



12
1984

Universidad Nacional Autónoma de México

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS
PROFESIONALES ARAGON

APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR
EMPLEANDO DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS

TESIS PROFESIONAL

Para obtener el Título de
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P r e s e n t a

GUSTAVO REYES SANABRIA



SAN JUAN DE ARAGON

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

P R E F A C I O

El advenimiento en los últimos años de las celdas fotovoltaicas de alta eficiencia como transductores de energía solar-electricidad vienen a diversificar más las formas de obtener energía útil a partir del sol. Las ventajas de la energía solar sobre otras formas de explotación de energía son cada día más amplias debido al notable desarrollo tecnológico en la fabricación de celdas solares, que ha conducido al incremento de su eficiencia y a la disminución de su costo.

Las nuevas características hacen de las fotoceldas, una fuente de energía atractiva para aplicaciones en sistemas de baja y mediana potencia, por lo que se ha hecho importante para los ingenieros eléctricos el conocimiento de estos dispositivos y la conjugación de estos con elementos periféricos, para la construcción de sistemas generadores de energía eléctrica.

Este trabajo pretende satisfacer primordialmente los siguientes objetivos:

- 1) Presentar una infraestructura general en la constitución de los sistemas fotovoltaicos como generadores de energía eléctrica.
- 2) Proporcionar información indispensable para el diseño de sistemas fotovoltaicos en el país.
- 3) Diseñar un sistema de generación eléctrica en una región particular del país, donde la implementación del sistema fotovoltaico es necesario dadas las condiciones sociales, geográficas, económicas y climatológicas.

El primer capítulo trata de los conocimientos básicos más importantes de la radiación solar y se establece una forma de manipular la información variable del sol en una forma simple.

En el segundo capítulo se explica el fenómeno fotovoltaico y se estudian las características generales de los tipos de celdas y módulos solares existentes.

El tercer capítulo estudia los elementos constitutivos de los sistemas fotovoltaicos, como concentradores de luz, baterías de almacenamiento, equipo electrónico y otros; analizando sus características técnicas para su aplicación correcta en el desarrollo de un sistema fotovoltaico.

En el cuarto capítulo se establece la forma de evaluar económicamente los sistemas fotovoltaicos, mediante la ayuda de técnicas de Ingeniería Económica y de un estudio de mercado. Se plantea el posible impacto social de su implementación masiva y otros aspectos, tales como el de la contaminación ambiental.

Finalmente, en el quinto capítulo se diseña un sistema fotovoltaico en base a una necesidad social prioritaria. El diseño se refiere a la alimentación eléctrica de un dispensario médico en una región del país, donde no existe disponibilidad de energía eléctrica por medios convencionales, siendo ésta indispensable para el funcionamiento del equipo médico que consume electricidad y que se requiere para proporcionar servicio médico a una pequeña comunidad.

AGRADECIMIENTO

Para desarrollar este trabajo tuve la fortuna de contar con la ayuda del Ing. David Abel García Hernández, a quien le manifiesto mi profundo agradecimiento.

I N D I C E

Prefacio	ii
Introducción	vii

CAPITULO I

Principios fundamentales de la energía solar.

1.1 La constante solar	1
1.2 El espectro solar	3
1.3 La masa de aire	4
1.4 La atenuación de la energía	5
1.5 El concepto de hora pico	6
1.6 Los langleys	9
1.7 La insolación mundial	9
1.8 La insolación nacional	12
1.9 Mejoramiento de la captación solar	16
Bibliografía	25

CAPITULO II

Los dispositivos fotovoltaicos

2.1 El efecto fotovoltaico	26
2.2 Celdas de silicio	43
2.3 Celdas de GaAs	46
2.4 Celdas de Cds/Cu ₂	47
2.5 Celdas de silicio policristalino	49
2.6 Celdas de silicio amorfo hidrogenado	51
2.7 Características ópticas y mecánicas	53

2.8	Características eléctricas	54
2.9	Características térmicas	61
2.10	Dimensionamiento de un arreglo solar	64
	Bibliografía	72

CAPITULO III

Elementos periféricos

3.1	Concentradores directos	75
3.2	Concentradores indirectos	76
3.3	Baterías de plomo ácido	80
3.4	Baterías de níquel cadmio	82
3.5	Formas de cuantificar un banco de baterías	84
3.6	Influencia de la nubosidad en el dimensionamiento del banco de baterías	90
3.7	Uso de los diodos en los paneles solares	92
3.8	Principio de autoregulación de un panel solar	98
3.9	Control de potencia de un sistema fotovoltaico	99
3.10	Distribución del sistema de potencia	103
	Bibliografía	107

CAPITULO IV

Consideraciones económicas

4.1	Consideraciones económicas de los elementos fotovoltaicos	108
4.2	Evaluación económica de los sistemas fotovoltaicos	112
4.3	Impacto social y ambiental	117
	Bibliografía	120

CAPITULO V

Diseño de un sistema fotovoltaico

5.1	Procedimiento de diseño del sistema fotovoltaico	121
5.2	Ubicación geográfica del sistema	124
5.3	Insolación del lugar	126
5.4	Nubosidad del lugar	130
5.5	Especificaciones técnicas de las cargas	131
5.6	Perfil de cargas del sistema	132
5.7	Selección económica del sistema	134
5.8	Dimensionamiento del panel fotovoltaico	138
5.9	Sobredimensionamiento por temperatura y rendimiento	139
5.10	Selección del tipo de módulo	141
5.11	Dimensionamiento del banco de baterías	144
5.12	Control de sobrevoltaje y descarga profunda	146
5.13	Distribución del sistema fotovoltaico	149
5.14	Estructura y soporte del panel solar	153
5.15	Costo del sistema fotovoltaico	156
5.16	Conclusiones	158

APENDICES

A1	Mapas de insolación de la República Mexicana	161
A2	Temperaturas promedio máximas de la República Mexicana	174
A3	Características de algunos módulos solares	176
A4	Características de algunas baterías comerciales	181
A5	Registro de días nublados y parcialmente despejados de la República Mexicana	193

I N T R O D U C C I O N

Después de una sobreexplotación de los recursos fósiles y un justificado temor por su agotamiento, el hombre se ve en la necesidad de diversificar sus fuentes de energía y enfoca su interés en la energía a partir de la fusión nuclear de la materia.

Debido a la gran inversión económica que requiere la instalación de una planta atómica, las consecuencias ecológicas de un accidente o ataque y el problema de eliminar los desechos radioactivos que producen originarán que esta industria tuviera una aceptación poco satisfactoria en la mayoría de las naciones del mundo, produciendo un desarrollo más lento que el esperado.

Entonces al pensar en posibles fuentes energéticas que ayuden a resolver la crisis actual, es necesario acordarse del sol, fuente de energía de nuestro sistema planetario y responsable de que en la tierra existan las condiciones adecuadas para el mantenimiento de la vida.

El sol irradia enorme cantidad de energía al espacio, y desde hace millones de años las plantas de la tierra lo ha venido recogiendo y almacenando mediante el proceso de la fotosíntesis transformándola en materia orgánica. Durante los procesos geológicos y por la acción continua y lenta de la presión y temperatura, esta materia orgánica se ha transformado en carbón, petróleo y gas natural. También en la acción del sol está el origen de la lluvia, gracias a la cual existen ríos, que sirven al hombre como medio de transporte y permiten el aprovechamiento de la energía hidráulica, para la producción de electricidad.

Al contrario de los combustibles fósiles, el sol es inagotable a

escala humana. La tierra capta una mínima parte de la energía que irradia el sol. La filtración atmosférica reduce esta energía que llega del sol, dependiendo de la zona geográfica, altitud, época del año y otros factores; pero que en cualquier caso se trata de una cantidad de energía que tiene valor máximo de 1000 watts por metro cuadrado.

Se trata pues de una energía limpia y gratuita, además de que México es un país especialmente favorecido por ella; pero quizá el estar mejor dotados que otros países, no valdremos la gran riqueza energética que tenemos a nuestro alcance.

La energía solar se puede aprovechar mediante su aplicación directa para calentar agua para sistemas de calefacción, o mediante la transformación a otro tipo de energía como la electricidad, por lo que puede emplearse eficientemente para resolver problemas como el del bombeo de agua potable en zonas áridas, abrevaderos y oleoductos, generación de electricidad para equipos de radiotelecomunicación rural y señalización.

Para utilizar esta forma de energía se requiere que incida sobre un colector, superficie especialmente preparada para recibirla y transportarla al lugar deseado. En el caso de requerir energía eléctrica, el colector es cubierto con celdas fotovoltaicas, dispositivos semiconductores que realizan la conversión de luz solar a electricidad, la cual es transportada por medio de conductores a una carga determinada.

La aparición de la celda fotovoltaica de silicio anunciada por los científicos de la Bell Telephone en 1954, causó impacto mundial debido a su alta eficiencia de conversión.

En realidad el efecto físico no era nuevo, ya que Bequerel había descubierto el efecto fotovoltaico con el selenio en 1839, Los científicos reportaron una eficiencia del 6% y aseguraban que se alcanzarían eficiencias hasta del 22 %.

En aquella época el principal problema era el costo, ya que el precio por watt era de 1000 dólares. Esto originó que las celdas solares encontrarán prácticas e importantes aplicaciones en el espacio, instaladas en satélites donde el costo no es obstáculo y donde no se dispone de otra fuente de energía.

En la década de los 60s se descubrieron otros materiales fotovoltaicos como por ejemplo, el arsenuro de galio (Ga As) estos compuestos podían operar eficientemente a temperaturas más altas, pero resultaban aún muy caras. Posteriormente se desarrollaron celdas de sulfuro de CdS con poca eficiencia, pero de menor peso que las hacía más atractivas para usos espaciales.

En los últimos años se ha venido experimentando con celdas de silicio amorfo, cuyas características principales son las de tener baja eficiencia y costo reducido, debido a la simplicidad de su fabricación. Estas celdas están haciendo posible la construcción de sistemas fotovoltaicos a bajo costo.

En sistemas terrestres, un sistema fotovoltaico de potencia típico, consiste en algunos módulos de 32 a 40 celdas cada uno, acoplados a un banco de baterías a través de un regulador o controlador de carga. El sistema puede ser tan sofisticado como la carga lo requiera.

En México el desarrollo y uso de los sistemas fotovoltaicos es una de las alternativas más eficaces para aprovechar la energía solar, debido a que existen varias razones favorables.

La insolación en nuestro país es una de las más altas del mundo, por lo que se puede obtener gran cantidad de energía con un número pequeño de módulos, cosa que no se logra en la mayoría de los países desarrollados a causa de su baja insolación, como es el caso de los países europeos, Japón y la mayoría de las regiones de E.U.

