo de vida útil más bajo.

A menudo, los sistemas que se comparan tienen diferente capacidad de carga y confiabilidad. La diferencia entre sistemas fotovoltaicos y de queroseno

para refrigeración de vacunas es un buen ejemplo. La refrigeración fotovoltaica (95% de disponibilidad) es más confiable que la de queroseno (50% de disponibilidad) y, por lo tanto, reduce las pérdidas de vacunas, factor que no se toma en consideración en el análisis CCVU. Para comparar los dos tipos de sistemas con el análisis CCVU, ambos deben tener la misma confiabilidad, lo que se puede lograr mejorando el diseño del sistema menos confiable hasta igualar la confiabilidad del mejor. En el caso del ejemplo, podría ser necesario instalar dos refrigeradores de querosén, de manera que uno permanezca en reserva para entrar en servicio en caso que falle el otro.

El análisis CCVU se puede aplicar al estudio del impacto que tienen los cambios en los cálculos preliminares de las variables económicas.

Una limitación que tiene el análisis CCVU es el hecho de que hay consideraciones a las cuales no se puede fijar un valor monetario. Por ejemplo, se conoce el precio de un litro de combustible diesel, pero no se puede cuantificar el costo de la contaminación del aire ni el efecto del ruido por un generador. Todos los buenos análisis económicos son influenciados por factores sociales, ambientales y políticos que pueden ser más importantes que el simple estudio para lograr un ciclo de vida útil económico.

Convierta todos los costos a su valor actual.

ingeniería del sistema y su instalación. Este costo se calcula siempre como un solo pago que ocurre en el primer año del proyecto, no importa como sea financiado.

El costo de mantenimiento (M) equivale a la suma de todos los costos anuales de mantenimiento programado y operación. El mantenimiento no incluye los costos de combustible o reemplazo de equipos, los cuales se calculan separadamente. Los costos de mantenimiento incluyen costos tales como el salario de un operador, inspecciones, seguros, impuestos sobre la propiedad y todo el mantenimiento programado.

El costo de energía (E) de un sistema es la suma de los costos anuales de combustible o energía. Un sistema fotovoltaico independiente no tendrá gastos de energía, pero un sistema híbrido necesitará uso de combustible diesel o propano para hacer funcionar un generador. El costo de energía se calcula separadamente del costo de operación y mantenimiento, para poder considerar el factor de inflación en el precio del combustible.

El costo de reemplazo (R) es la suma de todos los costos previstos de reparación y reemplazo de equipos durante la vida útil del sistema. El reemplazo de una batería es un buen ejemplo de tal costo, que puede ocurrir una o dos veces durante la vida útil de un sistema fotovoltaico. Normalmente, estos costos ocurren en años específicos y se incluyen como una suma global en dichos años, en lugar de calcularse como un costo medio anual.

El valor de recuperación (V) de un sistema es su valor neto o de rescate en el último año del ciclo de vida útil. Es práctica común asignar un valor de 20%

METODO

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

$$LCC = C_{0,t} + M_{0,t} + E_{0,t} + R_{0,t} - V_{0,t}$$

El costo del capital (C) de un proyecto incluye el capital inicial necesario para los gastos de equipos, diseño e

del costo original a los equipos mecánicos que pueden ser recuperados. Este porcentaje puede ser modificado de acuerdo con factores tales como obsolescencia o envejecimiento y el grado de mantenimiento.

El costo del ciclo de vida útil (CCVU) de cualquier tipo de sistema generador de energía se puede calcular a partir de los cuatro factores de costo y el valor de recuperación. El subíndice "va" de cada factor de costo significa que los costos futuros se deben presentar en términos de su "valor actual", o sea el valor hoy en día. Este cálculo se puede efectuar con el método de análisis simplificado CCVU que se describe más adelante, sin necesidad de calculadora o computadora.

Debido a que en el análisis CCVU se suman los costos que ocurren en distintos años, es necesario convertirlos a cantidades equivalentes en moneda de valor actual. Se usa una tasa o tipo de descuento para convertir las cantidades a su valor actual.

Los costos futuros tienen que ser descontados (o sea calculados con un porcentaje de descuento) debido a la variación de valor que tiene el dinero con el tiempo. Por ejemplo, un dólar recibido hoy vale más que la promesa de recibir un dólar el año próximo, porque el dólar de hoy se puede invertir y ganar intereses. Las futuras sumas de dinero también tienen que ser descontadas debido al riesgo inherente de que los eventos futuros no sucedan en la forma prevista.

Para el descuento de los costos futuros se pueden usar los factores de multiplicación que contienen las tablas 4 y 5 de este capítulo. La tabla 4 indica los factores simples de valor actual. Estos factores se

El valor de recuperación es generalmente el 10 ó 20% del valor original.

usan para el descuento de un costo que ocurra en un año determinado, tal como el reemplazo de la batería el décimo año de un proyecto o instalación. La tabla 5 indica los factores uniformes de valor actual, que se emplean para el descuento de costos que se repiten anualmente, tal como el costo anual de combustible para un generador. Para aplicar estas tablas, simplemente elija la columna apropiada de la tasa de descuento y lea el factor de multiplicación correspondiente al año o grupo de años correcto.

La tasa de descuento elegida para un análisis de CCVU tendrá un gran impacto sobre los resultados finales. Una baja tasa de descuento enfatizará los costos futuros (por descontarlos menos que los costos actuales o iniciales). Una alta tasa de descuento tendrá justamente el efecto contrario: enfatizará los costos iniciales sobre los costos futuros.

La tasa de descuento debe reflejar el nivel potencial de ganancias del propietario del sistema. No importa si el propietario es un gobierno nacional, una pequeña población o una persona particular, el dinero gastado en un proyecto se podría haber invertido en cualquier otra forma para ganar un interés cierto. Por ejemplo, una persona podría obtener un rendimiento anual de 10% con una inversión segura en bonos durante el período considerado en el análisis del ciclo de vida útil.

La tasa de descuento tiene un gran impacto sobre los resultados finales.

La tasa nominal de inversión, sin embargo, no es la tasa de rendimiento real que recibe un inversionista por el dinero colocado en un proyecto. La inflación, o sea la tendencia al aumento de los precios con el tiempo, hará disminuir el valor de las ganancias futuras. Por lo tanto, el

porcentaje de inflación debe restarse de la tasa de rendimiento nominal del inversionista para obtener la tasa de descuento neta. Por ejemplo, si la tasa nominal de inversión era de 10%, y se asumió que la inflación general llegaría al 5% durante el período del análisis CCVU, la tasa de descuento neta sería de 5%.

Debido a que a menudo la inflación afecta a diversos productos en forma diferente, la tasa de inflación general puede resultar demasiado baja o demasiado alta para ciertos productos. En un mundo ávido de energía, por ejemplo, los precios de combustibles se elevan con mayor rapidez que la inflación general. Las fuentes gubernamentales publican periódicamente tasas diferenciales de la inflación de combustibles (que es la diferencia entre la inflación de los combustibles y la inflación general. El efecto de la inflación diferencial para cualquier tipo de producto o servicio se puede calcular con mucha aproximación restando dicha inflación de la tasa de descuento neto y usando dicha tasa modificada para determinar el valor actual del producto o servicio. Por ejemplo, si la inflación diferencial del combustible diesel fuera 2% y la tasa de descuento neto fuera 5%, se usaría una tasa de descuento de 3% para calcular el valor actual de los costos futuros del combustible. (La fórmula exacta para calcular el efecto de la inflación se indica más adelante en la Nota Técnica No. 3).

Es necesario tomar en consideración varios factores al elegir el periodo de duración para efectuar un análisis CCVU. El primero es la vida útil del equipo o sistema. Los módulos fotovoltaicos deben funcionar sin fallas durante 20 años, o más. Por lo tanto, para analizar un sistema fotovoltaico sobre un período de 5 años,

habría que descontar su durabilidad y confiabilidad. También se debe considerar la vida económica de un sistema ya que, debido al creciente desarrollo tecnológico, el sistema puede quedar anticuado antes que termine su vida física. El período normal elegido para evaluar proyectos fotovoltaicos es de 20 a 30 años.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Debido a que en los análisis de CCVU es necesario tomar en cuenta ciertas suposiciones acerca de futuras cantidades variables económicas y técnicas, el proyectista de un sistema, si desea, podría comprobar el impacto de dichas suposiciones. La comprobación puede efectuarse mediante un análisis de sensibilidad, en el cual se varía cierto parámetro (tal como la inflación del combustible o la vida útil de una batería) para determinar su impacto particular sobre los costos totales del ciclo de vida útil.

Use un período de 20 a 30 años para la evaluación de un sistema fotovoltaico.

Por ejemplo, el análisis CCVU sirve para evaluar el impacto de diferentes tasas de inflación. Este método de análisis de sensibilidad también puede resultar valioso para llegar a decisiones de compromiso con respecto a las especificaciones de equipos y operaciones. Por ejemplo, la instalación de una batería de mayor capacidad en un sistema fotovoltaico puede reducir la profundidad de descarga y prolongar la vida útil de la batería, pero se requiere una inversión inicial mayor. El análisis de sensibilidad también se puede usar para calcular el costo de diferentes suposiciones del ciclo de descarga de la batería. Los resultados le ayudarán al proyectista a tomar una decisión

definitiva, si ya conoce el costo y el período de vida útil de la batería.

De igual manera se pueden analizar las consecuencias económicas de las decisiones de compromiso, ya sea entre la capacidad del conjunto fotovoltaico y la capacidad de la batería, entre el uso de agua y el de una batería de almacenaje en los sistemas de bombeo, o entre la capacidad fotovoltaica y de generación en los sistemas híbridos.

Los proyectistas que usan frecuentemente computadoras pueden transferir fácilmente la hoja de cálculos CCVU a un programa, en cuya forma pueden hacer rápidamente modificaciones automáticas empleando diversas suposiciones económicas o técnicas.

NOTAS TECNICAS

1. La fórmula para el valor actual simple (V) de una suma futura de dinero (F) en un año dado (N) a una tasa de descuento dada (D) es:

$$V = F/(1 + D)^N$$

2. La fórmula para el valor actual uniforme (V) de una suma anual (A) recibida durante un número de años (N) a una tasa de descuento dada (D) es:

$$V = A[1 - (1 + D)^{-N}]/D$$

3. La fórmula para el valor actual uniforme modificado (V) de una suma anual (A) que aumenta en un porcentaje de escalación (E) durante un período de años (N) a una tasa de descuento dada (D) es:

$$V = A \{ (1 + E)/(D - E) \times (1 - [(1 + E)/(1 + D)]^N) \}$$

4. La fórmula para el pago anual (A) de un préstamo cuya suma principal o capital (C) a una tasa de interés (I) durante un período de años dado (N) es:

$$A = C \{ I/[1 - (1 + I)^{-N}] \}$$

EJEMPLO

La familia usó la hoja de cálculos del costo del ciclo de vida útil para comparar el sistema a propano con el fotovoltaico.

Cuando la familia Pérez proyectaba la construcción de su casa, consideraron dos opciones para el suministro de electricidad: el uso de un generador a propano o la instalación de un sistema fotovoltaico independiente. La familia, para poder tomar una buena decisión, efectuó un análisis del costo del ciclo de vida útil (CCVU) de las dos opciones, usando para cada ejemplo la hoja de cálculos del CCVU que se incluye en el Apéndice B.

ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Sistema generador para la familia Pérez.

PARAMETROS ECONÓMICOS

1. Años de ciclo de vida útil	20	3. Tasa de inflación general	0.05
2. Tasa de inversión	0.10	4. Tasa de inflación del combustible	0.08
Tasa de descuento neto (2-3) =		Inflación diferencial del combustible (4-3) =	
0.05		0.03	

Item	Valor actual de un año	Valor actual uniforme en "x" año	Cantidad en dólares		Factor de valor actual (Tabla 4 ó 5)	Monto de valor actual
1. Capital para equipo e instalación			7 800	X	1	\$7 800
2. Operación y mantenimiento						
• Mano de obra Afijación		20	75	X	12.46	= 935
• Inspección anual		20	75	X	12.46	= 935
• Seguro				X		=
• Otros				X		=
3. Costos de energía						
• Combustible de generador		20	200	X	16.35	= 3 270
• (Tasa de descuento = 0.02)				X		=
4. Reparaciones y repuestos o recambios						
• Banco de baterías	8		960	X	0.677	= 650
• Banco de baterías	16		960	X	0.458	= 440
• Reconstr. de generador	5		500	X	0.784	= 392
• Reconstr. de generador	10		500	X	0.614	= 307
• Reconstr. de generador	15		500	X	0.481	= 241
•				X		=
5. Valores cualitativos						
• Costo de origen	20		1 300	X	0.149	= (203)
• Costo de equipo (US \$6 600)				X		=

COSTO TOTAL DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (ITEMS 1 + 2 + 3 + 4 + 5) \$14 767

NOTAS

El sistema generador propuesto consistía en un generador de 4 kW, un banco de baterías de 500 Ah y un inversor de 2,5 kW. Se calculó que la instalación de este sistema costaría inicialmente \$7.800. El generador consumiría \$200 al año en combustible, requeriría una afinación anual que costaría \$75 y tendría que ser reconstruido cada 5 años a un costo estimado en \$500. Adicionalmente, el banco de baterías tendría que cambiarse cada 8 años. El costo de la inspección anual de las baterías y los controles sería de \$75.

El sistema fotovoltaico consistía en un conjunto de paneles de 560 W, una batería de 750 Ah y un inversor de 2,5 kW. Se estimó en \$11.500 el costo de este sistema, completamente instalado. El único costo futuro de este sistema sería el cambio del banco de baterías cada 8 años y una inspección anual a un costo de \$75.

CCVU del sistema generador

El período del ciclo de vida útil se estableció en 20 años para que coincidiera con la vida económica anticipada del sistema de alimentación eléctrica. La familia podría ganar un 10% de interés anual sobre una inversión fija durante 20 años. Se estimó una inflación general de 5% por año. Por lo tanto, la tasa de descuento neto fue fijada en 5% (10% de ganancia por intereses menos 5% de inflación). La inflación anual del combustible fue estimada en 8%. Por lo tanto, la tasa diferencial de inflación del combustible se fijó en 3% al año (8% menos 5%). Una vez hechas las suposiciones básicas para cada sistema, la familia llenó la hoja de cálculos del CCVU del Apéndice B para ambas alternativas.