La poca incidencia de nubosidad en nuestro país, nos permite obtener gran ahorro económico en el establecimiento de sistemas fotovoltaicos, ya que al dimensionar el banco de baterías se obtiene un número pequeño de ellas, debido a que se diseña en base al número de días nublados del año.

La irregular orografía de la República Mexicana dificulta la instalación de redes de distribución eléctrica en muchas regiones del país y resulta más económico instalar un generador solar que llevar la red eléctrica.

El interés mostrado hacia los dispositivos fotovoltaicos por parte de las instituciones de educación superior del país, tales como el Instituto de Investigación en Materiales de la Universidad Nacional Autónoma de México y el Centro de Investigación de Estudios Superiores del Instituto Politécnico Nacional, los ha conducido al desarrollo y aplicación de estos dispositivos para el mejor aprovechamiento de la energía solar en México.

C A P I T U L O I

PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA ENERGIA SOLAR

El conocimiento elemental de los movimientos más importante de nuestro planeta y las variaciones de la cantidad de irradiación que incide en él, son indispensables para el correcto diseño de un sistema fotovoltaico.

La irradiación variable del sol sobre la tierra, conduce al diseñador a establecer definiciones y unidades de medición apropiadas para lograr mayor facilidad en su manejo.

En este capítulo se definen los conceptos y unidades que ayudan a determinar la cantidad de energía que incide en la tierra, en una forma simple y adecuada para su empleo en el diseño del sistema fotovoltaico.

1.1 LA CONSTANTE SOLAR

La constante solar es una medida de la energía procedente del sol, que se refiere a la potencia promedio que incide en una superficie plana perpendicular a los rayos del sol y a una distancia media de 1.496×10^{11} m (distancia promedio entre el sol y la tierra). Esta magnitud también se conoce como 1 unidad astronómica (1.U.A.).

En los últimos años, por medio de satélites artificiales, se ha obtenido el valor de la constante solar, siendo éste de 1.353 Kw/m^2 .

En realidad a lo largo del año llegan al espacio extraterrestre,

diferentes cantidades de energía solar (dado que la tierra describe una trayectoria elíptica alrededor del sol). Durante su perihelio (distancia más cercana entre la tierra y el sol), la máxima cantidad de energía recibida es de 1.395 kw/m^2 . Y durante su afelio (la distancia más lejana entre el sol y la tierra), recibe una mínima cantidad de energía del orden de 1.308 kw/m^2 .

En la figura 1.1.1. se muestra la variación de la constante solar a lo largo del año

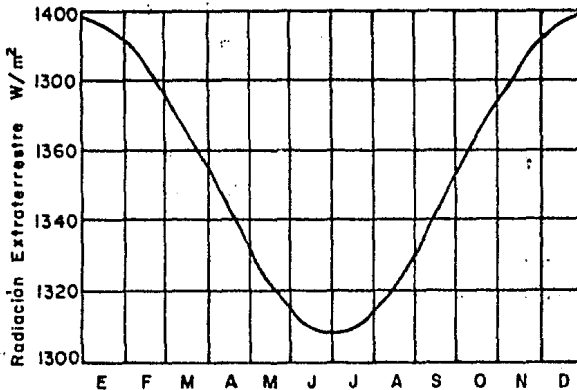


Fig. 1.1.1. Variaciones de la constante solar extraterrestre en el transcurso del año.

1.2. EL ESPECTRO SOLAR

La potencia de las ondas electromagnéticas del sol que incide sobre la tierra, depende de la frecuencia o longitud de onda, tal como se muestra en la figura 1.2.1.

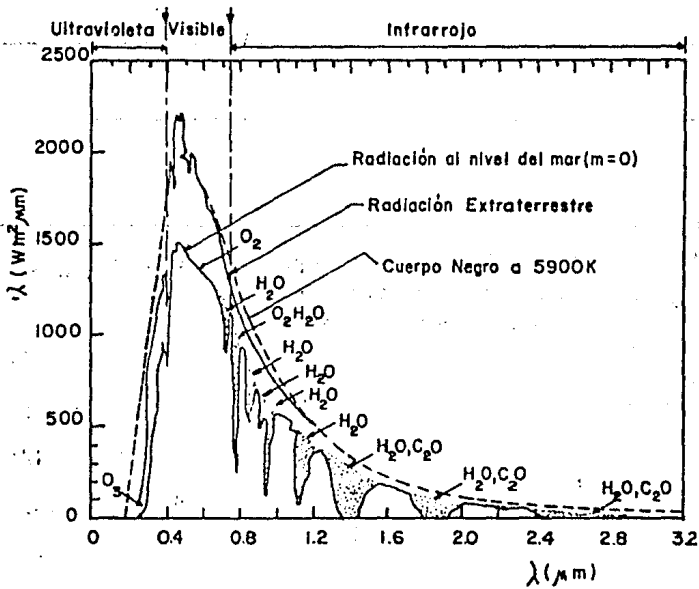


Fig. 1.2.1. Distribución espectral de la energía solar en el espacio extraterrestre y en la superficie de la tierra.

Casi toda la energía radiante se encuentra concentrada dentro de los rangos de 0.2 a 3 μm ($1 \mu\text{m} = 10^{-6} \text{m}$).

En la tabla 1.2.1. se puede observar la fracción de energía inci

dente extraterrestre, que corresponde a cada una de las regiones espectrales, que en forma general está constituido el espectro electromagnético de la radiación solar.

Región	Rango de longitud de onda (μm)	Potencia incidente (w/m^2)	Fracción (%)
Ultravioleta	0-0.38	95	7.0
Visible	0.38-0.78	640	47.3
Infrarrojo	0.78- ∞	618	45.7
Constante Solar.		1353	100

Tabla 1.2.1. Características del espectro electromagnético que llega al espacio extraterrestre.

1.3. LA MASA DE AIRE

Cuando los rayos solares atraviesan la atmósfera terrestre, se originan fenómenos de dispersión y absorción, producidos por las moléculas de los diferentes componentes del aire.

La magnitud de esta atenuación, está en función de la trayectoria recorrida por los rayos del sol. La trayectoria óptica de los rayos solares varía según el ángulo cenital (es el ángulo que hace el sol al cenit con el observador como vértice). Esta longitud se expre-

sa en función de la llamada "masa de aire" "m" y está dada por la relación:

$$m = P/P_0 \quad \text{Sec } \theta_0 \quad (1.3.1.)$$

Donde:

P = Presión atmosférica del lugar.

P₀ = Presión atmosférica al nivel del mar.

θ_0 = Angulo cenital

Bajo condiciones diferentes, "m" presenta los siguientes valores:

m = 0 En el espacio extraterrestre (condición AVO)

m = 1 Cuando el sol está en su cenit (al medio día)
y al nivel del mar (condición AMI)

m ≠ 1 Antes y después del medio día.

1.4 ATENUACION DE LA ENERGIA SOLAR

La difusión de los rayos solares originados por las moléculas de los componentes del aire (difusión de Raleigh) es mayor para las radiaciones de alta frecuencia, ya que el coeficiente de difusión molecular es inversamente proporcional a la cuarta potencia de la longitud de onda; esta ley determina el color azul del cielo.

La absorción de las radiaciones solares es debida a los componen -

tes gaseosos de la atmósfera y se presenta principalmente en la región infrarroja. La absorción se realiza principalmente por el vapor de agua, dióxido de carbono y ozono; además del oxígeno, los otros gases no intervienen en forma importante.

Los efectos de la difusión y la absorción sobre el espectro electromagnético se muestran en la figura 1.2.1. de la sección anterior.

En suma, la radiación total que recibe la superficie terrestre es la superposición de la radiación directa y difusa. La primera es la que procede del sol directamente y en ausencia de nubes, la segunda es el resultado de la dispersión de los rayos solares, ocasionados por las moléculas de la atmósfera, haciendo su predicción difícil de cuantificar.

1.5. EL CONCEPTO DE HORA PICO

La máxima potencia que recibe la tierra en los equinoccios del Ecuador y en un día sin nubes es de 1 Kw/m^2 . Esta cantidad de potencia también es recibida en los desiertos en días de verano.

Se considera 1 Kw/m^2 como el valor de insolación de referencia o insolación estandar, que sirve para establecer la potencia de los generadores solares.

La potencia solar es la energía que incide en la tierra en un instante determinado. Esta energía no es la misma en instantes diferentes, sino que difiere a lo largo del día, mes y año.

Para el estudio y diseño de los sistemas fotovoltaicos se requie

re conocer la energía total incidente en un periodo de tiempo, evalúa da como un promedio diario, mensual o anual. Por ejemplo la energía diaria promedio de la curva de irradiancia de la figura 1.5.1. (a), es el área bajo la curva mostrada en la figura 1.5.1. (b).

Las figuras 1.5.1. (c) y (d) muestran el mismo concepto pero para una menor cantidad de insolación diaria.

Esta energía total, es equivalente a una insolación promedio de 1 Kw/m^2 durante un determinado número de horas, designadas como "HORAS PICO" que supuestamente son menores que las horas de luz durante el día. Así una insolación media anual de 5.5 Kw-h/m^2 al día representa 5.5 horas-pico.

Valores típicos de insolación en nuestro país son los siguientes:

En el mes de mayo la insolación media mensual en el desierto de Sonora es de 8.41 horas-pico y de solo 3.95 horas-pico en la Sierra de Puebla durante el invierno. Estos valores indican la cantidad de insolación efectiva que incide en determinada región y muestran por sí mismos la ventaja de trabajar con horas-pico.

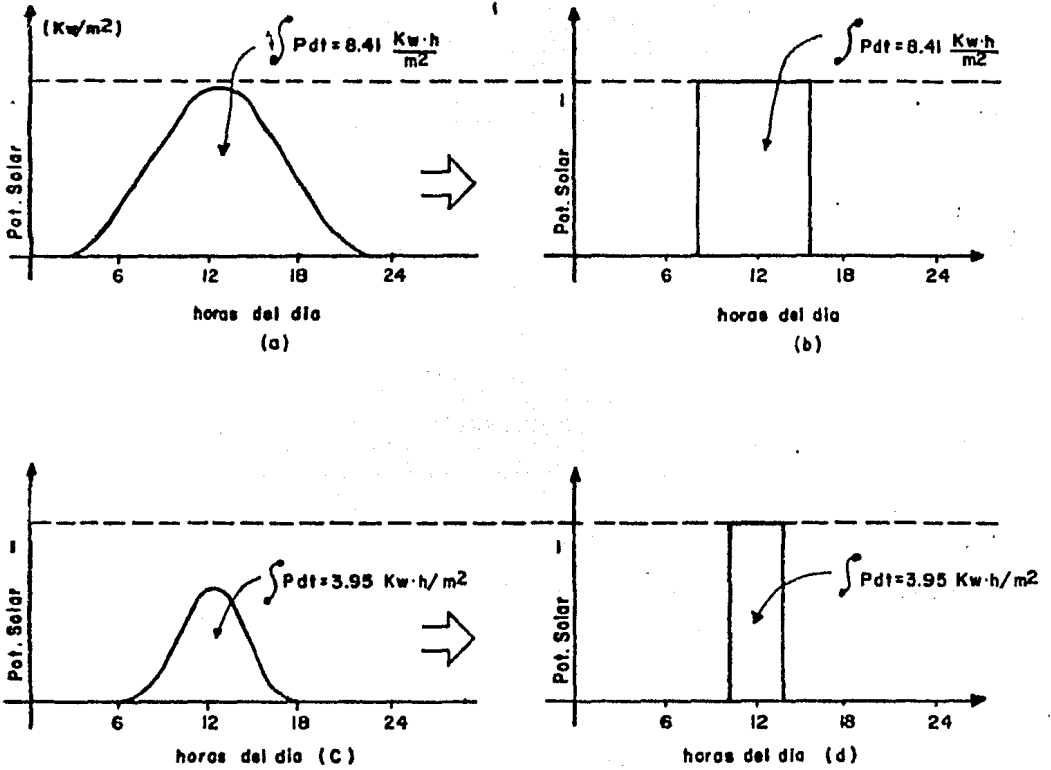


Fig. 1.5.1. El concepto de hora-pico. (a) Insolación real en un día de verano. (b) Equivalencia en horas pico. (c) Insolación correspondiente a un día de invierno. (d) su equivalencia en horas pico.

1.6. LOS LANGLEYS

Puesto que una hora-pico representa la energía captada de 1 Kw/m^2 , durante una hora y que es la energía incidente por unidad de área, podemos establecer una equivalencia entre una hora-pico y un langley (1 cal/cm^2 , una unidad de energía por unidad de área). Desarrollando una hora pico en langleys tenemos:

$$\begin{aligned} 1 \text{ Kw-h/m}^2 &= 86 \text{ cal/m}^2 \\ 1 \text{ hora-pico} &= 86 \text{ langleys} \end{aligned}$$

También podemos establecer que la relación de un langley y un joule/cm² es:

$$1 \text{ langley} = 4.186 \text{ joule / cm}^2$$

Estas equivalencias son importantes, ya que la mayoría de las cartas de insolación están referidas en horas-pico, langleys o joule/cm².

1.7. INSOLACION MUNDIAL

Nuestro planeta intercepta 1.7×10^{14} kw de la potencia proveniente del sol; la tercera parte de esta energía es reflejada al espacio, la quinta parte es absorbida en la atmósfera y la cantidad sobrante, un poco menos que la mitad, alcanza la superficie.

La energía promedio recibida por la totalidad de la superficie del planeta es de 155 w/m^2 , la cual disminuye en forma notable por incluir las superficies polares, las cuales reciben una insolación casi nula.

Si segregamos las zonas más allá de las latitudes 60 Norte y Sur, el promedio de potencia sobre la zona restante es de aproximadamente 200 w/m^2 , cantidad que alienta las aplicaciones con sistemas fotovoltaicos.

Las insolaciones que reciben las diferentes regiones del mundo se muestran en la figura 1.7.1., donde el planeta está dividido por zonas, cada una de ellas marcada con una letra que especifica la cantidad de insolación correspondiente. La tabla 1.7.1. establece la equivalencia en horas-pico semanales correspondientes a cada letra.

	LOCALIZACION				
	A	B	C	D	E
Horas-pico semanales	50	40	32	24	14

Tabla 1.7.1. Insolación de las regiones que componen el planeta.

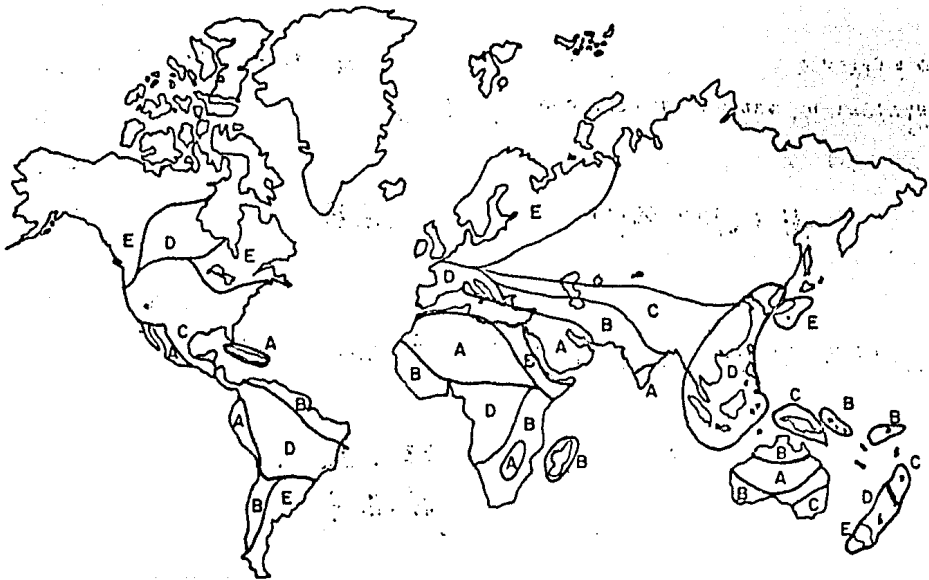


Fig. 1.7.1. Niveles de insolución en el mundo.

1.8. LA INSOLACION NACIONAL

Del mapa de insolación mundial, figura 1.7.1., se observa que casi la totalidad de la superficie de la República Mexicana tiene una insolación de 32 hasta 50 horas-pico semanales, los niveles más altos de insolación en el mundo.

Para el diseño de SFV en México, es necesario disponer de mapas de insolación mucho más precisos que el de la figura 1.7.1. Para ello se dispone de mapas de insolación obtenidos por el Dr. E. Hernández, basados en la información de nubosidad regional durante el período 1969-1971, período climatológicamente estable.

Los datos de nubosidad, fueron introducidos en un modelo matemático que predice la insolación global diaria, mensual y anual. La cantidad de insolación captada es equivalente a la obtenida en un captador horizontal.

La evaluación de la insolación se obtuvo en base a la aproximación propuesta por Fritz (1), la cual establece que la radiación global máxima Q_{max} durante un día es:

$$Q_{max} = \int_{-t_0}^{+t_1} Q'dt + \int_{t_1}^{t_2} Qdt + \int_{t_2}^{+t_0} Q'dt \quad (1.8.1.)$$

(1) Fritz, S. ; "Solar energy on clear and cloudy days"; the Scientific Monthly.

Donde:

$$Q = 1.76 \text{ sen } h - 0.07 \quad \text{para } h \geq 8^\circ$$

$$Q' = 1.20 \text{ sen } h \quad \text{para } h < 8^\circ$$

t_0 y $-t_0$ representan los instantes de salida y puesta del sol ($h=0^\circ$); t_1 y t_2 los instantes cuando $h = -8^\circ$ y $h = +8^\circ$ respectivamente.

La relación entre la duración de la insolación real S y la radiación global Q puede expresarse en función de la duración de insolación máxima S_{max} y la relación global máxima de acuerdo con la expresión propuesta por Angstrom (2), la cual considera periodos decadalios o mensuales y se expresa como:

$$Q/Q_{max} = a + b S/S_{max} \quad (1.R.2.)$$

Donde a y b son constantes observándose que varían conforme a la localidad estudiada.

S se evaluó de la siguiente manera:

Siendo:

- n , el número de días del mes.
- n_1 , el número de días despejados en el mes.
- n_2 , el número de días parcialmente despejados en el mes.
- $E=0$, nubosidad en días despejados.
- $E=0.5$, nubosidad para días parcialmente despejados.
- $E=1$, nubosidad para días nublados.

(2) Angstrom, A., 1956, "On Computation of global radiation from the Records of Sunshine", Stockholm, Vol 2, N° 32.

La duración astronómica de la insolación se expresa como:

$$S_0 \text{ (hrs)} = 2/5 \cos^{-1} \{ \tan \lambda \tan \xi \} \quad (1.8.3.)$$

Donde λ es la latitud del lugar y ξ la declinación de la tierra de acuerdo a la época del año.

S_{do} , es el promedio mensual de insolación astronómica:

$$S_{do} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n H_i/n \quad (1.8.4.)$$

Donde H_i son las horas de insolación de cada día del mes.

Considerando que durante los días completamente despejados se tiene $E=0$ entonces:

$$S_{max} = S_0 \quad (1.8.5.)$$

Y el número medio mensual de horas con cielo despejado es:

$$S_m = n_1 S_{do} \quad (1.8.6.)$$

De igual forma, el promedio mensual de horas con cielo parcialmente despejado es:

$$S'_m = n_2 S_{do} E \quad (1.8.7.)$$

Así, el total de horas de insolación queda expresado como:

$$St = n_1 Sdo + n_2 Sdo E \quad (1.8.8.)$$

El total de horas mensual de insolación astronómica Sot es:

$$Sot = \sum_{i=1}^n H_i \quad (1.8.9.)$$

La insolación relativa Sr, podrá obtenerse a partir del cociente:

$$Sr = St/Sot \quad (1.8.10.)$$

Este valor se ha relacionado con la radiación global relativa Q/Q_{max} , utilizando la curva propuesta por Brichambout y G. Lamboley(3). De esta manera se obtuvieron para las 117 localidades, los promedios diarios de radiación global mensual, Q_m , como también el promedio diario anual Q_a .

Los resultados de la distribución geográfica de la insolación en México para los diferentes meses del año, se muestran en los mapas contenidos en el apéndice A1 y que muestran líneas de insolación evaluadas a intervalos de 25 langleys.

(3) Perrin de Brichambaut, ch., Lamboley. G., Cahiers de l' A, F, E, D, E, S, Volúmen I; 1962.

1.9. MEJORAMIENTO DE LA CAPTACION SOLAR

Los movimientos angulares de la tierra con respecto a los rayos del sol se muestran en la figura 1.9.1.

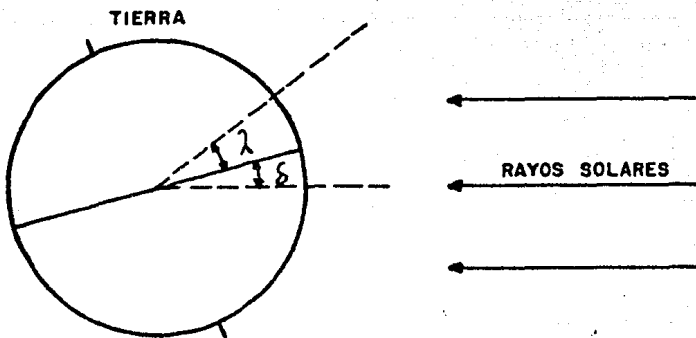


Fig. 1.9.1. Diferente orientación angular de la tierra con respecto al sol.