El costo inicial de capital del sistema generador, incluyendo el costo del equipo y la mano de obra de instalación, sería de \$7.800. Esta cantidad se consideró como un pago que ocurre en el año 0 del ciclo de vida útil del sistema, y no está sujeto a descuento porque los costos de financiamiento no deben ser incluidos en el análisis del CCVU.

El costo de afinación anual se calcula bajo el rubro de mantenimiento. Este es un costo que ocurre anualmente y, por lo tanto, se descuenta de acuerdo con la Tabla 5, usando una tasa de descuento neto de 5%. El costo de energía también ocurre anualmente y se calcula en la misma forma, excepto que la tasa de descuento es diferente. Debido a que la inflación diferencial del combustible es de 3%, la tasa de descuento neto para el combustible es de 2%, que es la diferencia entre la tasa de descuento neto y el porcentaje de inflación diferencial del combustible.

ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)					
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Sistema generador para la familia Pérez.					
PARAMETROS ECONÓMICOS:					
1. Años del ciclo de vida útil:	20	3. Tasa de inflación general:	0.05		
2. Tasa de inversión:	0.10	4. Tasa de inflación del combustible:	0.08		
Tasa de descuento neto (2-3) =		Inflación diferencial del combustible (4-3) =			
0.05		0.03			
Ítem	Valor actual de un año	Valor actual uniforme en n° año	Cantidad en dólares	Factor de valor actual (Tabla 4 ó 5)	Monto de valor actual
1. Costo para equipo e instalación			11 500	X 1	= \$11 500
2. Operación y mantenimiento					
• Mano de obra Afinación		20	75	X 12.46	= 935
• Inspección anual				X	=
• Seguro				X	=
• Otros				X	=
3. Costos de energía					
• Combustible de generador				X	=
• (Tasa de descuento = 0.02)				X	=
4. Reparaciones y repuestos o recambios					
• Banco de baterías	8		1 300	X 0.677	= 830
• Banco de baterías	16		1 300	X 0.453	= 596
•				X	=
•				X	=
•				X	=
5. Valor residual					
• CPR de original	20		2 100	X 0.149	= (313)
• Costo de equipo (US \$10 500)				X	=
COSTO TOTAL DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (ÍTEMOS 1 + 2 + 3 + 4 + 5)					\$12 529
NOTAS					

CCVU del sistema fotovoltaico

Los costos de reparaciones se descuentan en forma distinta porque ocurren en un año específico. El valor actual de cada reparación se calcula usando el año en que ocurre, una tasa de descuento neto de 5%

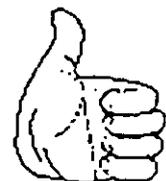
y la Tabla 4 "Factores únicos de valor actual". Con una tasa de descuento de 0,05, el factor para el año 8 sería de 0,677. El costo actual se multiplica entonces por este factor y se anota en la columna del valor actual. Esta operación se hace para cada trabajo de reparación; en este caso, para dos cambios de baterías y tres reconstrucciones del generador.

El factor final del costo es el valor de recuperación. En este caso se considera el 20% del valor original de los equipos del sistema (\$1.360) y este valor se anota y se descuenta en el año 20. En el 10% de descuento usado en el cálculo del valor de recuperación no se ha tomado en cuenta la inflación.

Ahora se suman las cifras del valor actual y se resta el valor de recuperación, lo que resulta en un total de \$14.767, que es el costo del ciclo de vida útil del generador.

Se efectuaron los mismos cálculos para el sistema fotovoltaico. El costo inicial se estimó en \$11.500, pero los costos más bajos de operación y mantenimiento compensaron este costo inicial más alto, dando como resultado un CCVU de \$13.598. Como el sistema fotovoltaico costaba menos y proporcionaba energía en forma confiable y silenciosa, la familia decidió invertir en dicho sistema. Una vez tomada la decisión, los Pérez desearon verificar el costo

anual del financiamiento del sistema para poder conocer la cantidad de efectivo que iban a necesitar. Con el uso de una tabla de pagos por los préstamos, tal como la Tabla 6, calcularon el capital y el interés para cubrir el costo inicial de \$11.500. El resultado fue de \$1.332 anuales para pagar una hipoteca por 20 años a un interés de 10%.



ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)		
Item	Valor actual del sistema generador	Valor actual del sistema fotovoltaico
1 Capital para equipo e instalación	7 800	\$11 500
2 Operación y mantenimiento		
• Mano de obra: Afiración	935	935
• Inspección anual	935	
• Seguro		
• Otros		
3 Costos de energía		
• Combustible de generador	3 270	
• Tasa de descuento = 0,02		
4 Reparaciones y repuestos o recambios		
• Banco de baterías año 8	650	880
• Banco de baterías año 16	440	555
• Restauración del generador año 5	232	
• Restauración del generador año 10	207	
• Restauración del generador año 15	241	
5 Valor residual		
• 20% del original	(203)	(313)
COSTO TOTAL DEL CICLO DE VIDA ÚTIL	\$14 767	\$13 598

NOTAS

TABLA 4
Factores únicos de valor actual

Tasa de descuento neto

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	0.126	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	0.054	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	0.18	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
55	0.579	0.337	0.197	0.116	0.068	0.041	0.024	0.015	0.009	0.005	0.003	0.002
60	0.550	0.305	0.170	0.095	0.054	0.030	0.017	0.010	0.006	0.003	0.002	0.001
65	0.524	0.276	0.146	0.078	0.042	0.023	0.012	0.007	0.004	0.002	0.001	0.001
70	0.498	0.250	0.126	0.064	0.033	0.017	0.009	0.005	0.002	0.001	0.001	0.000
75	0.474	0.226	0.109	0.052	0.026	0.013	0.006	0.003	0.002	0.001	0.000	0.000



TABLA 5
Factores uniformes de valor actual

Tasa de descuento neto

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
55	42.147	33.175	26.774	22.109	18.633	15.991	13.904	12.319	11.014	9.947	9.062	8.317
60	44.955	34.761	27.676	22.623	18.929	16.161	14.039	12.377	11.048	9.967	9.074	8.324
65	47.627	36.197	28.453	23.047	19.161	16.289	14.110	12.416	11.070	9.980	9.081	8.328
70	50.169	37.499	29.123	23.395	19.343	16.395	14.160	12.443	11.084	9.987	9.085	8.330
75	52.587	38.677	29.702	23.689	19.485	16.456	14.196	12.461	11.094	9.992	9.087	8.332

TABLA 6
Capital e interés anual por un préstamo de US\$1.000

Tasa de interés	Préstamo por 5 años	Préstamo por 10 años	Préstamo por 15 años	Préstamo por 20 años	Préstamo por 25 años
0,08	243,32	145,59	114,68	100,37	92,62
0,0825	244,76	147,18	116,42	102,25	94,61
0,085	246,20	148,78	118,17	104,14	96,63
0,0875	247,65	150,39	119,93	106,05	98,66
0,09	249,10	152,01	121,71	107,97	100,70
0,0925	250,56	153,64	123,50	109,90	102,77
0,095	252,02	155,28	125,31	111,86	104,84
0,0975	253,49	156,92	127,12	113,82	106,94
0,1	254,96	158,58	128,95	115,80	109,04
0,1025	256,44	160,25	130,79	117,80	111,17
0,105	257,93	161,92	132,65	119,81	113,30
0,1075	259,42	163,61	134,51	121,83	115,45
0,11	260,91	165,30	136,39	123,86	117,61
0,1125	262,41	167,00	138,28	125,91	119,79
0,115	263,91	168,71	140,18	127,97	121,98
0,1175	265,42	170,44	142,10	130,04	124,18
0,12	266,93	172,17	144,02	132,13	126,39
0,1225	268,45	173,90	145,96	134,23	128,61
0,125	269,98	175,65	147,90	136,34	130,84
0,1275	271,50	177,41	149,86	138,46	133,09
0,13	273,04	179,17	151,83	140,59	135,34
0,1325	274,58	180,95	153,81	142,73	137,60
0,135	276,12	182,73	155,80	144,88	139,88
0,1375	277,67	184,52	157,80	147,05	142,16
0,14	279,22	186,32	159,81	149,22	144,45
0,1425	280,78	188,13	161,83	151,41	146,75
0,145	282,34	189,94	163,86	153,60	149,06
0,1475	283,91	191,77	165,90	155,80	151,38
0,15	285,48	193,60	167,95	158,01	153,70
0,1525	287,06	195,44	170,01	160,24	156,03
0,155	288,64	197,29	172,08	162,47	158,37
0,1575	290,23	199,15	174,16	164,70	160,71
0,16	291,82	201,02	176,24	166,95	163,07
0,1625	293,41	202,89	178,34	169,21	165,42
0,165	295,01	204,77	180,45	171,47	167,79
0,1675	296,62	206,66	182,56	173,74	170,16
0,17	298,23	208,56	184,68	176,02	172,54
0,1725	299,85	210,46	186,81	178,30	174,92
0,175	301,47	212,37	188,95	180,59	177,30
0,1775	303,09	214,29	191,10	182,89	179,70
0,18	304,72	216,22	193,25	185,20	182,09
MULTIPLIQUE EL COSTO DE CADA US\$1.000 POR LA CANTIDAD					
TOTAL DEL PRESTAMO (EN MILES DE DOLARES)					

APLICACIONES ESPECIFICAS

Hay ciertas aplicaciones de sistemas que merecen una atención especial debido a su importancia o singularidad. En esta sección se describen cuatro de estas aplicaciones: bombeo de agua, sistemas híbridos, sistemas de alimentación directa y sistemas de protección catódica. El capítulo amarillo de este Manual contiene ejemplos específicos de dichas aplicaciones.

BOMBEO DE AGUA

¿Qué clase de bomba debo usar?

¿Necesito baterías?

¿Qué debo saber acerca del almacenaje de agua?

CAPACIDAD

El bombeo de agua es una aplicación muy común en todo el mundo, pero no existe una sola técnica de bombeo que sea adecuada para toda la gama de aplicaciones. Aumenta constantemente el uso de sistemas fotovoltaicos independientes para suministrar energía a sistemas de bombeo de capacidad intermedia, o sea aquellos entre las bombas de mano y los grandes sistemas alimentados por generador. Las ventajas de las bombas alimentadas con energía fotovoltaica son las siguientes:

- Bajo mantenimiento
- Limpieza
- Facilidad de instalación
- Confiabilidad
- Posibilidad de funcionamiento sin supervisión
- La capacidad se ajusta a la necesidad

Es necesario conocer las características de la fuente de alimentación para determinar con precisión la capacidad de una bomba alimentada con energía fotovoltaica.

Sus desventajas son un alto costo inicial y una salida variable. En este Manual se describen cuatro diseños para sistemas de bombeo.

Si se desea diseñar un sistema de bombeo confiable, el proyectista debe estar familiarizado con las características del pozo, el sistema de almacenaje, el terreno que rodea el pozo, y los datos de rendimiento de los diversos tipos de

FOJA DE CALCULOS #1 BA BOMBEO DE AGUA		CALCULO DE LA CARGA	
NOTA: El volumen de agua y las unidades de medida de carga se dan en litros y metros respectivamente. En las instrucciones de determinación de la capacidad se dan los factores de conversión. En caso de omisión del descenso de nivel use 10% del nivel estático.			Capacidad de la fuente de agua (lt) 4543
Nivel estático (m) 2.24	Nivel de descenso (m) 0.61	Elevación estática (m) 1.61	Altura de descarga (m) 0
1:4PI	1:5PI	1:6PI	1:7PI

bomba disponibles para esta clase de servicio. Estos datos se pueden obtener de las fábricas o de los distribuidores de dichas bombas.

En primer lugar, es preciso conocer la demanda de agua y el volumen disponible en la fuente de suministro. La cantidad de agua necesaria, que generalmente se especifica en galones por día o litros por hora, se puede usar para calcular el tiempo de bombeo, la capacidad de la bomba, y la demanda de energía para su funcionamiento. Estos parámetros se usan para determinar la corriente de la carga, dato que permite calcular la capacidad del sistema.

El primer requisito es hacer un cálculo preliminar de las demandas de agua, tanto diariamente como en cada estación del año. Estas demandas no deben exceder la capacidad de producción de la fuente de agua. Es importante conocer el caso más crítico de producción, para el cual deben obtenerse datos de los meses más secos del año. La capacidad de la fuente para reabastecimiento se expresa generalmente en litros o galones por minuto. Si la capacidad de bombeo excede la capacidad de la fuente, el proyectista debe tomar alguna medida. Por ejemplo, puede incorporar baterías en el sistema y distribuir el tiempo de bombeo en un período de 24 horas. Si esto no es posible, podría ser necesario procurar una mejor fuente de agua o fuentes múltiples. Otra opción sería usar una bomba más pequeña, pero actualmente no hay en el mercado una gran variedad de capacidades de bombas. Se recomienda obtener informaciones de parte de las fábricas o distribuidores. Antes de adquirir una bomba, solicite cálculos de rendimiento para valores específicos de altura, flujo e insolación solar.

*Consulte a
varios
representantes
de fábricas de
bombas.
Estudia los
diversos tipos
de bombas.*



En muchos sistemas de bombeo, el agua se envía a un tanque de almacenaje. Si la capacidad del tanque es adecuada para la demanda de varios días, se puede diseñar un sistema de bombeo provisto de energía fotovoltaica para que funcione cuando se disponga de suficiente insolación solar. El tanque reemplaza a las baterías que se usan para el almacenaje de electricidad en muchos sistemas.