Los ángulos mostrados en la figura 1.9.1. son:

λ = Latitud del lugar

δ = Ángulo del ecuador con respecto al sol.

$\delta + \lambda$ = $\delta + \lambda$, ángulo para el cual se logra máxima recepción de energía en la tierra.

Los movimientos angulares de la tierra, determinan las estaciones del año. Para los equinoccios del 21 de marzo y 21 de septiembre, los días tienen igual duración que las noches. En estas dos fechas se tiene $\delta = 0$, ya que el Ecuador está paralelo a los rayos del sol.

Durante el solsticio de verano (21 de junio), se tiene la declinación máxima de la tierra y $\delta_{\max} = -23.45^\circ$; mientras que en el solsticio de invierno, el día más corto del año, el 21 de diciembre si tiene $\delta_{\max} = 23.45^\circ$.

Durante el periodo de verano - otoño se tiene δ_v menor que λ y en el periodo otoño - invierno δ_v es mayor que λ .

De los conceptos anteriores se puede estudiar el mejoramiento de la captación solar mediante captadores orientados a diferentes ángulos. En la figura 1.9.2. se observa como inciden los rayos solares sobre captadores orientados a distintos ángulos y se tiene que:

- θ = ángulo cualquiera al que está orientado un captador.
- δ_v = ángulo para el cual el plano del captador es perpendicular a los rayos del sol.
- E_H = energía recibida en un captador plano horizontal.
- E_θ = energía recibida en un captador plano orientado a θ del plano horizontal.
- E_{δ_v} = energía máxima recibida en un captador perpendicular a los rayos del sol.

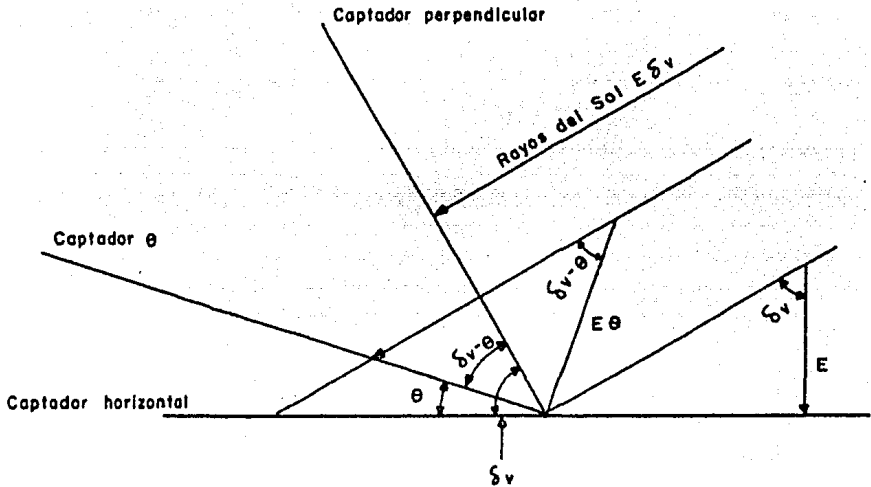


Fig. 1.9.2. Cantidad de insolación que recibe un captador orientado a diferentes ángulos.

De la figura 1.9.2. tenemos que:

$$E_H = E \delta v \cos \delta v = E \delta v \cos (\delta + \lambda) \quad (1.9.1.)$$

$$E_\theta = E \delta v \cos (\delta v - \theta) \quad (1.9.2.)$$

De las ecs. (1.9.1.) y (1.9.2.) se obtiene:

$$E_{\theta} = E_H \cos(\delta v - \theta) / \cos \delta v = E_H \cos(\delta + \lambda - \theta) / \cos(\delta + \lambda)$$

(1.9.3.)

$$E_{\theta} = E_H (F(\theta))$$

(1.9.4.)

$$\text{Donde } F(\theta) = \cos(\delta + \lambda - \theta) / \cos(\delta + \lambda)$$

Las variaciones de δ se obtienen de la ec. de Cooper (1969):

$$\delta = \pm 23.45^{\circ} \text{ sen } \left[360 (284 + n) / 365 \right] \quad (1.9.5)$$

Donde n es el día progresivo del año. El signo negativo es usado en el hemisferio norte y el positivo en el sur.

Algunos valores de δ a lo largo del año se muestran en la tabla 1.9.1.

MES	FECHA	DIA PROGRESIVO DEL AÑO (n)	δ
ENERO	15-I	15	21.26
FEBRERO	15-II	46	13.28
MARZO	15-III	74	2.81
ABRIL	15-IV	105	-9.41
MAYO	15-V	135	-18.79
JUNIO	15-VI	166	-23.31
JULIO	15-VII	196	-21.51
AGOSTO	15-VIII	227	-13.78
SEPTIEMBRE	15-IX	258	- 2.216
OCTUBRE	15-X	288	9.599
NOVIEMBRE	15-XI	319	19.14
DICIEMBRE	15-XII	349	23.33

Tabla 1.9.1. Valores de δ para el día 15 de cada mes del año .

$F(\theta)$ tiene sus valores máximos y mínimos $\delta = 23.45$ (diciembre) y $\delta = -23.45^\circ$ (junio) respectivamente como se puede observar en la figura 1.9.3. Así las curvas de E_H y $F(\theta)$ se ajustan para producir curvas de E_θ más rectas y más adecuadas. Para nuestro empleo se requiere que E_θ sea mayor en las épocas del año de menor insolación. Para valores pequeños de insolación en un captador horizontal tenemos $F(\theta)$ alto.

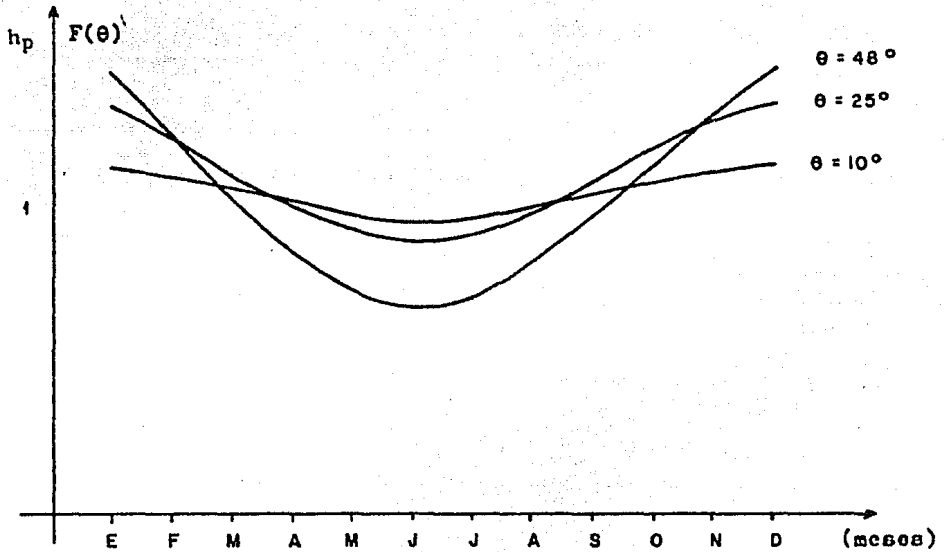


Fig. 1.9.3. Característica de $F(\theta)$ para diferentes ángulos de orientación de un captador plano.

Algunas curvas de insolación E_H y E_θ obtenidas arriba de las nubes se muestran en la figura 1.9.4. E_θ corresponde a diferentes valores de θ .

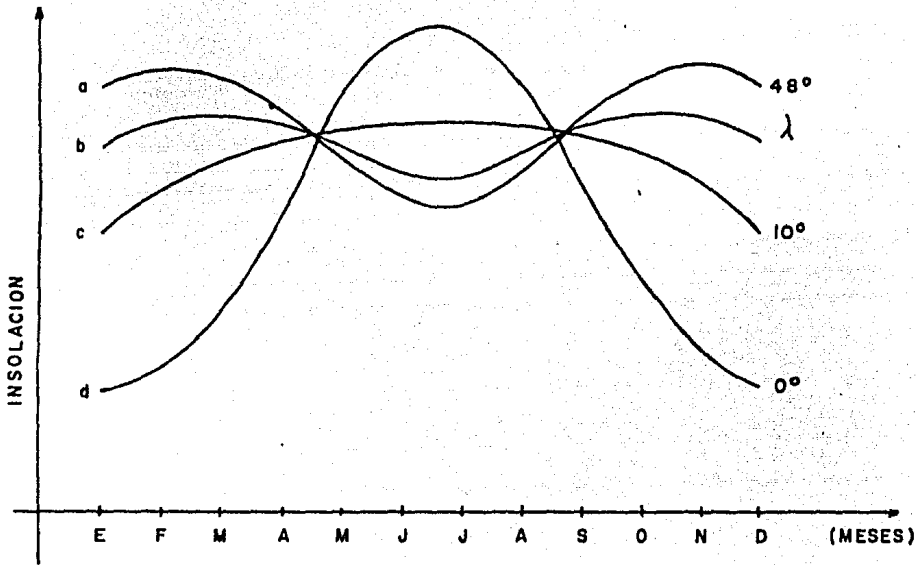


Fig. 1.9.4. Insolación obtenida en un captador plano horizontal orientado a diferentes ángulos de θ . Las letras a, b, c, y d indican los puntos de mínima insolación para cada curva.

Los SFV al igual que la mayoría de los sistemas de Ingeniería, se diseñan para operar en el peor de los casos; en este caso es necesario trabajar adecuadamente durante la época de mínima insolación. Así se varía θ para obtener un valor mínimo máximo. Por lo tanto la curva más conveniente de las mostradas en la figura 1.9.3 es la co -

respondiente a $\theta = \lambda$, ya que ésta es la más plana posible. Sin embargo es conveniente cuantificar la insolación E_{θ} para orientaciones $\theta = \lambda + 10^{\circ}$ con el fin de encontrar un mínimo máximo de las curvas obtenidas.

Las curvas de insolación en la superficie de la tierra, difieren de las mostradas en la figura 1.9.3., debido principalmente, al efecto de las nubes.

En la figura 1.9.5. se muestran curvas típicas de E_H y E_{θ} .

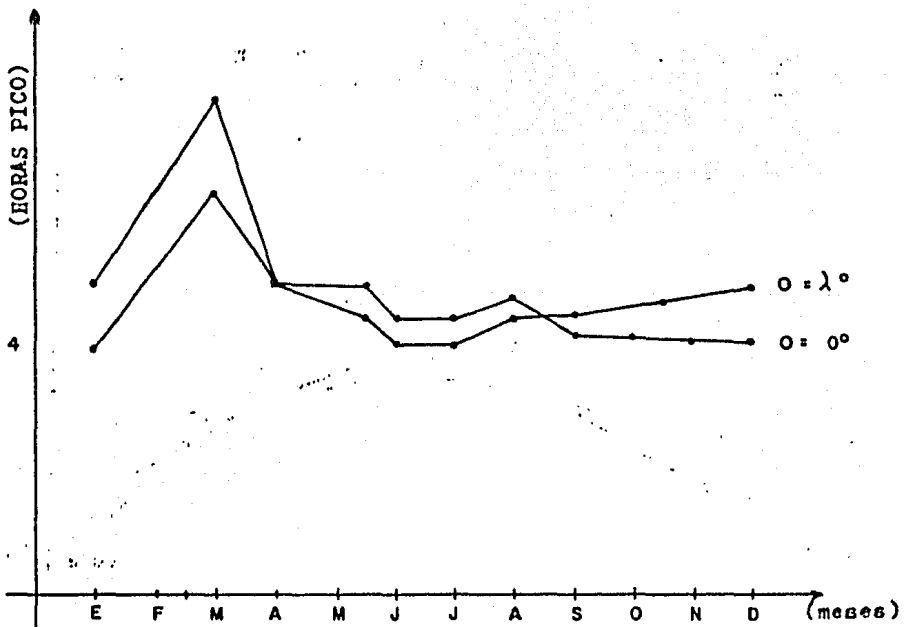


Fig. 1.9.5. Insolación en la ciudad de México para un captador horizontal orientado $\theta = 0^{\circ}$ y $\theta = \lambda$.

Algunas veces la insolación es mínima en tiempo de lluvias y alta nubosidad por lo que se orienta al captador con $\theta = \lambda - \Delta\theta$ para recibir mayor insolación en mayo y junio.

En los países con mayor latitud que el nuestro, se orienta el captador con $\theta = \lambda + \Delta\theta$ con objeto de favorecer la captación en invierno, que es la estación con menor insolación recibida en un captador horizontal.

B I B L I O G R A F I A

"ENERGIA" Revista de Ingeniería Energética.

Julio/Agosto, 1980; año VI, No. 4

"DISEÑO Y OPERACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS"

Ing. J.M. Mercado M. Centro de Investigación y Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional, 1978.

"SISTEMAS DE ALUMBRADO CON DISPOSITIVOS FOTOVOLTAICOS"

Folleto de divulgación de Motorola, No. MSP20001

"ESTIMACION DE LA RADIACION GLOBAL EN MEXICO MEDIANTE LA FOTOMETRICA Y LA INTERPRETACION DE LA NUBOSIDAD DE SATELITES METEOROLOGICOS"

Hernández, Everardo. Centro de Investigación de Materiales, 1976.

CAPITULO II

LOS DISPOSITIVOS FOTVOLTAICOS

En el presente capítulo, se estudia el efecto fotovoltaico, que permite la conversión de luz solar a electricidad. Se analizan los tipos de dispositivos semiconductores en que aparece este fenómeno y su representación matemática para su aplicación como fuentes de energía eléctrica, que conectadas de diversas formas, pueden proporcionar la potencia requerida para satisfacer cualquier magnitud de demanda energética.

2.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

La juntura p - n se forma cuando se pone en contacto mecánico un material tipo p y otro n.

Durante el contacto se tenderá a un estado de equilibrio mutuo. Las cargas eléctricas positivas y las negativas tenderan a neutralizarse, este proceso es llamado "difusión".

La corriente de difusión del lado n al lado p puede expresarse mediante la siguiente ec.:

$$i_{de} = e D_n \frac{dn}{dx} \quad (2.1.1)$$

Donde:

D_n = Constante de difusión para los electrones.

e = La carga eléctrica unitaria.

x = La distancia en el cristal.

A su vez D_n se relaciona con la movilidad de los electrones mediante la siguiente ecuación:

$$D_n = \mu_n kT / e \quad (2.1.2.)$$

Donde:

T = Temperatura absoluta del cristal.

K = Constante de Boltzman.

Análogamente la corriente de difusión de huecos i_{d_p} que fluye en la dirección opuesta se expresa como:

$$i_{d_p} = eD_p dp/dx \quad (2.1.3.)$$

Cuando se forma la unión, los electrones hacia el material p y los

huecos hacia el material n, teniendo como resultado que el lado p de la juntura se ionize con carga negativa y el lado n con carga positiva. Estas cargas establecen un campo eléctrico en tal sentido que se opone a la corriente de difusión. El campo eléctrico irá creciendo hasta que se establezca un equilibrio entre la corriente de difusión y la de campo.

Las corrientes de campo de electrones y huecos respectivamente son:

$$i_{cn} = e \mu_n n E \quad (2.1.4.)$$

$$i_{cp} = e \mu_p p E \quad (2.1.5.)$$

La concentración de electrones y huecos que se tienen después que se ha establecido el equilibrio de corrientes puede expresarse como una función de la distancia dentro de la interfase por medio de la distribución de Boltzmann

$$n(x) = n_p \exp (e v(x) / kT) \quad (2.1.6.)$$

$$p(x) = p_p \exp (-e v(x) / kT) \quad (2.1.7.)$$

Donde n_p y p_p son las concentraciones de electrones y huecos de las regiones del semiconductor donde $dn_p / dx = dp_p / dx = 0$. $v(x)$ es el potencial eléctrico incorporado a la unión.

La figura 2.1.1. muestra este fenómeno.

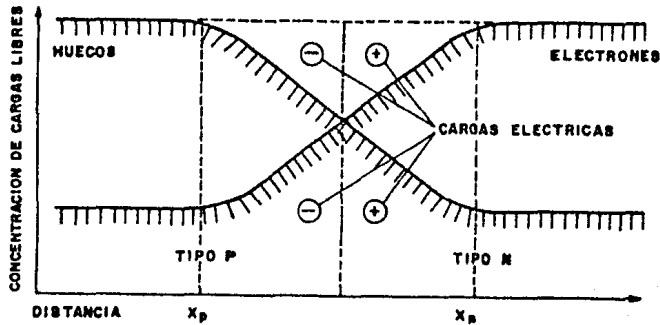


Fig. 2.1.1. Concentración de electrones y huecos en una interfase p-n en equilibrio térmico (Distribución de Boltzman).

En una unión p-n los electrones que han cruzado la barrera desde la capa n a la capa p han ganado la energía eV_d ; entonces la banda de conducción se ubica en un nivel de energía más alto, tal y como se muestra en la figura 2.1.2. Igualmente los huecos ganan la misma cantidad de energía cuando se mueven hacia la capa n.

Bajo polarización directa (voltaje positivo aplicado a la capa p) el potencial V_D de un diodo, es progresivamente compensado reduciendo se entonces la barrera eV_D ; posteriormente se reducen las corrientes de campo que en equilibrio, compensan a las corrientes de difusión. C_o

mo resultado se tendrá una corriente neta de difusión de huecos y electrones y cuando el voltaje aplicado alcance el valor de V_D la capa barrera desaparecerá y la corriente se verá incrementada bruscamente.

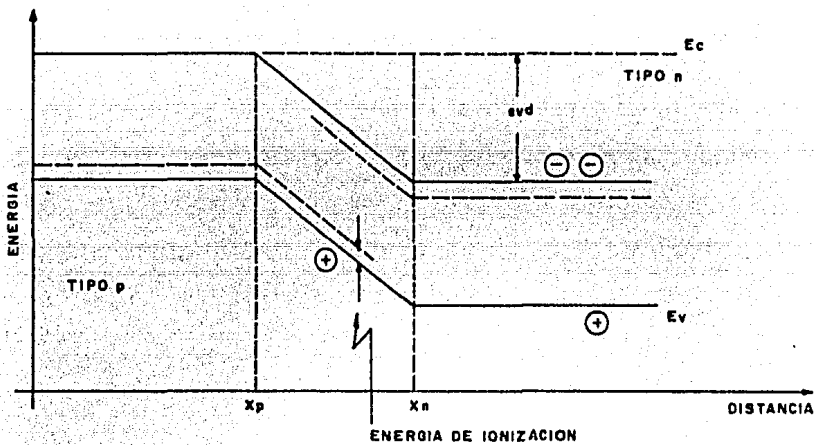


Fig. 2.1.2. Estado de los niveles de energía para los electrones y huecos en una juntura en equilibrio.

Si el dopado es simétrico, en el punto X_n se tiene que la corriente de electrones es igual a la de huecos. En el punto X_n tenemos la concentración de huecos en equilibrio y esta cantidad está dada por:

$$P(X_n) = P_n = P_p \exp(-eV_D / kT) \quad (2.1.8)$$

Y cuando se aplica una polarización a la juntura se tiene:

$$P(X_n)_F = P_p \exp(-eV_D - eV_F) / kT \quad (2.1.9.)$$

$$= P_p \exp(-eV_D / kT) \exp(eV_F / kT) \quad (2.1.10)$$

$$P(X_n) = P_n \exp(eV_F / kT) \quad (2.1.11)$$

Los huecos en exceso, $P(X_n)_F - P(X_n)$, se mueven hacia la capa por difusión; ellos no corresponden a la concentración en equilibrio térmico y por tanto deben desaparecer por "recombinación" después de determinado tiempo llamado "tiempo de vida". Un electrón desaparece de la banda de conducción llenando un hueco en la banda de valencia. Muchas de las recombinaciones ocurren a través de "centros de recombinación" que son impurezas, defectos en el arreglo del cristal.

Los huecos en exceso penetrarán en la capa n a una determinada distancia antes de recombinarse, esta distancia es llamada "longitud de difusión" y se puede incrementar aumentando la constante de difusión de huecos (D_p) y su tiempo de vida (t_p).

Cuando se aplica un voltaje v a una juntura p-n la concentración de huecos $P_n \exp(ev / K T)$ que es inyectada a la capa n disminuye exponencialmente. Esto es debido a la tasa de recombinación constante a la que declina la concentración de portadores, siendo ésta de 2.71 después que se ha recorrido una distancia L_p a partir de X_n .

La disminución de portadores como función de la distancia es dada por:

$$P(x) = P_n \exp(ev / K T) \exp(-(x - X_p) / L_p) \quad (2.1.12)$$

Similarmente los electrones son inyectados en la capa P en x_p de acuerdo con la ec.:

$$n(x)_p = n_p \exp(eV/KT) \exp(- (x_n - x) / L_p) \quad (2.1.13)$$

La concentración neta se ilustra en la parte superior de la figura 2.1.3.