El Apéndice B de este Manual contiene un juego completo de hojas de cálculos para sistemas de bombeo de agua. Por ejemplo, la hoja No. 1 BA sirve para calcular la carga de bombeo. En resumen, los factores claves son los siguientes:

- Capacidad de la fuente de agua
- Volumen de agua necesario diariamente
- Disponibilidad de insolación solar
- Tiempo de bombeo
- Nivel estático del agua
- Nivel de extracción o aspiración
- Altura de descarga
- Fricción del tamaño de la tubería
- Rendimiento del subsistema de bombeo

Con los resultados de los cálculos se obtienen los siguientes valores: capacidad de bombeo, altura dinámica total, energía hidráulica y carga corregida en amperes-horas.

En la figura 23 se definen algunos de los términos hidráulicos que se utilizan en la industria de bombeo. La altura (o carga) dinámica total es la suma de la altura (o carga) estática, la aspiración adicional y la altura equivalente causada por las pérdidas de fricción en la tubería. La altura dinámica total, que se expresa en pies o metros, depende del flujo y debe especificarse.

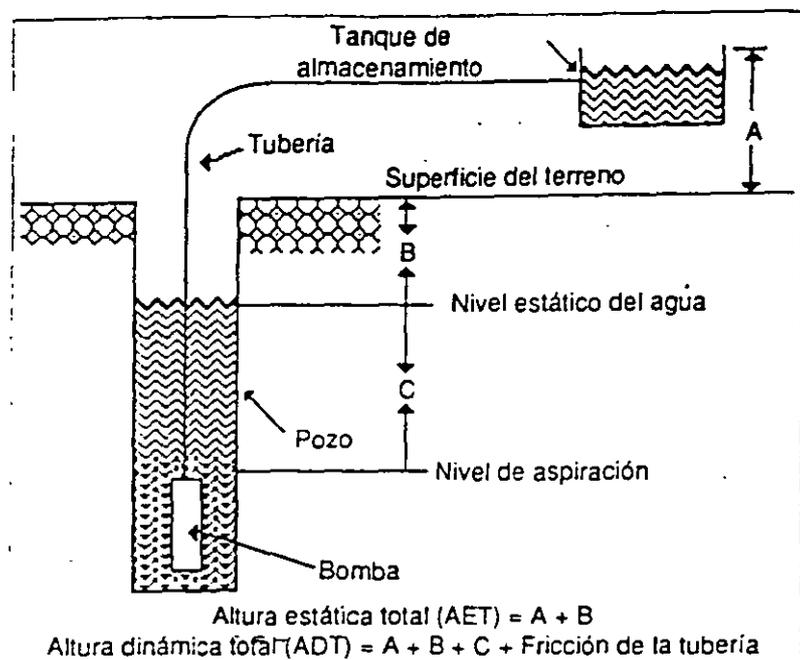


Figura 23. Términos de sistemas de bombeo.

carce para cierto flujo, tal como una altura dinámica de 10 metros a razón de un flujo de 250 litros por hora.

Use baterías para controlar el tiempo de bombeo.



RENDIMIENTO

Es necesario determinar el rendimiento del sistema de bombeo (bomba, motor, pérdidas en los cables y controlador) para completar los cálculos de capacidad del sistema. Debe conocerse el rendimiento medio del bombeo diario, en función de la altura, el flujo y la insolación solar. El rendimiento de las bombas centrífugas varía grandemente durante el día a medida que cambia la insolación. El rendimiento medio diario, conocido también como rendimiento total ya que considera las pérdidas desde el comienzo del conductor hasta el final de la tubería por donde pasa el agua, puede bajar hasta la tercera parte del rendimiento máximo especificado por la fábrica. La Tabla 7

muestra algunos valores de rendimiento total, medidos en sistemas ya instalados.

También es necesario calcular el tiempo de bombeo. Si se usa una bomba centrífuga de alimentación directa, el tiempo de bombeo corresponderá a las horas de luz solar, pero el flujo cambiará considerablemente de acuerdo con la insolación solar. Se puede usar el número de horas máximas de sol por día (vea las tablas de insolación en el Apéndice A) para el diseño de la bomba, ya que el rendimiento medio diario toma en cuenta los cambios de rendimiento de la

bomba. La determinación de la capacidad puede hacerse como si la bomba tuviera que funcionar solamente durante las horas de máxima luz solar. Como se ha mencionado anteriormente, si la capacidad del pozo es menor que la posible capacidad de bombeo, podrá ser necesario incorporar baterías y distribuir el bombeo en un período de tiempo más largo. A veces es deseable comprimir el tiempo de bombeo por medio del uso de baterías en los sistemas residenciales provistos de tanques de almacenaje, cuando toda el agua

TABLA 7
Mediciones de rendimiento total

Altura (m)	Tipo de bomba	Rendimiento total (%)
0 a 5	Centrífuga	15 a 25
6 a 20	Centrífuga con chorro Sumergible	10 a 20
21 a 100	Sumergible	30 a 40
	Bomba de gato	30 a 45
>100	Bomba de gato	35 a 50

necesaria para la casa puede ser bombeada en unas pocas horas. Con baterías en un sistema de este tipo, el tiempo de bombeo se puede controlar manualmente, con un medidor de tiempo, o por medio de un interruptor de nivel ubicado en el tanque de almacenaje. El rendimiento de la bomba se puede aumentar al máximo gracias a las condiciones uniformes en que funcionan la bomba y el motor.

Tipos de motores.



CARACTERISTICAS

Hay dos amplias categorías de bombas en uso en sistemas fotovoltaicos independientes en todo el mundo: centrífugas y volumétricas. Las bombas centrífugas son muy adecuadas para las aplicaciones en que se requieren grandes flujos desde cisternas o depósitos de poca altura, aunque se han usado con éxito bombas centrífugas sumergibles en profundidades de hasta 100 metros. Las bombas volumétricas se usan para caudal más bajo desde pozos profundos. La salida de agua de las bombas centrífugas aumenta con la velocidad de rotación, la cual depende de la corriente (insolación) disponible. Estas bombas deben ser adaptadas cuidadosamente a su fuente de energía, ya que el rendimiento decae rápidamente a medida que varía la altura o el flujo de bombeo. Como la salida de la fuente de energía es variable, el rendimiento general de la bomba centrífuga resulta más bajo. Sin embargo, el objetivo principal del proyectista es obtener un sistema económico y confiable. El rendimiento, aunque importante, puede ser un objetivo secundario.

Generalmente las bombas volumétricas producen un volumen más bajo, pero pueden extraer agua desde

pozos profundos. Su salida es casi independiente de la altura, pero se necesita un dispositivo seguidor de potencia máxima cuando se usan con conjuntos fotovoltaicos. La bomba de gato es un tipo común de bomba volumétrica que se usa comúnmente en la industria petrolera para mantener un flujo bajo, pero constante, desde pozos profundos.

Tanto las bombas centrífugas como las volumétricas pueden ser propulsadas por motores de c.a. o de c.c. La selección del tipo de motor depende del volumen de agua que se necesita, así como del rendimiento, precio, confiabilidad y disponibilidad de apoyo técnico. Los motores de c.c. constituyen una alternativa atractiva debido a su compatibilidad con la fuente de energía y porque generalmente su rendimiento es más alto que el de los motores de c.a. Sin embargo, el costo de estos motores es mayor y los del tipo de escobillas requieren un mantenimiento periódico. Los motores de c.a. poseen las ventajas de un bajo precio y facilidad de adquisición, aunque tienen la complejidad adicional de necesitar un inversor. Por otra parte, los motores de c.c. no se pueden obtener fácilmente en capacidades mayores de 10 hp (caballos de fuerza). Hasta hace poco no era posible obtener motores sumergibles de c.c. de ninguna capacidad. En la actualidad se pueden adquirir motores herméticos de hasta 1 hp, pero se han presentado problemas de confiabilidad.

El almacenaje de agua es usualmente la alternativa más económica a los pozos profundos.



En los sistemas de bombeo de agua el almacenaje se puede obtener mediante baterías o almacenando el agua en tanques. Las baterías se pueden agregar a un sistema para distribuir el bombeo en un período de tiempo más largo. Esta es una solución que se usa comúnmente cuando la fuente de agua se vuelve a llenar con más lentitud

que la velocidad de bombeo posible. La incorporación de baterías en un sistema aumenta el costo y disminuye la confiabilidad. Además, las baterías requieren un mantenimiento periódico. El almacenaje de agua es atractivo para la mayoría de las aplicaciones de bombeo. Sin embargo, ocurren pérdidas considerables por evaporación si el agua se almacena en tanques o depósitos descubiertos. Los tanques cerrados de suficiente capacidad para varios días de servicio de agua pueden resultar costosos. En algunos países no se encuentran estos tanques y, si son importados, puede resultar difícil obtener los medios necesarios para la descarga, transporte e instalación. Finalmente, cualquier sistema de almacenaje de agua es susceptible al vandalismo o a la contaminación.

El método de conexión del conjunto de motor y bomba al conjunto fotovoltaico influye en el rendimiento y funcionamiento del sistema. Las bombas centrífugas arrancan gradualmente y el flujo de salida aumenta de acuerdo con la entrada de corriente al motor. Por dicha razón, estas bombas se pueden conectar directamente al conjunto fotovoltaico sin necesidad de baterías ni controles. Sin embargo, para lograr un funcionamiento eficaz se requiere una igualación diestra entre la bomba y el conjunto fotovoltaico. Además es necesario conocer bien la velocidad del motor y las características de tensión de la bomba y del conjunto fotovoltaico. Es posible usar controladores electrónicos con cualquiera de los dos tipos de bombas, pero ellos son indispensables en las bombas volumétricas debido a su alta corriente de arranque. Los controladores ajustan el punto de operación del conjunto fotovoltaico para proporcionar la máxima corriente para el arranque del motor. Muchos tipos de con-

Las baterías pueden suministrar una tensión constante al motor de c.c. de una bomba.



troladores están provistos de dispositivos para obtener la potencia máxima durante el funcionamiento normal. Se puede usar baterías entre la bomba y el conjunto con el fin de proporcionar una fuente estable de tensión para el arranque y funcionamiento de la bomba. Generalmente, estas baterías no tienen suficiente capacidad para bombeo nocturno, sino solamente para estabilizar el funcionamiento del sistema.

INSTALACION

Muchas de las fallas de los sistemas de bombeo fotovoltaicos se deben a problemas que se presentan en el controlador o la bomba. Con la aplicación de métodos de instalación correctos se reducirá al mínimo la posibilidad de que ocurran tales problemas. A continuación se describen algunas de las medidas que conviene tomar para evitar en lo posible que ocurran averías.

- **Variación de los niveles de agua -** El nivel del agua varía según las estaciones del año y, en algunos casos, hasta de hora en hora. Hay informes de que el nivel del agua en pozos rocosos ha bajado hasta 25 metros durante el bombeo. La bomba debe estar instalada de forma que el orificio de entrada siempre quede debajo del nivel del agua. Si una bomba funciona en seco, puede sufrir daños. Si la velocidad de relleno del pozo es menor que el flujo máximo de salida por bombeo, se debe instalar un interruptor de nivel o una válvula mecánica para proteger la bomba. En los tanques de almacenaje se deben instalar interruptores de flotación si la capacidad

del tanque es menor que el volumen de agua bombeado diariamente. Así se evitará desperdiciar agua o, lo que es peor, averiar la bomba debido a calentamiento excesivo.

- **Proteja la entrada de la bomba contra la arena** - En muchas regiones, la arena es una de las principales causas de fallas de las bombas. Si el pozo está ubicado en un lugar donde puede penetrar tierra o arena a la bomba durante la extracción de agua, se debe colocar un filtro de arena. La mayoría de las fábricas de bombas suministran filtros de esta clase o pueden recomendar métodos para reducir el riesgo de daños.

Evite usar tuberías de gran longitud o con muchos dobleces.

- **Conecte a tierra el equipo** - Las bombas de agua atraen a los rayos debido al excelente paso a tierra que le proporcionan a la corriente de un rayo. Si es posible, no ubique en un terreno elevado el sistema de bombeo. Este sistema incluye el conjunto fotovoltaico (una antena pararrayos), el alambreado y el motor. Considere la instalación de varillas pararrayos en lugares más altos alrededor de la bomba. Para efectuar la conexión a tierra, conecte la estructura de montaje del conjunto, todas las cajas del equipo y el conductor neutro del sistema al revestimiento del pozo (si es de metal) o a un conductor desnudo que baje hasta el nivel del agua. Nunca se debe usar la bomba como punto de paso a tierra debido a que esta conexión se interrumpirá cuando se efectúen trabajos de mantenimiento. Se recomienda usar movistores en las regiones propensas a la caída de rayos.

Las bombas de agua atraen a los rayos debido a que proporcionan una excelente conexión a tierra.

- **Evite usar tuberías de gran longitud** - En algunos casos, las pérdidas por fricción de la tubería pueden equivaler al doble de la altura. Las pérdidas por fricción dependen de la dimensión de la tubería, su longitud, el número de dobleces y el caudal. Debido a que la salida de un sistema fotovoltaico independiente está limitado por la potencia y varía durante el día, es de particular importancia mantener al mínimo las pérdidas causadas por fricción. El rendimiento del sistema de bombeo puede caer casi a cero si se sufre una pérdida de fricción muy elevada. Por lo tanto, trate de limitar la pérdida por fricción a menos de 10% de la altura. Esta limitación se puede lograr con el empleo de una tubería de mayor dimensión que la necesaria, la eliminación de dobleces y uniones, y la disminución del caudal. Los datos de dimensiones de tuberías se pueden obtener de las fábricas de bombas.

- **Use tubería de acero** - Se recomienda el uso de tubería de acero en el pozo, especialmente cuando se emplean bombas sumergibles. La tubería plástica se puede romper y se perdería la bomba. El objetivo del proyectista es diseñar un sistema que dure 20 años. Sería una economía falsa ahorrar un poco de dinero con el uso de tubería plástica en el pozo. Por otra parte, la tubería plástica constituye un medio económico de llevar el agua desde el pozo hasta el tanque de almacenaje o hasta donde sea necesario. Se recomienda usar en el pozo varillas de succión hechas de fibra de vidrio. Estas varillas son más livianas que las metálicas, son

flotantes y se sacan con mayor facilidad. El diámetro de la tubería debe ser mayor que el del cilindro de la bomba, lo que permitirá cambiar las zapatillas o cueros de la bomba con solamente halar o tirar de la varilla, sin necesidad de mover la tubería. En esta forma se obtendrá un ahorro considerable en mano de obra y equipo.