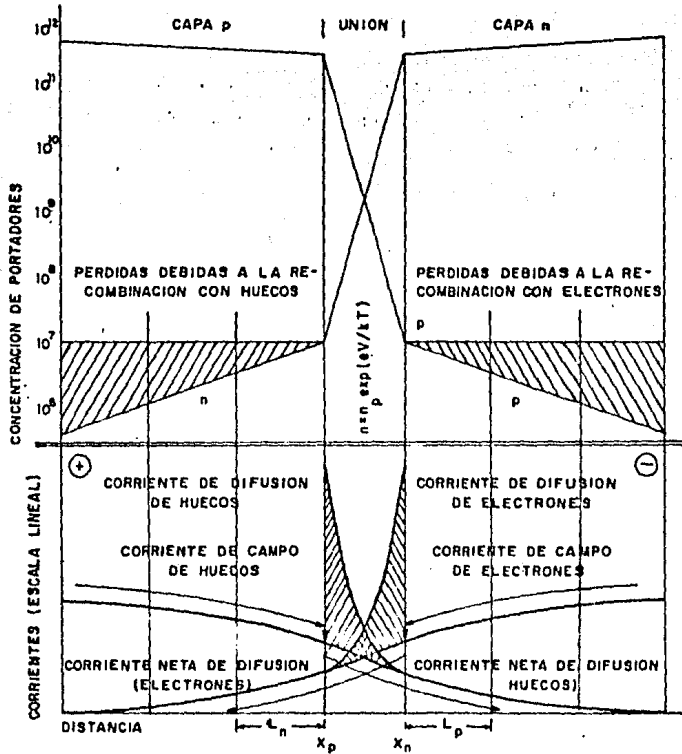


Fig. 2.1.3. Estado de las corrientes y concentraciones en diodo simétrico en la sombra con un voltaje de polarización aplicado V .

Dentro de la capa p la caída de concentración de electrones se describe con una línea recta porque la escala de concentración es logarítmica.

Al decrecer la corriente de electrones, la corriente de huecos en la capa p se incrementa porque la suma de ambas debe ser constante a través del cristal. Esto significa que al incrementarse la distancia desde la unión, la concentración de huecos en la capa p también debe hacerlo.

Dentro de la barrera, la corriente de campo y la de difusión, son más altas que en las capas n y p ya que los gradientes de concentración son muy altos y el campo eléctrico también.

La resistividad es también más alta en la unión que en otras partes del cristal, ya que existe en ella deficiencia de portadores. Lo anterior se comprende mejor después de observar la parte inferior de la figura 2.1.3.

La corriente de difusión de portadores está dada por:

$$p = (D_p / L_p) P(X)_F \quad (2.1.14)$$

Donde D_p es la constante de difusión de huecos y tiene un valor aproximado de $15 \text{ cm}^2 \text{ seg}^{-1}$.

L_p es la distancia en la capa n por un hueco después que su concentración ha disminuido una cantidad de 2.7

$F(X)_P$ es la concentración de huecos en exceso en el diodo cuando está polarizado en directa.

En X_n se tiene una corriente de:

$$i_p(X_p) = eD_p/L_p(P(X_n)-P_n) \quad (2.1.15.)$$

Donde $F(X_n)$ es la concentración total de huecos y P_n es la concentración de huecos en equilibrio. Así podemos escribir esta ec. de la siguiente manera:

$$i_p(X_p) = eD_p/L_p (\exp(eV_F/KT)-1) P_n \quad (2.1.16.)$$

Similarmente i_n para X_n se tiene:

$$i_n(X_n) = eD_n/L_n (\exp(eV_F/KT)-1)n_p \quad (2.1.17.)$$

Considerando que las corrientes de huecos y electrones son iguales en los dos lados de la unión, tenemos que:

$$i_n(X_n) = i_p(X_p) \quad (2.1.18.)$$

Entonces la ec. para la corriente total en el diodo polarizado puede obtenerse sumando $i_p(X_p)$ y $i_n(X_n)$,

Se obtiene:

$$p = e((D_n n_p/L_p) + (D_p P_n/L_p))(\exp(eV_p/KT) - 1) \quad (2.1.19)$$

Donde el primer término se llama corriente de saturación i_s :

$$i_s = e((D_n n_p/L_p) + (D_p P_n/L_p)) \quad (2.1.20)$$

Entonces:

$$i_p = i_s(\exp(eV_p/KT) - 1) \quad (2.1.21)$$

que es la ec. que describe la corriente del diodo bajo polarización directa.

2.1.1. EFECTOS DE LA LUZ INCIDENTE EN UN DIODO

La característica I-V de un diodo iluminado, es la misma que en un diodo bajo la sombra, excepto que se le agrega una "fotocorriente".

El efecto de la fotocorriente se describe como sigue; cuando la luz incide en un sólido, libera electrones y huecos por ionización in - -

terna, siendo la concentración de electrones y huecos proporcional a la tasa de absorción de la luz.

La absorción de la luz es posible solamente si la longitud de onda (λ) es menor que el margen de absorción del material iluminado. La energía en el margen de absorción corresponde a la energía mínima con que debe proveerse un electrón para que cruce la banda de energía prohibida (E_g), y la fracción de energía excedente ($E_L - E_g$) es transformada en energía térmica. La figura 2.1.4. es una gráfica del coeficiente de absorción del silicio.

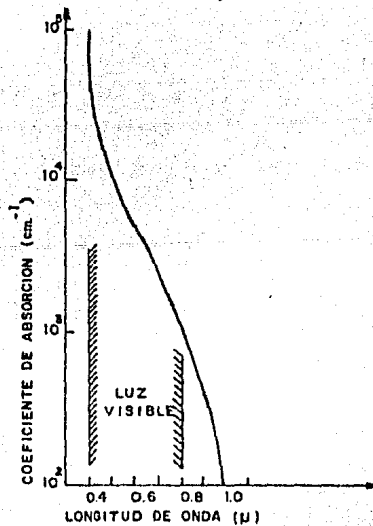


Fig. 2.1.4. Coeficiente de absorción en monocristales de silicio.

Su margen de absorción abarca una longitud de onda, de 1 micra y la profundidad de penetración es inversamente proporcional. Por ejemplo, la luz azul ($\lambda = 0.5\mu\text{m}$) es totalmente absorbida por una capa de silicio de 1 micra de espesor.

El tiempo de vida de los electrones fotogenerados en una celda solar y de aquellos inyectados en un diodo bajo la sombra por una polarización directa es aproximadamente el mismo, un valor típico es de 10^{-7} seg.

En una celda bajo iluminación, la corriente de difusión de electrones se puede expresar como $i_n(x) = eDn \frac{dn}{dx} = \text{cte.}$

Y más allá de la unión puede escribirse:

$$i_n = eDn / L_n n_{ph} \quad (2.1.22.)$$

Con n_{ph} proporcional a la tasa de generación y al tiempo de vida. La figura 2.1.5: muestra esquemáticamente esta corriente para una celda de silicio.

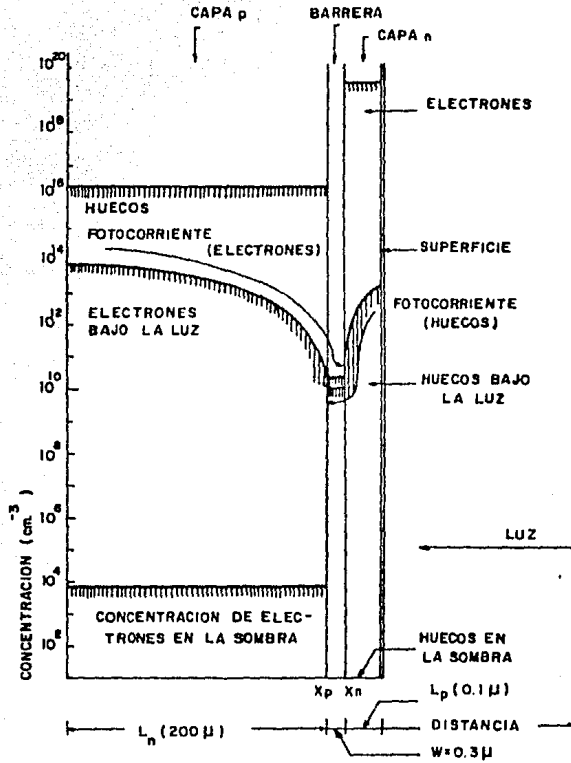


Fig. 2.1.5. Perfiles de concentración en una celda solar práctica de silicio; condición de corto circuito. Caso ideal de recombinación "0" en la superficie del cristal.

En las celdas prácticas de silicio, una fotocorriente típica es de 40 ma cm^{-2} bajo luz intensa. Y la concentración de electrones en la

barrera se puede determinar como :

$$i_{ph} = env \quad (2.1.23.)$$

Donde:

e = es la carga de un electrón.

v = La velocidad máxima del electrón dentro de la barrera típicamente $v = 10^7$ cm seg⁻¹.

Lo que da un valor de $n = 2.5 \times 10^{10}$ cm⁻³.

El gradiente de concentración se obtiene de la ec. para la corriente de difusión con $i_n = 40$ ma cm⁻² y $Dn = 27$ cm² seg⁻¹; este gradiente tiene un valor de 10^{16} cm⁻².

La corriente producida a cualquier voltaje, puede expresarse en dos componentes, la corriente del diodo y la fotocorriente constante, que fluyen en direcciones opuestas.

A determinado valor del voltaje aplicado, una corriente neta del diodo aparece en la capa P que fluye alejándose de la barrera. El voltaje al cual esta corriente iguala la fotocorriente de huecos en la capa n, es el voltaje en circuito abierto, siendo la corriente total cero. Esto se muestra en la figura 2.1.6.

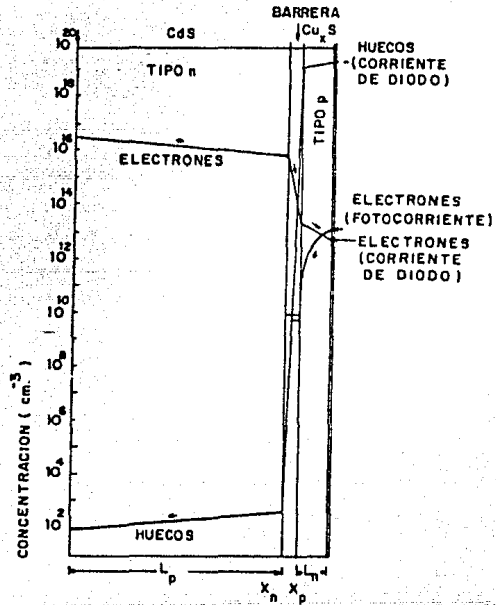


Fig. 2.1.6. Perfiles de concentración de una celda solar de heterojuntura CdS-Cu₂S; condición de circuito abierto.