Marque el recorrido de la tubería para posible localización en el futuro.

- **Proteja los instrumentos de control** - Todos los instrumentos electrónicos de control deben instalarse en cajas resistentes a la intemperie (tipo NEMA 3R o equivalente). Todos los cables deben ser aprobados para uso externo. Los

cables que se usen para las bombas sumergibles deben ser apropiados para este objeto. Las fábricas de bombas pueden recomendar los tipos de cables para el equipo que se utilice.

- **Proteja el pozo** - Use sellos sanitarios para todos los pozos. Entierre la tubería que va desde el cabezal del pozo hasta el tanque a suficiente profundidad para que la tubería no sufra daños por el tráfico o durante cualquier excavación futura. Marque el lugar por donde pasa la tubería para posible localización en el futuro.

SISTEMAS HIBRIDOS

¿Qué ventajas ofrecen los sistemas híbridos?

¿Cómo diseño un sistema híbrido?

APLICACIONES

Cuando otra fuente generadora se integra en un sistema fotovoltaico independiente, la combinación se denomina sistema fotovoltaico híbrido. La fuente auxiliar más común es un generador accionado por motor a gasolina o diesel. Este sistema fotovoltaico híbrido con generador es el único que se considera en este Manual. Se usa frecuentemente en los grandes sistemas de energía comerciales, en sistemas residenciales que ya están provistos de generadores y en aplicaciones donde los requisitos de disponibilidad se aproximan al 100%. En algunas aplicaciones donde ya existen generadores, la adición de un conjunto fotovoltaico con batería y controlador mejorará el rendimiento del generador y reducirá los costos de operación del sistema de energía.

La configuración más común de un sistema híbrido, que se ilustra en la figura 24, es aquella en que el conjunto fotovoltaico y el generador se usan para cargar una misma batería. El conjunto carga la batería lentamente y el generador sirve principalmente para acelerar el proceso de carga de dicha batería. La metodología de diseño de sistemas híbridos que se presenta en este Manual se refiere a este tipo de operación y tiene el propósito de obtener el uso máximo de ambas fuentes de energía durante el funcionamiento normal.

Los generadores tienen mayor rendimiento cuando funcionan cerca de su punto de carga máxima (típicamente de 80 a 90 por ciento de la capacidad de régimen). Se deben emplear para cargar rápidamente baterías desde 20 hasta 70% de su estado de carga. Así, el uso del generador se limita a un corto tiempo y a un punto cerca del punto de máximo rendimiento. En esta forma se reducen los costos de combustible y mantenimiento y se prolonga la vida útil del generador. No es

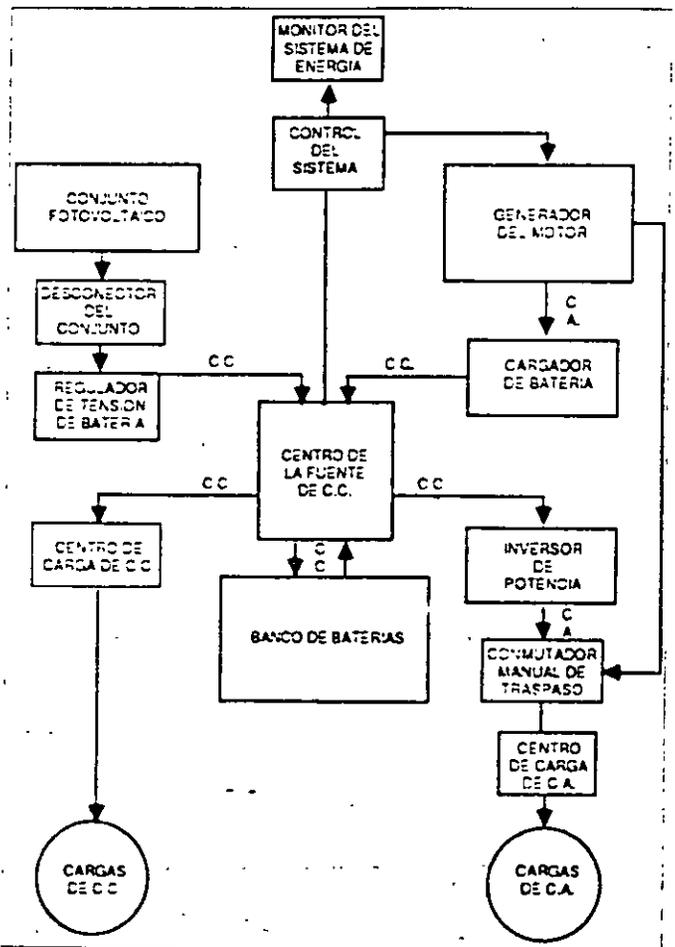


Figura 24. Esquema simplificado de la configuración de un sistema fotovoltaico híbrido.

muy fácil diseñar un sistema que satisfaga todos estos requisitos, pero el esfuerzo adicional se puede justificar por las ventajas que ofrece el sistema híbrido.

Ventajas del sistema híbrido:

- **Mejor economía** - Gran parte del costo de los sistemas fotovoltaicos independientes se debe a la necesidad de proveer suficiente capacidad en los paneles y en las baterías para suministrar la demanda de carga durante las peores condiciones atmosféricas. En algunas aplicaciones de sistemas, esta potencia adicional (marginal) puede resultar menos costosa si se suministra con un generador. En regiones de clima variable, donde la insolación media en el invierno es dos o tres veces menor que en el verano, se debe estudiar el uso de un sistema híbrido. En la figura 25 se indica la forma en que cambia el costo original de la energía fotovoltaica de acuerdo con la disponibilidad de dicha energía. Por ejemplo, la curva de la figura 25 indica que un sistema fotovoltaico con 90% de disponibilidad costaría

El conjunto fotovoltaico recarga las baterías lentamente. El generador las recarga más rápidamente.

Para diseños críticos, un sistema fotovoltaico con generador puede ser una buena alternativa.

un poco más de \$3.600 pero, para alcanzar el 98%, el costo subiría rápidamente hasta más de \$8.000. Por ejemplo, en las instrucciones para sistemas híbridos del Apéndice B se muestran las curvas trazadas para varias regiones de los Estados Unidos. La forma de la curva permanece igual, pero el codo, o sea el punto de cambio más abrupto, varía de acuerdo con la región, lo que depende de la variabilidad de la insolación estacional. Especialmente para suministrar energía a cargas mayores, este costo marginal se puede reducir con el uso de un generador. Sin embargo, la logística y los costos de mantenimiento y combustible pueden resultar demasiado altos si los generadores tienen que ubicarse en regiones remotas. Se deben considerar estos factores en las comparaciones de costo.

- **Menor costo inicial** - El suministro de energía para todas las demandas de carga puede resultar demasiado caro para satisfacer el objetivo de costo del proyecto. Al combinar un generador con el conjunto fotovoltaico, el proyectista puede llegar a un compromiso ventajoso entre el alto costo inicial y el bajo costo de operación de un conjunto fotovoltaico, en comparación con el bajo costo inicial y alto costo de funcionamiento de un generador.

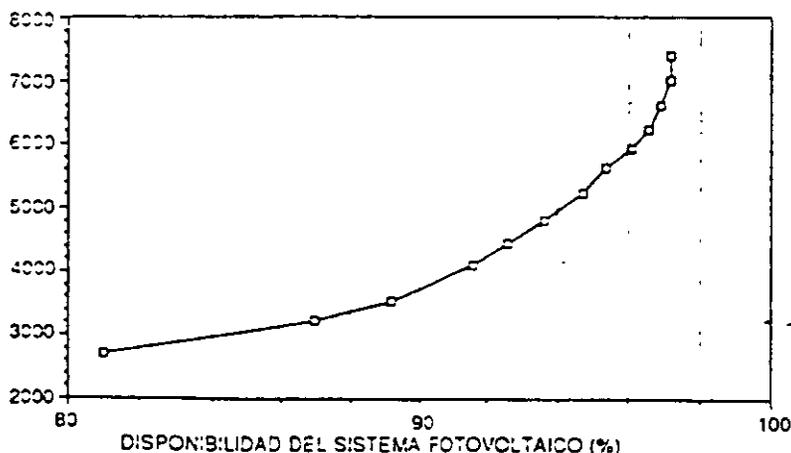


Figura 25. Costo en función de la disponibilidad de un sistema fotovoltaico solo (no híbrido) instalado en el noreste de Estados Unidos.

- **Mayor confiabilidad** - Debido a que hay dos sistemas independientes para la carga de batería, existe una redundancia inherente y una mayor confiabilidad general en un sistema híbrido debidamente mantenido y controlado.

Resulta muy costoso obtener hacia el último 5% de disponibilidad de energía con un conjunto fotovoltaico.

- **Adaptabilidad de diseño** - Al agregar una segunda fuente de energía se puede reducir tanto la capacidad de la batería como del conjunto fotovoltaico. Muchas residencias ya cuentan con un generador que puede ser integrado en un sistema híbrido. Esta integración reducirá el costo total del sistema, el tiempo de funcionamiento del generador, su mantenimiento y el impacto ambiental. La adaptabilidad del diseño se ilustra mejor en sistemas residenciales, donde el generador no se usa solamente para cargar las baterías sino también para suministrar energía directamente a cargas tales como máquinas de lavar, secadoras de ropa, herramientas eléctricas, etc. En una residencia típica, el propietario podrá usar el generador unas pocas horas a la semana para lavar, secar y planchar ropa, aspirar el polvo de la casa y bombear agua. Mientras el generador esté funcionando también puede estar recargando las baterías. El generador se usa para respaldar el sistema fotovoltaico durante los periodos de nebulosidad y/o durante una demanda eléctrica mayor que la normal.

CAPACIDAD

Con la información de este Manual, el proyectista puede determinar si un sistema híbrido es una buena inversión para una aplicación particular. Después de calcular la capacidad necesaria de un sistema fotovoltaico independiente, se calcula la relación entre el conjunto fotovoltaico y la carga. Esta relación se representa gráficamente en función de la carga (kWh/día) en el gráfico para sistemas híbridos que contiene la hoja de cálculos No. 5 de la página 41. Si la intersección queda arriba del área gris, se recomienda usar un sistema híbrido. Los costos del sistema fotovoltaico sin generador y del sistema híbrido pueden ser comparados antes de tomar una decisión. Las hojas de cálculos para determinar la capacidad de un sistema híbrido se incluyen en el Apéndice B. Los factores principales son:

- Capacidad de la batería
- Régimen de carga y descarga de la batería
- Capacidad y tipo de generador
- Distribución de la carga eléctrica entre el conjunto fotovoltaico y el generador.

Con un generador disponible como fuente de respaldo de energía, se puede disminuir la capacidad de la batería de un sistema híbrido, sin que el sistema pierda mucha disponibilidad. Sin embargo, la batería debe ser adaptada cuidadosamente a las cargas y las fuentes de energía. Para prolongar la vida útil de la batería, el proyectista debe usar un controlador confiable que pueda proteger una batería de menor capacidad y evitar un ciclo excesivo de carga y descarga o una profundidad

de descarga demasiado grande. Las baterías deben tener suficiente capacidad para suministrar la máxima descarga de la energía que consumen los artefactos eléctricos y para aceptar la máxima corriente de carga suministrada por el generador.

La capacidad de descarga de la batería es una función del estado de carga. Las baterías que se descargan rápidamente suministrarán una tensión demasiado baja que puede interrumpir el funcionamiento de los inversores y de las cargas alimentadas. Se recomienda un nivel de descarga de C/5 o menor, donde C es la capacidad de régimen en ampere-horas de la batería.

Además, las baterías deben tener suficiente capacidad para aceptar la máxima corriente de carga suministrada por el generador/cargador de baterías y por el conjunto fotovoltaico. Es importante que el cargador sea adaptado a la capacidad de la batería. El cargador también debe ser compatible con la tensión del generador e, idealmente, debe ser capaz de tolerar ciertas variaciones de la tensión de salida. La hoja de cálculos para sistemas híbridos le permite al proyectista hacer cálculos de nivel de carga y descarga para comparar los resultados con las especificaciones de las baterías.

El indicador híbrido de la hoja de cálculos No. 5 se debe considerar el uso de un sistema híbrido.

La capacidad de la batería se puede disminuir si se dispone de un generador.

HOJA DE CÁLCULOS N.º 5 SISTEMA HÍBRIDO		CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE LA PORCENTAJE DE CONTRIBUCIÓN DI				
	Carga correcta en amperios (CARGA)	Días de almacenamiento (DÍAS)	Profundidad máxima de descarga (DESG.)	Factor de corrección (CORR.)	Factor de tiempo (TIEMPO)	
	118.8	2	0.5	1	1	
Capacidad de batería en Ah	Factor de régimen de carga (REG.)	Máximo de carga de batería (MÁX.)	Tensión nominal del sistema (TENS.)	Porcentaje de ca rva (CA)		
504	1.5	118.8	24	1.57		

SELECCION DEL GENERADOR

La selección de la capacidad y tipo de generador es de especial importancia para tener éxito en el diseño de un buen sistema híbrido. La Tabla 8 muestra varios tipos de generadores disponibles en el mercado, su capacidad, aplicaciones y costo aproximado. Un generador portátil de servicio liviano es la alternativa más económica para una carga pequeña intermitente, si la confiabilidad del sistema no es un factor muy importante. Para sistemas industriales de servicio pesado se recomienda un generador estacionario capaz de satisfacer ese tipo de servicio. Las consideraciones más importantes para seleccionar el tipo de generador son las siguientes:

- **Capacidad y naturaleza de la carga alimentada** - Considere la magnitud de la carga, los requisitos de arranque y el tiempo de funcionamiento.
- **Tipo de combustible** - Considere la disponibilidad del combustible, los requisitos para su manejo y almacenamiento, y los factores ambientales (por ejemplo, la temperatura y probabilidad de contaminación). El propano o el gas licuado de petróleo es excelente para muchas regiones remotas, cuando se puede adquirir fácilmente, porque no requiere manejo de parte del dueño de casa, es fácil de almacenar y es excelente para el arranque de los equipos en tiempo frío. Aunque el combustible diesel también es de fácil adquisición, el

TABLA 8
Generadores

Tipo	Capacidad (kW)	Aplicaciones del sistema	Costo (\$/W)	Intervalos de mantenimiento		Reconstrucción del motor (Horas)
				Cambio de aceite (Horas)	Descarbonización limpieza (Horas)	
Gasolina* (3600 rpm)	1 a 20	Cabinas, uso ligero en residencias	0,50	25	300	2000 a 5000
Gasolina (1800 rpm)	5 a 20	Residencias remotas, uso para servicio pesado	0,75	50	300	2000 a 5000
Diesel	3 a 100	Industrial	1,00	125 a 750	500 a 1500	6000

*Gasolina, propano o gas natural.

almacenaje puede causar problemas de contaminación y dificultar el arranque en tiempo frío.

Considere los requisitos de arranque de la carga y el tiempo de funcionamiento

del sistema híbrido, debido por ejemplo a sobrevelocidad del generador, excesivo tiempo de arranque del motor o falla en el motor por baja presión del lubricante.

- **Velocidad de rotación del generador** - Seleccione una velocidad adecuada para el tiempo de funcionamiento anticipado. Si el generador se usa ocasionalmente para cargar un banco de baterías, será suficiente instalar una unidad de 3.600 rpm. Si se piensa utilizar el generador más de dos horas diarias, se recomienda usar una unidad de menor velocidad, por ejemplo 1.800 rpm.

El combustible diesel puede contaminarse si permanece almacenado por largo tiempo y puede causar problemas de arranque cuando el tiempo es frío

Al calcular la capacidad del generador, la consideración principal es el rendimiento de la unidad. El mayor rendimiento se obtiene cuando el generador funciona a un nivel cercano a su capacidad de régimen. El rendimiento puede ser dos o tres veces más bajo si el generador alimenta cargas bajas. Este menor rendimiento se traduce en un mayor mantenimiento y una menor vida útil del generador.

- **Compatibilidad con los controles** - Revise las especificaciones del generador para conocer los detalles del funcionamiento del controlador y la forma de integrarlo en el sistema de control central. Los sistemas de control deben diseñarse en forma que impidan el mal funcionamiento

Para tener la seguridad de que el generador funcionará con máximo rendimiento, determine la capacidad basándose en la corriente mínima de demanda en el ciclo de recarga de la batería. Por ejemplo, una batería con un estado de carga de 20% puede aceptar y

usar la corriente con más eficiencia que una batería con un estado de carga de 70%. Si el generador debe aumentar la carga de la batería desde el 20% hasta el 70% de su capacidad, el generador debe tener suficiente capacidad para suministrar la corriente necesaria cuando el estado de carga sea de 70%. Generalmente se usa la curva C/5 para la carga de la batería. Se deben tener en cuenta las pérdidas de potencia del cargador, así como las pérdidas debidas a condiciones ambientales y al tipo de combustible. Esta información se puede obtener de las especificaciones del cargador de batería y del generador. Las hojas de cálculos del Manual para diseño de sistemas híbridos proporcionan una manera fácil de determinar la capacidad necesaria del generador.

La capacidad del generador para suministrar energía bajo condiciones normales de funcionamiento del sistema, depende tanto de requisitos de arranque de la carga como de la duración del funcionamiento del generador, el consumo de combustible (considerando el rendimiento deseado) y el mantenimiento necesario bajo condiciones reales de funcionamiento (teniendo en cuenta la temperatura, altitud, polvo, humedad y contaminación natural).

COMBINACION FOTOVOLTAICA- GENERADOR

La combinación de energía suministrada por un conjunto fotovoltaico y un generador depende principalmente del costo. El costo se puede dividir en costo inicial, costo del ciclo de vida útil, intervalo de mantenimiento del generador y

confiabilidad. En este Manual se usa el intervalo de mantenimiento del generador como factor determinante para calcular la mejor combinación fotovoltaica-generador.

El rendimiento del generador decae rápidamente si funciona con cargas reducidas.

El tiempo de funcionamiento del generador determina la combinación fotovoltaica-generador.

Todos los generadores requieren un mantenimiento periódico de rutina, por ejemplo cambio de aceite, descarbonización, afinación y reconstrucción eventual del motor. (Vea la Tabla 8). El proyectista siempre debe analizar detenidamente los requisitos de servicio del generador. Por ejemplo, en una estación relevadora de microondas sin personal, el intervalo de mantenimiento para el cambio de aceite y descarbonización de un generador podrá ser de una vez al año. En contraste, el propietario de un sistema híbrido de energía para una residencia muchas veces efectúa trabajos de mantenimiento todos los meses.

En la hoja de cálculos No. 1HI del Apéndice B, el proyectista debe especificar el tiempo de funcionamiento del generador y el intervalo de mantenimiento, con el fin de calcular la contribución de energía eléctrica del generador al sistema híbrido.

Una vez que se ha determinado la contribución de energía del generador, se puede calcular la capacidad del conjunto fotovoltaico necesaria para suministrar la energía al resto de la carga. Con la hoja de cálculos No. 2HI y los cuatro gráficos climatológicos (como el de la figura 26), el diseñador puede determinar la proporción entre la capacidad de un sistema híbrido y su carga, teniendo en cuenta los requisitos de la carga fotovoltaica. Por ejemplo, si el 70% de la carga debe ser alimentada por el conjunto fotovoltaico ubicado en un sitio con un clima similar al de Omaha, la rela-

ción entre el conjunto fotovoltaico y la carga sería de 0,2, ó sea 20%. Esto indica que la potencia máxima de salida (watts) del conjunto debe ser el 20% de la carga total (watt-horas).

Hay dos otras consideraciones que deben tomarse en cuenta para determinar la combinación fotovoltaica-generador, a saber:

- **Aspectos económicos** - Para determinar la combinación fotovoltaica-generador más económica, el proyectista debe analizar la capacidad de diversas combinaciones de generadores y conjuntos fotovoltaicos. La mejor relación del costo en función del beneficio se obtiene por medio del análisis del costo de ciclo de vida útil descrito en este Manual.

- **Confiabilidad** - Si se requiere una confiabilidad absoluta, el sistema debe ser diseñado para una contribución fotovoltaica del 90 al 99%. En este caso el generador se usa solamente como respaldo durante las peores condiciones de funcionamiento. Se debe notar, sin embargo, que el tener dos fuentes de energía en un sitio sin operador no garantiza, de por sí, una confiabilidad del 100%. El sistema de control debe ser diseñado correctamente para obtener un funcionamiento seguro.

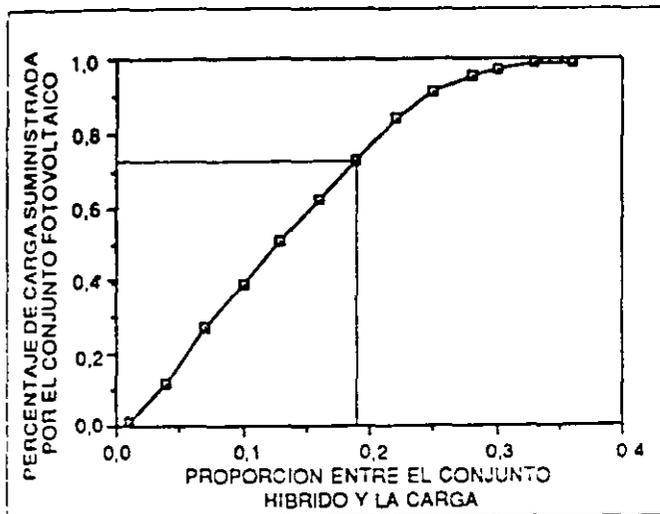


Figura 26. Curva del conjunto fotovoltaico-generador para Omaha.

Al aumentar la capacidad del conjunto fotovoltaico también aumenta la confiabilidad del sistema híbrido.

CONTROL

La mayoría de los subsistemas de control se fabrican según especificaciones preparadas especialmente para sistemas híbridos.

La integración de un generador en un sistema fotovoltaico requiere una estrategia de control más refinada. La mayoría de los controles son diseñados especialmente por un ingeniero o técnico electrónico experimentado. Los controles de los sistemas fotovoltaicos/generadores tienen dos funciones principales: la regulación y la coordinación del sistema. La regulación de la carga y descarga de la batería es similar a la utilizada en un sistema fotovoltaico independiente donde las baterías deben estar protegidas contra cargas y descargas excesivas. La coordinación es la función más difícil de un sistema híbrido. Para asegurar el máximo

grado de confiabilidad de funcionamiento, los controles deben coordinar correctamente las funciones del generador, el conjunto fotovoltaico, la batería y el cargador de batería. Los controles también deben efectuar todos los diferentes procesos de control que sean necesarios, en cualquier secuencia. Según el sistema, los procesos pueden ser los siguientes: supervisión de las condiciones ambientales o el estado de carga de la batería; arranque o parada del

generador, y coordinación de las cargas eléctricas (control de cargas) o la recarga de la batería al regular el conjunto fotovoltaico. Los controles también pueden ser necesarios para suministrar una recarga igualadora a intervalos predeterminados según el tipo de baterías y el perfil de la carga. Finalmente, pueden necesitarse controles para activar alarmas, ya sea localmente o por conexión telefónica, en el caso de algún problema en el sistema.

tación directa. Las hojas de cálculos del Apéndice B, porciones de las cuales se insertan más adelante, se pueden usar para describir la carga y calcular la capacidad del módulo fotovoltaico. Estas hojas han sido preparadas para sistemas pequeños como ventiladores de ático, sopladores, juguetes, etc., y no para bombas de agua de alimentación directa. Los sistemas para estas bombas se describen en las secciones de bombeo de agua. Los cálculos son sencillos. Es importante tomar en cuenta los siguientes detalles:

- Asegúrese que la tensión de la carga y el módulo sean compatibles. La carga debe ser capaz de soportar la tensión de circuito abierto del módulo.
- Seleccione un módulo que provea la corriente necesaria para el funcionamiento de régimen de la carga a una insolación media. Por ejemplo, si la insolación solar es típicamente de 900 W/m^2 en un día claro, seleccione un módulo que produzca la corriente de régimen de la carga a 900 W/m^2 .

- Asegúrese que este nivel de corriente no pueda dañar el aparato de la carga; la corriente del módulo puede alcanzar un valor igual a 1,25 veces el valor de régimen.

En la hoja de cálculos No. 2 para sistemas de alimentación directa se resumen las especificaciones funcionales del módulo, los cables e interruptores. Se recomienda un interruptor de desconexión manual en las instalaciones fijas para que el usuario pueda controlar la alimentación de la carga. Si el sistema es portátil, el módulo se puede cubrir o se orienta en una dirección alejada del sol.

HOJA DE CALCULOS #2 AD ALIMENTACION DIRECTA		CAPACIDAD DEL CONJUNTO FO	
MODULOS FOTOVOLTAICOS CON JUNTO FV Marca <u>SO. E.</u> Modelo <u>S-27E</u> Tipo <u>27020</u> Watts (de presión) <u>1000/270</u>		Tensión de conductores Circuito del conjunto De conjunto a la carga No es	
(170) Corriente de régimen del módulo (A)	(210) Módulos en paralelo	(230) Corriente de régimen de conjunto (A)	
	X	=	
(180) Corriente de cortocircuito del módulo (A)	(220) Módulos en paralelo	(240) Corriente de cortocircuito de conjunto (A)	DE (130)

PROTECCION CATODICA

¿Por qué la necesitamos?

¿Cómo funciona?

¿Cuándo se debe usar un conjunto fotovoltaico?

ANTECEDENTES

La corrosión de metales causa inmensas pérdidas de dinero todos los años. Estas pérdidas se pueden evitar en parte reduciendo la corrosión mediante el uso de sistemas de protección catódica. La protección catódica es un tópico que lleva más de 150 años en investigación y desarrollo. Recientemente, los ingenieros de control de corrosión han comenzado a utilizar fuentes de energía-fotovoltaica para aplicaciones de protección catódica. Hay buenas razones para esta utilización, porque las tuberías y muchas estructuras que necesitan protección están ubicadas en regiones remotas y porque se necesita corriente continua.

En los EEUU, el Departamento de Energía requiere que todos los tanques subterráneos de almacenaje estén provistos de control de corrosión.

necesaria depende del área de metal en contacto con el electrolito y la eficacia de la cubierta protectora. No es fácil determinar estas condiciones y se recomienda consultar a un ingeniero especialista en corrosión. Sin embargo, cuando se conoce la cantidad de corriente necesaria, se puede determinar la capacidad de la fuente fotovoltaica por medio de las técnicas presentadas en este Manual. A propósito, en los Estados Unidos el Departamento de Energía actualmente exige protección catódica en todas las tuberías subterráneas y tanques que transporten o almacenen líquidos o gases combustibles.

CAPACIDAD

Los metales se corroen en electrolitos (ácidos, tierra vegetal, agua corriente o agua de mar) por la pérdida de electrones que pasan al electrolito, lo que causa una pérdida de iones del metal. La protección catódica de una superficie metálica se logra al invertir el flujo de electrones cuando el metal entra en contacto con un electrolito. Los metales que se corroen activamente son de naturaleza anódica. Al imprimir una corriente continua sobre la superficie, la estructura del metal (el cátodo) se vuelve no corrosiva, lo que evita la pérdida de metal. La corriente impresa debe ser de suficientemente magnitud para igualar o exceder la tensión de circuito abierto del ánodo, de manera que la corriente producida en el ánodo deje de circular o que se invierta el sentido de circulación. La magnitud de la corriente

Al igual que en todos los sistemas fotovoltaicos, la determinación de la carga para una estructura metálica es esencial para calcular la capacidad necesaria del sistema de protección. Se necesita una corriente de carga igual a la corriente de corrosión para proteger la estructura. Una corriente excesiva es innecesaria y puede producir ampollas en las capas protectoras del metal. La corriente necesaria depende de los siguientes parámetros:

- Área de la superficie metálica descubierta y la clase de metal
- Efecto de polarización de la corriente aplicada a la superficie metálica

- Resistividad del suelo
- Configuración de la superficie metálica (cilindro, viga en I, placa plana, etc.)
- Aislamiento de cualquier otro sistema de protección catódica (eliminación de corrientes parásitas).
- Tipo de ánodo usado
- Eficacia de la capa o revestimiento de protección del metal.