La tabla 2.1.1. resume las corrientes en una fotocelda bajo diferentes condiciones de voltaje e iluminación.

CASO	ILUMINACION	VOLTAJE APLICADO (POLARIZACION DIRECTA)	CAMPO	CORRIENTE	OBSERVACIONES
a	Sin luz	Sin voltaje	Campo inherente →	cero	No existe corriente, por la corriente de campo, es balanceada por el campo de difusión en dirección opuesta.
b	Sin luz	Voltaje aplicado	Campo inherente → ← Campo aplicado	corriente directa ←	La corriente de campo, ya no es balanceada por la pequeña corriente de campo.
c	luz	Sin voltaje	Campo inherente →	Fotocorriente →	La corriente de difusión en la barrera no se modifica, pero la de campo se incrementa a causa del incremento de la concentración de portadores.
d	luz	Voltaje aplicado	Campo inherente → ← Campo aplicado	Fotocorriente → Corriente de directa ←	La corriente directa se suma a la fotocorriente.

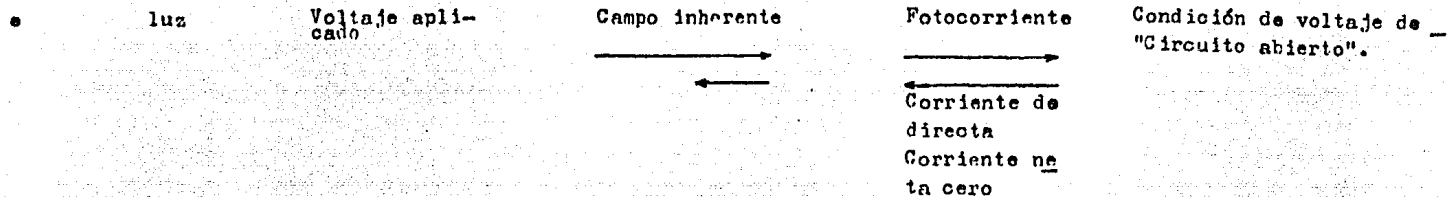


Tabla 2.1.1. Corrientes a través de un fotodiodo bajo diferentes condiciones de iluminación y voltaje aplicado.

2.2 CELDAS DE SILICIO

Actualmente el silicio es el material semiconductor más empleado en la fabricación de celdas solares.

El alto costo de las celdas solares no es debido al costo inicial de silicio, puesto que es uno de los elementos más abundante en la tierra, sino al costo del procesamiento para su purificación. A partir de silicio metalúrgico, SiO_2 y reducido por calentamiento con carbón (coke) en un horno eléctrico, se obtienen purezas de aproximadamente del 96% al 98%. Al repetir el proceso varias veces se puede lograr mayor pureza.

La pureza requerida para la fabricación de celdas debe ser extrema. Para lograr alta pureza el material obtenido del proceso anterior, se convierte químicamente a tetracloruro de silicio (SiCl_4) y reducido a silicio mediante una reacción con zinc metálico, obteniendo así un material 99.97% puro.

El método Czochalski se emplea para lograr mayor pureza del material, cuyo proceso consiste en sumergir un pequeño cristal de silicio en tanques con silicio fundido y es extraído lentamente. alrededor del cristal se comienza a solidificar un cristal más grande que se alarga hasta adquirir la forma de una "salchicha"; el cristal obtenido es el silicio monocristalino. La resistividad del silicio para celdas solares de calidad suficiente debe ser del orden de $0.2 \Omega / \text{cm}$.

A la "salchicha" se le añaden átomos de elementos de la columna V de la tabla periódica, tales como el boro o indio para hacer al material tipo "p". Después se requieren seis pasos para elaborar comple

tamente la fotoceldas.

1.- La barra de silicio es rebanada en obleas tan delgadas como se puedan manejar en los siguientes pasos del proceso. Una oblea típica tiene 75 mm de diámetro y de 0.5 a 1.0 mm de espesor.

2.- La oblea es pulida para remover los defectos en la superficie causados por el corte y limpiada posteriormente.

3.- Átomos de elementos tales como el arsénico o el fósforo, pertenecientes a la tercera columna de la tabla periódica; son difundidos en la oblea para crear una superficie de material "n", estableciendo la juntura típica P-N de la celda.

4.- Las obleas son limpiadas cuidadosamente y colocadas en una cámara de vacío, donde un enrejado conductivo es formado mediante evaporación de metal sobre la superficie de la oblea. Una máscara protectora evita que el metal sea depositado en las regiones activas de la celda. Los contactos posteriores son formados de la misma manera. Los contactos en la cara anterior son de titanio y plata, mientras que en la cara posterior son de aluminio.

5.- Se aplica una capa antirrefletores de SiO_2 sobre la superficie de la celda para disminuir las pérdidas por reflexión de la luz. Al terminar este paso, la oblea se ha convertido en una celda solar.

6.- La celda se somete a pruebas de control de calidad para montarse después en un módulo con otras celdas.

La figura 2.2.1. muestra la sección transversal de una celda de silicio monocristalino.

Para usos terrestres las celdas de silicio son redondas, con igual diámetro que el de la barra extraída originalmente.

Para aplicaciones especiales, donde el peso es significativo y las estructuras compactas, las celdas son rectangulares.

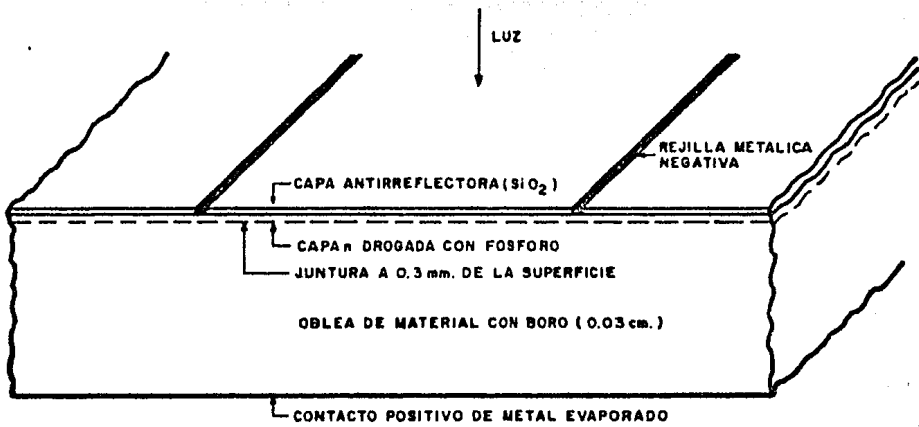


Fig. 2.2.1. Sección transversal de una celda convencional de silicio.

2.3. LAS CELDAS DE GaAs

El GaAs parece ser el material más óptimo en la construcción de celdas solares, debido a su alto coeficiente de absorción para la luz visible. Toda la luz es absorbida a una distancia no mayor de $1 \mu\text{m}$ de la superficie. Aún así el consumo de material por unidad es alto, debido a que la celda requiere de un sustrato monocristalino de GaAs. En la figura 2.3.1. se muestra la sección transversal de una celda de GaAs.

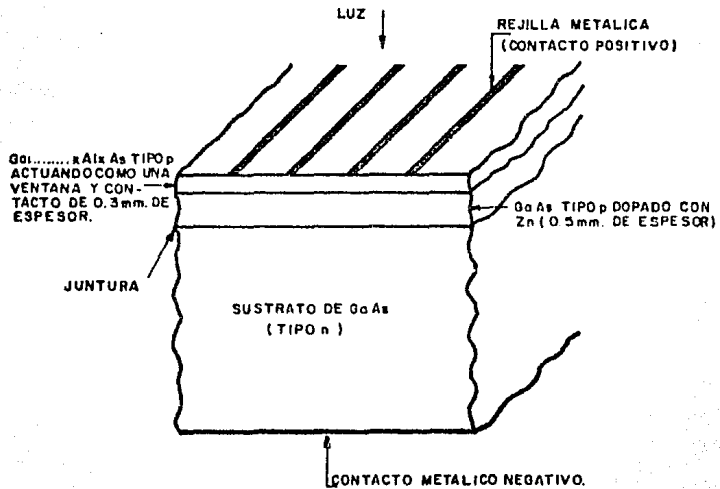


Fig.2.3.1. Sección transversal de una celda de GaAs.

La película delgada de GaAs conocida como "ventana", depositada sobre la celda, reduce las pérdidas por recombinación en la superficie.

Debido a lo grande de su banda prohibida permite al material funcionar a temperaturas de operación más altas que las celdas de silicio o de CdS.

Sus características de funcionamiento son mejores que las del silicio, pues además de tener una eficiencia cercana al 20 %, su disminución del voltaje con la temperatura es de aproximadamente 2.6 mv /°C. , al incrementarse la temperatura, como consecuencia, la potencia de la celda decrece a un 0.2% a 0.3%/°C. al aumentarse la temperatura. Además como el voltaje en circuito abierto a temperatura de laboratorio es aproximadamente 1 v, el cual es apreciablemente mayor al del silicio y el decremento de voltaje como un porcentaje del voltaje original es comparativamente bajo.

En conclusión, las celdas de GaAs, tienen mejor performance que las de silicio, pero son aún más caras. Su empleo se justifica en sistemas con concentradores hasta de 100 soles.

2.4 CELDAS DE CdS / Cu₂S

La heterounión CdS-Cu₂S, es uno de los compuestos semiconductores más atractivos en la actualidad para la fabricación de celdas solares.

El cristal de ventana es empleado como sustrato en la celda de CdS. A través de un rociado químico, se forma una capa de óxido de estaño, una capa de CdS y finalmente una capa de Cu₂S. El grosor de es -

tas capas no debe exceder de $3 \mu\text{m}$, ver figura 2.4.1.

Las celdas de CdS prometen un bajo costo, debido a dos razones: Primero a un consumo de material, dado que las capas de semiconductor son muy delgadas, por lo que son llamadas celdas de película delgada; y segundo, las celdas de CdS están fabricadas con material policristalino, representando una notable reducción de costo sobre el material monocristalino.