HOJA DE CALCULOS #1 PC PROTECCION CATODICA		DETERMINACION DE CORRIENTE I		
NOTA: 1) Use el valor ingresado en la casilla 3C para estimar la corriente de la carga del dispositivo, si no se dispone de mediciones obtenidas en el terreno.	1C	2C	3C	
	Factor de rendimiento del revestimiento del metal (decimales)	Area total de la superficie metálica (m ²)	Area superficial metal revestida (m ²)	
	1.0	0.99	2	47
	6C	7C	8C	
	Corriente de protección medida en el terreno (A)	Tension nominal del sistema (V)	Tension anodo inverso (V)	
	0.175	12	2	
9C	10C	11C	12C	

El tipo de suelo influye en el nivel de corrosión.

UTILIZACION

La corrosión comienza en la superficie desnuda del metal y usualmente causa picaduras que eventualmente pueden llegar a penetrar el metal. La corriente necesaria para proteger un metal desnudo (sin revestimiento protector) se puede reducir considerablemente si se usa una capa protectora o revestimiento en la tubería antes de la instalación; comúnmente se logra una eficiencia de protección de 99% o mejor. La resistividad del suelo es la variable que cambia con mayor rapidez en los sistemas de protección catódica. Aún cuando los metales, áreas de las superficies, tipo de ánodos y polarización cambian relativamente poco durante la vida útil de un sistema de protección catódica en particular, la resistividad del suelo puede cambiar rápidamente debido a variaciones en el contenido de humedad. La resistividad también varía de manera importante de acuerdo con los cambios de las propiedades del suelo (textura, materia orgánica, contenido de sustancias solubles, localización profundidad, etc.). La rapidez de corrosión de diferentes metales

también varía dentro del mismo ambiente corrosivo. Una tubería de 2 km de longitud, por ejemplo, fácilmente puede atravesar por tres o más tipos de suelos con distintas propiedades y puede experimentar continuos gradientes de contenido de humedad. Para poder especificar con precisión un sistema de protección catódica es necesario tener mucha información acerca de las condiciones del sitio. En la práctica es imposible diseñar un sistema que proporcione un equilibrio de corriente entre el metal y los electrolitos que lo rodean bajo todas las condiciones posibles. Se usa generalmente una resistencia variable para hacer ajustes periódicos de la corriente de la carga con el fin de compensar los cambios en el contenido de humedad del suelo, el área de la superficie corrosiva anódica y los efectos de polarización. También se han diseñado algunos controladores electrónicos para compensar los cambios de resistividad.

Los tipos de ánodos varían según su capacidad de producir corriente (ánodos de sacrificio) y de conducir corriente (ánodos de corriente aplicada). Generalmente se usa grafito, altas aleaciones de silicio-hierro, magnetita o alambres de platino como ánodos de corriente aplicada. Estos tipos de ánodos tienen una vida útil estimada entre 20 y 30 años. Sin embargo, son costosos y frágiles. También se usa hierro viejo, tal como rieles de ferrocarril, en sistemas de corriente aplicada. El hierro viejo es económico pero se consume a razón de 7 a 10 kg por año, mientras que los ánodos de grafito pueden consumirse a razón de solamente 1 kg por año.

Ciertas estructuras metálicas se protegen enterrando ánodos de sacrificio.

HOJA DE CÁLCULOS EPCC PROTECCIÓN CATÓDICA															
CÁLCULO DE LA CARGA AL DISPOSITIVO EN															
NOTA 1) Casilla 29C. Si no se dispone de mediciones de corriente de carga tomadas en el terreno, use la corriente de carga estimada en la casilla 3C. De lo contrario, use la carga mayor de la casilla 25C o 26C. Si hay poca diferencia entre 25C y 26C, siempre elija la corriente de carga del ánodo horizontal (26C).				<table border="1"> <tr> <td>29C</td> <td>24C</td> </tr> <tr> <td>Tensión</td> <td>Potencia</td> </tr> <tr> <td>excluidora</td> <td>ánodo</td> </tr> <tr> <td>W</td> <td>W</td> </tr> <tr> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </table>		29C	24C	Tensión	Potencia	excluidora	ánodo	W	W	0	0
29C	24C														
Tensión	Potencia														
excluidora	ánodo														
W	W														
0	0														
2) En la casilla 31C, redondee hasta el entero más próximo el número de ánodos. El mínimo es 1 ánodo.															
32C	33C	34C	35C	36C	37C										
Descripción de la carga	Número de ánodos	Corriente de la carga	Tensión nominal	Potencia de la carga	Ciclo de servicio										

INSTALACION

La mayoría de las instalaciones de ánodos en la tierra son del tipo superficial (0 a 6 m de profundidad). Si el suelo en la superficie tiene una resistividad particularmente alta, puede ser necesario utilizar instalaciones de pozo profundo para localizar un suelo con baja resistividad. La profundidad de estas instalaciones puede llegar hasta los 200 m. En las instalaciones en suelos de baja resistividad disminuye la demanda de potencia del sistema y aumenta el costo de la instalación (una decisión de transacción que debe hacerse durante el diseño del sistema). Los ánodos se pueden instalar vertical u horizontalmente. Casi todos estos ánodos están rodeados de un grueso lecho de coque de petróleo o coque de carbón preparado para este objeto. El coque reduce la resistividad del suelo que rodea el ánodo y conduce parte de la corriente, lo que reduce aún más el consumo del ánodo. La resistencia total del circuito de protección catódica determina el número de ánodos del sistema. Los ánodos de corriente aplicada pueden con-

ducir normalmente 3 A o menos, pero se diseñan para funcionar con corrientes de 2 A o menos con el fin de prolongar la vida útil del ánodo.

La forma de la estructura a ser protegida, ya sea cilíndrica, de viga en I o placa plana, solamente influye en el método de calcular el área de la superficie metálica protegida. Sin embargo, el proyectista debe inspeccionar el sitio propuesto para ver si hay otras estructuras

La instalación de los ánodos es costosa.



metálicas en el área del proyecto. Las corrientes parásitas de un sistema de protección catódica pueden ser dañinas para otro sistema vecino. Los ferrocarriles cercanos, las tuberías que intersectan la estructura, aunque no estén conectadas a ella, y otras estructuras metálicas cercanas pueden generar corrientes parásitas y reducir la eficacia de la protección contra la corrosión.

REFERENCIAS

1. Volkmer, Kent, Stand-Alone Flat-Plate Photovoltaic Insolation Data (Datos de insolación para sistemas fotovoltaicos independientes). Jet Propulsion Laboratory, JPL 84-37 5260-32, mayo de 1984.
2. Macomber, H. L., John B. Ruzek y Federick A. Costello, Photovoltaic Stand-Alone Systems - Preliminary Engineering Design Handbook (Sistemas fotovoltaicos independientes - Manual de ingeniería y diseño preliminar), National Aeronautics and Space Administration, NASA 0195-1, agosto de 1981.
3. Chapman, R., Correspondencia privada, Sandia National Laboratories, mayo de 1987.
4. Rauschenbach, Han S., Solar Cell Array Design Handbook: The Principles and Technology of Photovoltaic Energy Conversion (Manual de diseño de conjuntos de células solares: Los principios y la tecnología de la conversión de energía fotovoltaica), Van Nostrand Reinhold Co., 1980.

OBRAS RECOMENDADAS

- Baltas, P., Paul E. Russell y Marina Tortorili, "Optimum Design of Photovoltaic Water Pumping Systems" (Diseño óptimo de sistemas fotovoltaicos para bombeo de agua), Proceedings of the Seventh E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference (Actas de la séptima conferencia E.C. de energía solar fotovoltaica), llevada a cabo en Sevilla, España, del 27 al 31 de octubre de 1986.
- Borden, C.S., K. Volkmer, E.H. Cochran y A.C. Lawson, Stand-Alone Flat-Plate Photovoltaic Power Systems: System Sizing and Life-Cycle Costing Methodology for Federal Agencies (Sistemas independientes de energía fotovoltaica del tipo no concentrador: Metodologías para determinar la capacidad del sistema y costo del ciclo de vida útil para uso de las agencias federales), U.S. Department of Energy, DOE/ET/20356-16, mayo de 1984.
- Chapman, Richard M., Sizing Handbook for Stand-Alone Photovoltaic/Storage Systems (Manual para determinar la capacidad de sistemas fotovoltaicos independientes y del almacenaje de energía necesario), Sandia National Laboratories SAND87-1087, abril de 1987.

- Doeskin, N.J., T.B. McKee y D.M. Ebel, Colorado Solar Radiation Data with Supplemental Climatic Data (Datos de radiación solar de Colorado con datos climatológicos suplementales), Department of Atmospheric Science, Colorado State University Climatology Report No. 82-2, agosto de 1982.
- Duffie, John A. y William A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes (Ingeniería solar de procesos térmicos), John Wiley & Sons Inc., 1980.
- Durand, S., One Year Reliability of PV Security Lights at Fallbrook Naval Weapons Center (Un año de confiabilidad de las luces fotovoltaicas de seguridad en el centro de armamentos navales Fallbrook), New Mexico Solar Energy Institute, Draft, octubre de 1986.
- _____, Reliability of Intermediate Size PV Systems (Confiabilidad de sistemas fotovoltaicos de capacidad intermedia), Sandia National Laboratories, SAND86-7039, enero de 1987.
- Evans, D.L., W.A. Facinelli y R.P. Koehler, Simplified Design Guide for Estimating Photovoltaic Flat Array and System Performance (Guía simplificada de diseño para estimar el rendimiento de conjuntos fotovoltaicos no concentradores y del sistema completo), Sandia National Laboratories, SAND80-7185, marzo de 1981.
- Fontana, Mars G., Corrosion Engineering (Ingeniería de corrosión), McGraw-Hill 3ra ed., 1986.
- Guidebook on Photovoltaic Application in Hawaii (Guía para aplicaciones fotovoltaicas en Hawaii), State of Hawaii Department of Planning and Economic Development, octubre de 1984.
- Handbook of Secondary Storage Batteries and Charge Regulators in Photovoltaic Systems - Final Report (Manual de baterías de almacenaje secundario y de reguladores de carga para sistemas fotovoltaicos - Informe final, Sandia National Laboratories, SAND81-7135, agosto de 1981.
- Halcrow & Partners, Small-Scale Solar-Powered Irrigation Pumping System: Phase I Project Report (Sistema pequeño de bombeo para riego alimentado por energía solar: Informe de la primera fase del proyecto), World Bank, julio de 1981.
- _____, Small-Scale Solar-Powered Irrigation Pumping System: Technical and Economic Review (Sistema pequeño de bombeo para riego alimentado por energía solar: Evaluación técnica y económica), World Bank, septiembre de 1981.
- _____, Small-Scale Solar-Powered Irrigation Pumping System: The Technology, Its Economics and Advancement (Sistema pequeño de bombeo para riego alimentado por energía solar: La tecnología, su economía y avance: informe preparado para el Banco Mundial como parte del proyecto GLO/SO/003 del plan de desarrollo de las Naciones Unidas), World Bank, junio de 1983.

- Hutchinson, O., 1100 Site Solar Data (Datos solares para 1100 sitios), New Mexico Solar Energy Institute, Draft, octubre de 1986.
- I.R.C., "Small Community Water Supplies: Technology of Small Water Supply Systems in Developing Countries" (Fuentes de suministro de agua para comunidades pequeñas: Tecnología de pequeñas fuentes de suministro de agua para los países en desarrollo), The Hague (La Haya), agosto de 1981.
- Kenna, J.P. y W.B. Gillett, Solar Water Pumping - A Handbook (Bombeo de agua con energía solar - Un manual), I.T. Publications, Londres, 1985.
- Linder, David, Handbook of Batteries and Fuel Cells (Manual de baterías y de celdas generadoras por acción química), McGraw-Hill, 1984.
- Maycock, P.D. y E.N. Stirewalt, (A Guide to the Photovoltaic Revolution: Sun light to Electricity in One Step) (Una guía para la revolución fotovoltaica: De la luz solar a la electricidad en un paso), Rodale Press, Emmaus, PA, 1985.
- McCarney, Steve, Ken Olson y Johnny Weiss, Photovoltaics - A Manual for Design and Installation of Stand-Alone Photovoltaic Systems (Energía fotovoltaica - Un manual para el diseño y la instalación de sistemas fotovoltaicos independientes), Appropriate Technology Associates, Carbondale, CO, junio de 1987.
- Mehalik, E.M., R. Felice, G.F. Tully, J. Johnson, J. Parker y G.O'Brien, The Design of a Photovoltaic System with On-Site Storage for a Southwest All-Electric Residence (El diseño de un sistema fotovoltaico con almacenaje local de energía para una residencia provista solamente con energía eléctrica en la región suroeste), Sandia National Laboratories, SAND80-7170, junio de 1981.
- Mencucci, D.F., Today's Photovoltaic Systems: An Evaluation of their Performance (Los sistemas fotovoltaicos de hoy: Una evaluación de su rendimiento), Sandia National Laboratories, SAND87-2585, 1987.
- Mencucci, D.F., y James P. Fernandez, PVFORM-Version 3.3, A Photovoltaic System Simulation Program for Stand-Alone and Grid-Interactive Applications (PVFORM-Version 3.3: Un programa de simulación de sistemas fotovoltaicos para aplicaciones independientes y conectadas con la red eléctrica), Sandia National Laboratories, SAND85-0376, mayo de 1988.
- Miller, Ronald D. y Donald K. Zimmerman, Wind Loads on Flat-Plate Photovoltaic Array Fields (Nonsteady Winds) (Las fuerzas del viento sobre conjuntos fotovoltaicos del tipo no concentrador (vientos no sostenidos), Jet Propulsion Laboratory, JPL954833-81/3, agosto de 1981.
- Photovoltaics for Military Applications (Energía fotovoltaica para aplicaciones militares), Sandia National Laboratories, SAND87-7016, febrero de 1988.

- Power, I.T., Evaluating the Technical and Economic Performance of Photovoltaic Pumping Systems: A Methodology (Evaluación del rendimiento técnico y económico de sistemas fotovoltaicos de bombeo: Una metodología), (preparado por el buró africano de USAID), Washington, DC, 1985.
- _____, Field Performance of Diesel Pumps and Their Relative Economics with Windpumps (Rendimiento de bombas diesel en el campo y su economía en relación con bombas movidas por la fuerza del viento), Reading, UK, 1985.
- Ross, R.G., Jr. y M.I. Smokler, Flat-Plate Solar Array Project. Final Report (Proyecto solar del tipo no concentrador: Informe final), Jet Propulsion Laboratory, JPL86-31, octubre de 1986.
- Russell, M.C., Residential Photovoltaic System Design Handbook (Manual de diseño de sistemas fotovoltaicos residenciales), U.S. Department of Energy, DOE/ET/20279-255, abril de 1984.
- Slonski, M.L., Federal Photovoltaic Utilization Program System Sizing and Life-Cycle Costing Methodology, (Remote DC, Battery Storage, Flat-Plate Silicon Collectors (Metodología del programa federal de utilización fotovoltaica para determinar la capacidad y el costo del ciclo de vida útil de los sistemas, (almacenaje de batería, c.c. remota, colectores de silicio del tipo no concentrador), U.S. Department of Energy, DOE/NASA/JPL 5260-3, agosto de 1979.
- Smith, J.H., Handbook of Solar Energy Data for South-Facing Surfaces in the United States (Manual de datos de energía solar para superficies orientadas hacia el sur en los Estados Unidos), Vol. 1, U.S. Department of Energy, DOE/JPL-1012-25, enero de 1980.
- Strong, S.J., The Solar Electric House: A Design Manual for Home-Scale PV Power Systems (La casa con energía eléctrica solar: Un manual de diseño para sistemas de energía fotovoltaica a escala residencial). Rodale Press, Emmaus, PA, 1987.
- Thomas, M.G., Water Pumping: The Solar Alternative (El bombeo de agua: La alternativa solar), Sandia National Laboratories, SANDS7-0804, abril de 1987.
- Uhlig, Herbert H., The Corrosion Handbook (El manual de corrosión). John Wiley & Sons Inc., 1948.
- Village Water Supply (Suministro de agua para villas), World Bank, Washington, DC, 1976.
- Watts, R.L., S.A. Smith y V.E. Lee. Selecting and Sizing Photovoltaic Systems (Selección y determinación de la capacidad de sistemas fotovoltaicos), Pacific Northwest Laboratory, PNL-UC-63. Draft, noviembre de 1986.

GLOSARIO

A

Almacenamiento de energía del sistema • Véase "Capacidad de batería".

Ampere o Amperio (Símbolo: A) • Unidad de corriente eléctrica con que se mide el flujo electrónico. Se define como la velocidad de flujo de carga en un conductor de 1 coulomb por segundo.

Ampere-hora (Símbolo: Ah) • Cantidad de electricidad que corresponde al paso de un ampere durante una hora.

Angulo de incidencia • Angulo que forma un rayo de luz al llegar a una superficie reflectora con la línea perpendicular a dicha superficie.

Angulo de inclinación • Angulo de inclinación del colector, medido a partir del plano horizontal.

Anodo • Electrodo positivo de una célula electroquímica de batería hacia el cual fluye la corriente. También se llama ánodo a la tierra física de un sistema de protección catódica.

Autodescarga • Pérdida de la capacidad de energía útil de una batería; se debe a la acción química interna. Llámase también descarga espontánea.

Azimut o Acimut • Angulo horizontal medido en grados a partir del norte verdadero en el sentido de las agujas del reloj; ej.: el rumbo sur = azimut de 180° grados.

B

Batería • Dispositivo provisto de materiales activos que convierte directamente la energía química en energía eléctrica mediante una reacción electroquímica de reducción-oxidación (redox). Este tipo de reacción involucra el traspaso de electrones desde un material a otro a través de un circuito eléctrico. También se denomina acumulador.

Batería libre de mantenimiento • Batería a la que no es necesario agregarle agua para que mantenga el volumen de electrolito. En general las baterías requieren inspección y mantenimiento.

Batería primaria • Batería cuya capacidad inicial no se puede recuperar mediante la aplicación de carga.

Batería secundaria • Batería que después de descargarse se puede recargar hasta llegar a su capacidad total. También se llama batería recargable.

Baterías • Terminología de tipos de baterías:

Batería de ciclo poco profundo • Batería que no se debe descargar más del 25% de su capacidad. Véase "Profundidad de descarga".

Batería de ciclo profundo • Batería que puede ser descargada hasta un gran porcentaje de su capacidad. Véase "Profundidad de descarga".

Batería de electrólito cautivo • Batería que contiene un electrólito inmóvil (gelificado o absorbido en el separador).

Batería de electrólito líquido • Batería que contiene un líquido libre como electrólito.

Batería de plomo-ácido • Categoría general que incluye las baterías formadas con placas de plomo puro, plomo-antimonio o plomo-calcio y un electrólito ácido.

Batería de níquel-cadmio • Batería que contiene placas de níquel y cadmio y un electrólito alcalino.

Batería de cierre hermético • Batería que tiene un electrólito cautivo y una tapa de ventilación recerrable. También se denomina batería hermética con regulación de válvula.

Batería con respiradero • Batería con electrólito líquido libre y una tapa de respiración para el escape libre de gases que se producen durante la carga.

Bombeo de agua • Terminología de uso común:

Almacenamiento o Almacenaje • Esta expresión tiene dos significados en los sistemas de bombeo de agua. 1. Almacenamiento que se logra bombeando agua hasta depositarla en un tanque. 2. Almacenamiento de energía eléctrica en un subsistema de batería o acumulador. Véase "Capacidad de batería".

Bomba centrífuga • Tipo de bomba que usa un tornillo rotativo u otro dispositivo para la circulación de agua. El flujo aumenta en relación directa con la velocidad de rotación. Este tipo de bomba se utiliza en pozos de poca profundidad.

Bomba volumétrica • Bomba de agua que utiliza un pistón para efectuar el desplazamiento volumétrico del agua. Este tipo de bomba se emplea generalmente en pozos profundos.

Carga de aspiración • Distancia vertical (altura) desde la superficie libre de la fuente de agua hasta el centro de una bomba (cuando la bomba está ubicada arriba del nivel de agua).

Carga de fricción • Cantidad de energía que debe superar la bomba para contrarrestar las pérdidas por fricción del agua que circula por la tubería.

Carga dinámica • Altura desde el centro de la bomba hasta el punto de descarga libre, incluyendo la fricción de la tubería. También se llama altura dinámica.

Carga estática • Altura desde el extremo superior del nivel estático del agua hasta el punto de descarga al aire libre. También se llama altura estática.

Desplazamiento positivo • Véase "Bomba volumétrica" bajo "Bombeo de agua".

C **Cadena** • Un número de módulos o paneles conectados eléctricamente con el fin de obtener la tensión de funcionamiento del conjunto.

Caída de tensión • Disminución de voltaje debido a la resistencia del conductor.

Capacidad (Símbolo: C) • Véase "Capacidad de batería".

Capacidad de batería • Número total de ampere-horas que se puede extraer de una batería con carga completa. Véase "Ampere-hora" y "Capacidad nominal de batería".

Capacidad de sobretensión • Capacidad de un inversor para soportar la sobrecarga de corriente transitoria que se produce en el arranque de motores o transformadores de corriente alterna.

Capacidad nominal de batería • Expresión que usan las fábricas de baterías para indicar la cantidad máxima de energía que se puede extraer de una batería a una velocidad especificada. También se denomina capacidad de régimen de batería.

Carga • Cantidad de energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de cualquier dispositivo o aparato eléctrico en un momento dado. También se denomina "carga" al propio dispositivo o aparato que recibe la energía.

Carga base • Cantidad media de energía eléctrica que debe suministrar una empresa de servicios públicos en cualquier periodo de tiempo dado.

Carga de batería • Energía eléctrica almacenada en una batería o acumulador.

Carga flotante • Carga en régimen lento y continuo de una batería. Esta carga tiene una corriente igual o ligeramente mayor que la del régimen de descarga espontánea. Llámase también carga de mantenimiento.

Carga lenta • Carga de corriente continua a muy bajo régimen, destinada a mantener la batería en condición completamente cargada.

Carga máxima • Nivel superior extremo de carga de un sistema. También se denomina carga de cresta.

Cátodo • Electrodo negativo de una célula electroquímica.

Celda con respiradero • Celda de batería provista de un mecanismo de ventilación para expulsar los gases que se generan durante la carga. Véase también "Batería con respiradero".

Celda de batería • La unidad o sección más pequeña de una batería, que puede acumular energía eléctrica y es capaz de suministrar una corriente.

Celda con electrólito subalimentado • Tipo de batería que contiene muy poco o nada de electrólito de flujo libre. Véase "Electrólito".

Célula de silicio cristalino • Célula fotovoltaica fabricada con cristales de silicio.

Célula de silicio monocristalino • Célula que proviene de un lingote de un solo cristal.

Célula de silicio policristalino • Célula que proviene de un lingote de silicio cuya estructura es policristalina.

Célula fotovoltaica • Dispositivo semiconductor con tratamiento químico que convierte la irradiación solar en electricidad.

Célula solar • Véase "Célula fotovoltaica".

Ciclo • Período total de tiempo en que se produce una función o acción, la cual se repite sucesivamente. Véase "Hertz".

Ciclo de servicio • Relación entre el tiempo activo y el tiempo total de servicio de un sistema fotovoltaico. Se usa para describir el régimen de funcionamiento de aparatos o cargas eléctricas conectados a sistemas fotovoltaicos.

Ciclo poco profundo • Véase "Batería de ciclo poco profundo".

Ciclo profundo • Véase "Batería de ciclo profundo".

Ciclos de duración de una batería • Número de ciclos de carga y descarga durante la vida útil de una batería.

Circuito de carga • Recorrido completo de la corriente que suministra energía a un dispositivo o aparato, que se conoce como la carga. Véase también "Carga".

Compensación de temperatura • Ajuste que hace el controlador de carga para compensar los cambios de temperatura de la batería.

Concentrador • Aparato que emplea elementos ópticos para aumentar la cantidad de luz solar que incide sobre una célula fotovoltaica.

Conexión en paralelo • Interconexión de módulos fotovoltaicos o baterías, en que se juntan los terminales de una misma polaridad.

Conexión en serie • Interconexión de módulos fotovoltaicos o baterías de manera que la tensión total resulta ser la suma de las tensiones de todos los componentes.

Conjunto • Grupo o arreglo de módulos fotovoltaicos interconectados eléctricamente e instalados mecánicamente en su ambiente de funcionamiento.

Conjunto de inclinación fija • Conjunto fotovoltaico instalado en una posición inmóvil.

Conjunto de placas fijas • Conjunto fotovoltaico compuesto de módulos fotovoltaicos no concentradores.

Conjunto de seguimiento • Conjunto fotovoltaico que sigue el trayecto diario del sol. El sistema de movimiento puede ser de uno o dos ejes. También se denomina conjunto seguidor o de rastreo.

Controladores • Terminología de uso común:

Advertencia de baja tensión • Señal luminosa o audible que indica la baja tensión de una batería.

Compensación de temperatura • Función de un circuito que ajusta los puntos o niveles de desconexión, ya sea de alta o baja tensión, de una batería. Véase también "Corrección de temperatura".

Controlador de carga • Aparato que controla el régimen y la condición de carga de las baterías. Véase "Régimen de carga".

Controlador de etapa única • Controlador con un solo nivel de activación para regular la aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Controlador multietapa • Controlador que permite regular los niveles múltiples de aplicación de carga a la batería o el suministro de carga desde la batería.

Desconexión de alta tensión • Punto o nivel de desconexión de alta tensión de una batería para impedir su sobrecarga.

Desconexión de baja tensión • Punto o nivel de desconexión de baja tensión para impedir una descarga excesiva.

Protección contra corriente en sentido inverso • Método que impide el flujo de corriente desde la batería al conjunto fotovoltaico. Véase "Diodo de bloqueo".

Punto de referencia ajustable • Característica que permite ajustar o regular los niveles de desconexión de tensión de una batería. También se denomina valor establecido o valor prefijado.

Seguimiento de potencia máxima • Circuito que mantiene en funcionamiento el conjunto fotovoltaico al nivel de potencia máxima de la curva I-V (curva corriente-tensión), en el punto donde se obtiene la mayor potencia.

Convertidor • Dispositivo que cambia y acondiciona los niveles de tensión de corriente continua. También se denomina conversor.

Corrección de temperatura • Factor de corrección que se usa para ajustar la capacidad especificada de una batería, cuando ésta funciona a menos de 20°C. Véase "Compensación de temperatura".

Corriente • Flujo de electrones entre dos puntos de un conductor que tienen una diferencia de potencial (tensión). Generalmente se expresa en amperes. Llámase también amperaje.

Corriente alterna (Abrev.: c.a.) • Corriente eléctrica que se invierte de sentido a intervalos regulares. En Argentina también se denomina corriente alternada.

Corriente continua (Abrev.: c.c.) • Corriente eléctrica que fluye en un solo sentido. En México también se denomina corriente directa.

Corriente de carga (Símbolo: A) • La corriente que necesita un dispositivo o aparato eléctrico para su funcionamiento. Véase también "Ampere".

Corriente de cortocircuito • Corriente que se genera en una célula, módulo, o conjunto de módulos o panel de un sistema fotovoltaico cuando se ponen en cortocircuito los terminales de salida.

Corriente de potencia máxima • Amperaje que produce un módulo que funciona en el codo de la curva I-V. Véase "Curva I-V".

Corriente del conjunto • Corriente que genera el conjunto fotovoltaico cuando se expone a la luz del sol. Véase "Corriente nominal de módulo".

Corriente nominal de módulo • Corriente de un módulo bajo condiciones normales de prueba.

Corte de baja tensión • Nivel de tensión de batería en el que el controlador desconecta la carga.

Costo del ciclo de vida útil (Sigla: CCVU) • Costo estimado de la adquisición y utilización de un sistema fotovoltaico durante su período de vida útil.

Curva I-V • Trazado gráfico de las características de corriente en función de tensión de una célula, módulo, o conjunto de un sistema fotovoltaico.

D **Decisión de transacción** • Solución intermedia entre la mejora en una característica o factor con la consecuencia de una desmejora en otra característica o factor.

Demanda total de carga c.a. • Suma de las cargas de corriente alterna que se usa en la selección de un inversor.

Densidad de energía • Relación entre la capacidad energética de una batería y su volumen (expresada en Wh/L) o su peso (en Wh/kg).

Densidad de potencia • Relación entre la potencia nominal disponible en una batería y su volumen (expresada en W/litro) o su peso (en W/kg).

Descarga • Extracción de energía eléctrica de una batería (mediante la aplicación de una carga a la batería).

Descarga espontánea de batería • Pérdida de energía química de una batería sin estar bajo suministro de carga. También se denomina autodescarga de batería.

Desconectador • Dispositivo que se usa para activar o interrumpir el funcionamiento de los componentes de un sistema fotovoltaico. Se conoce también como "switch", interruptor o disyuntor.

Días de almacenamiento de energía • Número de días consecutivos en que el subsistema de baterías de un sistema fotovoltaico independiente suministraría una carga definida. Esta expresión se relaciona con la disponibilidad del sistema. Véase el término "Disponibilidad del sistema".

Diodo • Componente electrónico que permite el flujo de corriente en un solo sentido. Véase “Diodo de bloqueo” y “Diodo de paso”.

Diodo de bloqueo • Diodo que impide el flujo de corriente dentro de un conjunto fotovoltaico, o desde la batería hasta el conjunto, durante períodos de oscuridad o de baja producción de corriente.

Diodo de paso • Diodo conectado en paralelo con un bloque de módulos también en paralelo para desviar la corriente en caso de sombreado o falla de dicho bloque. También se denomina diodo de derivación.

Disponibilidad • Calidad o condición de estar disponible para utilización. La disponibilidad de un sistema fotovoltaico es el porcentaje del tiempo en que el sistema puede suministrar 100% de energía a la carga.

Disponibilidad del sistema • Probabilidad o porcentaje de tiempo en que un sistema fotovoltaico podrá satisfacer la demanda de energía de la carga.

Duración • Período durante el cual un dispositivo o aparato puede funcionar dentro de un nivel de rendimiento especificado. También se denomina vida útil.

Duración activa en almacenamiento • El período de tiempo, a una temperatura especificada, en que una batería cargada se puede mantener almacenada antes de descargarse.

Duración en almacenamiento • Período de tiempo en que los productos químicos como baterías u otros dispositivos o materiales, pueden permanecer almacenados sin perder su rendimiento especificado. También se denomina duración de conservación.

E **Electrólito** • Líquido, pasta u otro medio que suministra el mecanismo conductor de iones entre el electrodo negativo y el positivo de una batería.

Estado de carga de batería • La capacidad de una batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.

Estratificación • Efecto que se produce en una batería de plomo-ácido activada por electrólito líquido, de ciclo profundo, cuando la concentración ácida varía desde la parte superior hasta la inferior de la batería. El control periódico de la sobrecarga tiende a eliminar la estratificación o igualar la carga de la batería.

F **Factor de reducción de capacidad** • En un módulo, factor con que se disminuye el valor de la corriente para tomar en cuenta las condiciones normales de funcionamiento.

Factor de potencia • El coseno del ángulo de fase entre las formas de onda de la tensión y de la corriente de un circuito de c.a. Se emplea para especificar el rendimiento de un inversor.

Factor de relleno • En una curva I-V, relación que tiene la potencia máxima con el producto de la tensión de un circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Este factor constituye una medida del grado de cuadratura de la forma de la curva I-V.

Forma de onda • Configuración característica de la onda de c.a. de un inversor.

Frecuencia • Número de ciclos, o repeticiones, por unidad de tiempo de una forma de onda completa, como la de una corriente eléctrica. Normalmente se expresa en ciclos por segundo, o en su equivalente, que es la unidad hertz (abrev.: Hz).

Fuente de alimentación ininterrumpida • Fuente de energía que suministra un servicio continuo.

G **Gasificación** • Subproducto de gases que se forman en una batería durante la aplicación de carga. También se denomina desprendimiento gaseoso o desgaseamiento

Gravedad específica • Relación entre el peso de una solución o electrólito de una batería y el peso del mismo volumen de agua a una temperatura especificada. Se usa como indicador de la condición de carga de la batería.

H **Hertz (Símbolo: Hz)** • Unidad de medida de la frecuencia, equivale a un ciclo o período por segundo.

Horas de sol máximo • Valor equivalente al número de horas diarias en que la irradiancia solar media es de 1.000 W por metro cuadrado. Por ejemplo, 6 horas de sol máximo significa que la energía recibida durante el total de horas de luz del día es igual a la energía que se habría recibido si el sol hubiera alumbrado durante 6 horas a razón de 1.000 W por metro cuadrado.

Hora-sol • Neologismo que se podría usar como unidad de medida solar, con el significado de "una hora de sol máximo".

I **Igualación** • Proceso de recuperación de todas las celdas de una batería hasta igualar el estado de la carga.

Independiente • Véase "Sistema independiente".

Insolación • Radiación solar que llega a una superficie en un periodo de tiempo. Generalmente se expresa en kilowatt-horas por metro cuadrado. Véase también "Recurso solar".

Intensificación por nubes • Aumento de la insolación solar debido a la insolación del rayo directo más la insolación reflejada desde la cobertura parcial de nubes.

Inversor • En un sistema fotovoltaico, dispositivo que convierte la corriente continua, procedente del conjunto, en corriente alterna compatible con la corriente de la red de energía de la empresa de servicios públicos. También se denomina convertidor de c.c. a c.a. o sistema de conversión de energía.

Irradiancia • Radiación solar instantánea que llega a una superficie. Generalmente se expresa en kilowatts por metro cuadrado. Véase también "Insolación".

K **Kilowatt (Símbolo: kW)** • Mil watts (o vatios). También se denomina Kilovatio.

Kilowatt-hora (Símbolo: kWh) • Equivale a una potencia de mil watts (o vatios) durante un período de una hora. También se denomina Kilovatio-hora.

L **Langley (Símbolo: L)** • Unidad de irradiancia solar. Su valor es de caloría-gramo por centímetro cuadrado.

M **Mes determinante** • Mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda de carga para aparatos eléctricos. Este es el mes que determina el diseño del sistema fotovoltaico.

Modularidad • El concepto de emplear idénticas subunidades completas en la construcción de un sistema. También se denomina construcción modular.

Módulo • La unidad reemplazable más pequeña de un conjunto fotovoltaico. Un módulo integral encapsulado contiene una cantidad determinada de células fotovoltaicas.

Módulo fotovoltaico de película delgada • Véase "Silicio amorfo".

N NEC • Sigla del National Electrical Code (Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos). Publicación que contiene normas de seguridad para toda clase de instalaciones eléctricas. En la edición de 1984 y posteriores se incluye el Artículo 690 "Solar Photovoltaic Systems" (Sistemas fotovoltaicos solares).

O Ohm (Símbolo: Ω) • Unidad de resistencia eléctrica. Equivale a la resistencia de un circuito que al aplicársele una fuerza electromotriz de 1 volt (o voltio) mantiene una corriente de 1 A (ampere).

Onda cuadrada • Forma de onda que se asemeja a un pulso de tensión cuadrangular y que contiene un gran número de componentes armónicas. Esta forma de onda se puede generar en un instrumento al cerrar y abrir un interruptor.

Onda sinusoidal • Forma de onda que se asemeja a la función matemática sinusoidal libre de armónicas. Corresponde a una sola frecuencia de oscilación periódica, que se puede presentar como una función de amplitud contra un ángulo, donde el valor de la curva en cualquier punto es una función del seno de dicho ángulo. También se llama onda senoidal.

Onda sinusoidal modificada • Onda sinusoidal que consiste básicamente en una sola oscilación periódica.

Orientación • Posición en relación con los cuatro puntos cardinales (norte, sur, este, oeste). La medida de orientación es el azimut.

P Panel fotovoltaico • Designación de un número de módulos fotovoltaicos reunidos en un solo bastidor mecánico.

Pérdida de potencia • Disminución de potencia debido a la resistencia del conductor metálico. Llámase también atenuación de potencia.

Pila seca • Pila generadora de corriente provista de un electrolito cautivo inmovilizado en un cierre hermetico. Constituye el elemento primario de una batería.

Piranometro • Instrumento que mide la irradiancia solar recibida de todo un hemisferio.

Placa • Lámina delgada de metal u otro material, destinada a acumular energía eléctrica en una batería.

Placa de celdillas • Placa de batería que mantiene materiales activos en una celdilla metálica perforada, sostenida en una tira.

Potencia • Unidad básica de energía eléctrica. Se especifica en watts (o vatios). Véase "Watt".

Profundidad de descarga • Porcentaje de energía extraída de la batería, en relación con su capacidad energética total.

Profundidad de descarga estacional • Factor de ajuste que se usa para determinar la descarga estacional de una batería durante largo tiempo. Al aplicar este factor se obtiene un conjunto de módulos más pequeños, cuando se proyecta usar la capacidad de la batería para satisfacer ampliamente la demanda de carga a largo plazo durante la estación de baja insolación.

Punto de funcionamiento • Corriente y tensión que produce un módulo bajo condiciones de carga. Véase "Curva I-V".

Punto de potencia máxima • Modo de funcionamiento de un controlador de potencia que regula continuamente una fuente de tensión fotovoltaica para que la fuente funcione a su punto máximo de potencia.

R **Radiación difusa** • Radiación que se recibe del sol después de la reflexión y dispersión que produce la atmósfera.

Recurso solar • Cantidad de insolación que recibe un sitio o lugar. Generalmente se mide en kW/metro cuadrado/día. Véase también "Insolación".

Red de distribución de energía • Expresión con que se describe la red de una compañía o empresa de servicios públicos que suministra electricidad.

Régimen de carga • Velocidad con que se recarga una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el flujo de la corriente. Por ejemplo, C/5.

Régimen de descarga • Velocidad de extracción de corriente de una batería. Se expresa como una relación entre la capacidad de la batería y el régimen de descarga de corriente. También se denomina régimen C. Véase "Régimen de carga".

Régimen de servicio • Periodo de tiempo en que un aparato puede producir trabajo a plena potencia.

Rendimiento • Relación entre la potencia (o energía) de salida y la de entrada. Se expresa en porcentaje. También se denomina eficiencia.

Rendimiento de conversión • Relación entre la energía eléctrica que produce una célula fotovoltaica y la energía solar que recibe la célula.

Resistencia (Símbolo: R) • Propiedad de un conductor que se opone a la circulación de corriente eléctrica, lo que eleva la temperatura del conductor. La medida de resistencia de un conductor determinado consiste en la fuerza electromotriz necesaria para obtener una unidad de corriente, que normalmente se expresa en ohms.

Resistencia de carga • Véase "Resistencia".

S

Semiconductor • Dispositivo de material sólido que posee una capacidad limitada de conductividad eléctrica.

Silicio • Elemento semiconductor que se utiliza comúnmente en la fabricación de células fotovoltaicas.

Silicio amorfo • Célula de silicio que carece de estructura cristalina. Véase también "Silicio monocristal" y "Silicio policristalino".

Silicio cristalino • Véase "Célula de silicio cristalino".

Silicio monocristal • Véase "Célula de silicio monocristal".

Silicio policristalino • Véase "Célula de silicio policristalino".

Silicio tipo n • Silicio provisto de una estructura cristalina que contiene impurezas cargadas negativamente.

Sistema de conversión de potencia • Véase "Inversor" y "Convertidor".

Sistema independiente • Sistema fotovoltaico autónomo, o sea que funciona sin necesidad de estar conectado a la red de energía eléctrica de la empresa de servicios públicos.

Sistema fotovoltaico • Instalación de módulos fotovoltaicos y otros componentes, proyectada para generar potencia eléctrica a partir de la luz del sol.

Sitio remoto • Lugar donde la empresa o compañía de servicios públicos no suministra electricidad.

Sobrecarga • Introducción de carga excesiva en una batería que ya está cargada completamente.

V **Varistor** • Resistor variable que depende de la tensión. Normalmente se utiliza en equipos sensibles como medio de protección contra rápidos aumentos o descargas de energía, tales como rayos, para lo cual hace pasar la energía a tierra.

Vida útil • Véase "Duración".

Volt (Símbolo: V) • Unidad práctica de fuerza electromotriz o diferencia de potencial entre dos puntos de un campo eléctrico. También se denomina voltio. Un volt es la cantidad de fuerza electromotriz que, aplicada a un conductor cuya resistencia es de 1Ω (ohm), produce una corriente de 1 A (ampere).

Voltaje • Véase "Tensión".

W **Watt (Símbolo: W)** • Unidad de potencia eléctrica que se desarrolla en un circuito con 1 A (ampere) que fluye a través de una diferencia de potencial de 1 V. Equivale a 1/746 de un caballo de vapor. También se denomina vatio.

Watt-hora (Símbolo: Wh) • Unidad de medida de energía. 1 Wh es la energía convertida o consumida durante una hora, cuando el nivel de potencia es de 1 W.

Watt máximo • Unidad de medida que usan las fábricas para indicar la cantidad de potencia que producirá un módulo fotovoltaico bajo condiciones de prueba estándar (normalmente 1.000 W/metro cuadrado) a una temperatura celular de 25°C.



CENTRO DE INVESTIGACION
Y DOCUMENTACION
"ING. BRUNO MASCAREÑO"