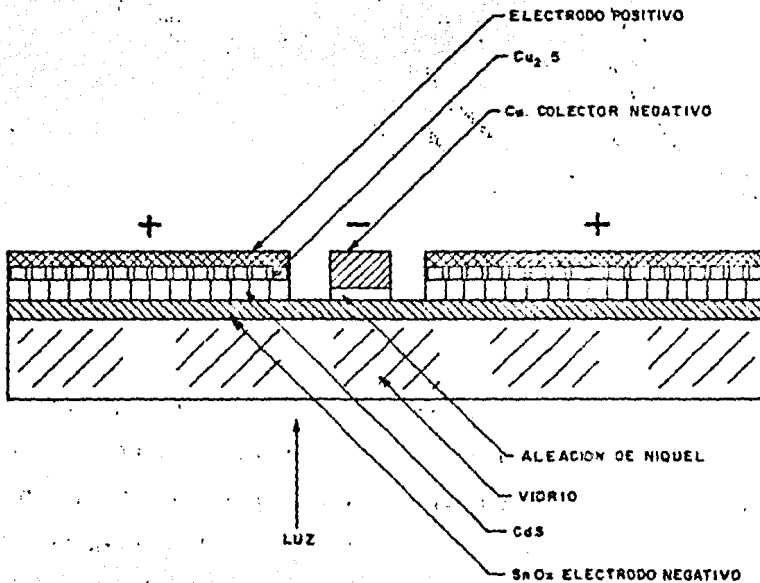


Fig. 2.4.1. Sección transversal de una celda solar de CdS.

Uno de los problemas de las celdas de CdS, es su poca confiabilidad en su funcionamiento y su tendencia a degradarse en la atmósfera terrestre, debido principalmente al vapor de agua.

El uso de celdas de CdS en sistemas con concentradores, no es aconsejable ya que a temperaturas mayores de 90°C las celdas sufren degradación.

El voltaje en circuito abierto en las celdas de CdS está en el rango de 400-500 mv. Las corrientes de corto circuito son similares a las de las celdas de silicio. La eficiencia típica de una celda de CdS es aproximadamente de 5 %, pero la eficiencia alcanzable es del 11% y 14%.

2.5. CELDAS DE SILICIO POLICRISTALINO

El alto costo en la producción de celdas de silicio monocristalino ha conducido a los investigadores a emplear silicio compuesto de varios cristales, llamando silicio policristalino.

Si el tamaño del cristal es grande en comparación con la longitud de difusión, el silicio policristalino se puede comportar como silicio monocristalino.

Un problema importante para reducir aún más los costos, es la clase de sustrato, donde se deposita el silicio. Se ha experimentado con sustratos de acero, zafiro y grafito, con buenos resultados.

La eficiencia de las celdas de silicio policristalino es todavía

pequeña debido principalmente a que los límites existentes entre grano y grano reducen la movilidad y el tiempo de vida de los portadores. Otra razón es que los granos no se pueden reproducir de igual forma y tamaño para que permitan hacer un estudio más exacto del silicio policristalino. Así la eficiencia de las celdas policristalinas es aún menor del 5%, pero se espera llegar a obtener eficiencias hasta del 10% en los próximos años.

* Cuando un fotón supera la energía de la banda prohibida del material semiconductor, los portadores de carga se liberan y son libres de moverse a través de la banda de conducción por un corto tiempo, después del cual tienden a recombinarse. El tiempo medio entre la creación y recombinación de un par electrón-hueco es llamado tiempo de vida y la distancia viajada en este tiempo, longitud de difusión.

2.6. CELDAS DE SILICIO AMORFO HIDROGENADO

Los materiales actuales que se emplean en la fabricación de celdas solares, el Si, GaAs, Cds, etc., son materiales muy caros de producir, principalmente por lo siguiente:

- a) Son materiales cristalinos y es difícil acomodar cada átomo en determinada posición para que produzca una estructura perfecta.
- b) La producción de estos materiales es muy elaborada y complicada.

Ante estos hechos las celdas solares no parecían tener mucho futuro como transductores de energía baratos a principios de los 70's. Pero en 1975 científicos de la universidad de Dundee, E.U., reportaron que si el silicio amorfo se mezclaba con hidrógeno ($a\text{-Si:H}$) presentaba características adecuadas para ser usado en dispositivos electrónicos y que además podría doparse con impurezas en la misma forma que el silicio cristalino o cualquier otro buen semiconductor.

Un material amorfo es aquel en que sus átomos no ocupan sitios regulares en el espacio, como el vidrio común y corriente. El material amorfo conserva la coordinación tetraédica local de los cristales pero la distancia entre sus átomos varía a azar de sitio en sitio. Al existir diferentes distancias entre los átomos, algunos enlaces se encuentran rotos y los electrones asociados con estos enlaces se encuentran en un estado dentro de la banda prohibida de energía, haciendo que el material no presente propiedades semiconductoras.

Si se saturan los enlaces sueltos con hidrógeno, los estados de energía de los electrones cambian y la banda prohibida queda libre. Esta es la razón por la cual el $a\text{-Si:H}$ es un buen semiconductor.

La fabricación de celdas solares de $a\text{-Si:H}$ es muy sencilla. En es-

Este proceso se introduce silano (SiH_4) en una cámara de alto vacío (cámara de reacción), ver figura 2.6.1. un campo eléctrico aplicado a los electrodos, produce una descarga por la cual se deposita a-Si en el sustrato; supuestamente el sustrato está hidrogenado. La juntura p-n se hace mezclando un gas impuro como diborano (B_2H_6) o fosfina (PH_3) en el silano.

La eficiencia lograda por celdas a-SiH es del 8%, límite teórico de eficiencia que se puede alcanzar en la tierra.

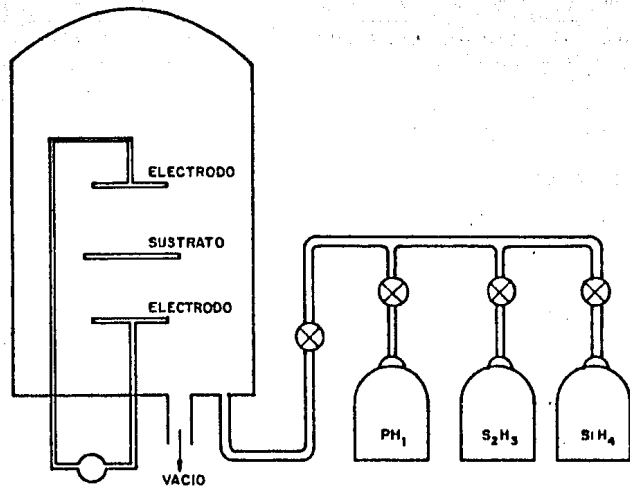


Fig. 2.6.1. Procedimiento de fabricación de una celda solar de silicio amorfo.

2.7. CARACTERÍSTICAS ÓPTICAS Y MECÁNICAS

Las características ópticas de una celda solar, debe cumplir principalmente dos compromisos. Primero se debe maximizar la cantidad de luz que llega a la región activa de la celda, y segundo, minimizar el calentamiento de la celda.

Los factores que intervienen en la cantidad de luz solar que inciden en la celda son: la reflexión de la luz solar sobre la celda; la respuesta espectral de la celda; y la distribución espectral de la luz del sol (afectada por la masa de aire). Las características de fabricación que incrementan la cantidad de luz solar son: el acabado de la superficie frontal, el recubrimiento con una capa antirreflexiva, los filtros selectivos de frecuencia que se instalan en la cara frontal, etc.

Los factores que intervienen en la producción de calor en la celda, básicamente son: la respuesta espectral de la celda, la distribución espectral de la luz del sol, la eficiencia de la celda. Las características que disminuyen el calentamiento de las celdas son: los cristales selectivos de frecuencia que recubren la celda y que permiten solo el paso de frecuencias con energías aprovechables para la celda.

Las celdas solares para uso especial, son cuadradas o rectangulares con el fin de maximizar el número de celdas que pueden ser colocadas en la panel. Para aplicaciones terrestres, las formas son diversas: cuadradas, hexagonales, circulares y 1/2 circulares.

Las dimensiones aún no se han estandarizado, pero son comunes las celdas circulares de 25,5,54, y 76 mm de diámetro. Celdas con dimensiones mayores tienden a disminuir su eficiencia. En celdas más grandes

las pérdidas de potencia debidas a defectos del material, se manifiestan en forma más evidente que en las celdas de área pequeña.

Como las celdas son cada día más delgadas, los costos de material y la potencia de salida decrecen. Esta reducción de potencia se debe principalmente a la disminución de la respuesta al rojo de la celda, pero se compensa al dopar el lado posterior de la celda del material $p^+ -$ (en celdas donde el sustrato es de material P).

2.8. CARACTERISTICAS ELECTRICAS

La gráfica I-V de una celda solar se muestra en la figura 2.8.1.

La curva en el primer cuadrante corresponde a la celda bajo iluminación.

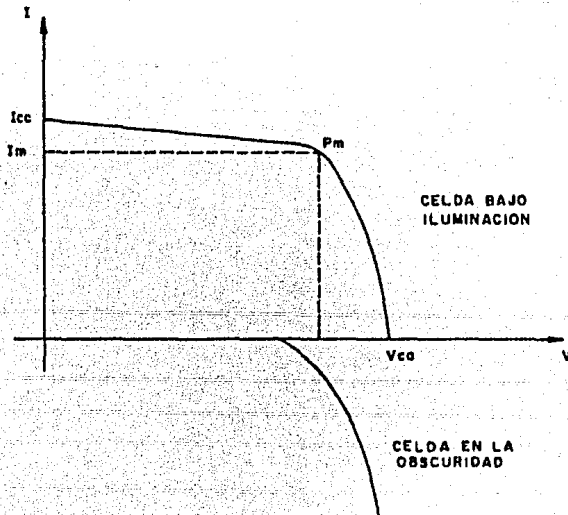


Fig. 2.8.1. Gráfica I-V de una celda solar iluminada y en la oscuridad.

Sus puntos importantes son los siguientes:

I_{cc} = Corriente en corto circuito.

V_{ca} = Voltaje en circuito abierto.

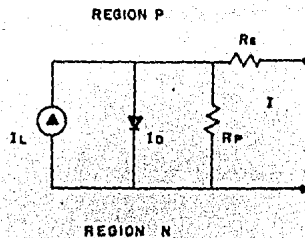
I_m = Corriente óptima que corresponde a la máxima potencia.

V_m = Voltaje correspondiente a la máxima potencia.

En la oscuridad, la celda se comporta como un simple diodo.

Para obtener la máxima potencia es necesario que la celda maneje una carga óptima (ésto es $R_m = V_m/I_m$). O acoplar una batería a la celda con un voltaje V_m , que mantenga a la celda trabajando con I_m .

A partir de la curva I-V de la figura 2.8.1. obtenida experimentalmente, se deduce un modelo matemático, cuya expresión es la siguiente:



$$I = I_L - I_0 \left(\exp\left(\frac{V + IR_s}{AKT}\right) - 1 \right) - \frac{V}{R_p} \quad (2.8.1.)$$

Donde:

I = Corriente de salida de la celda (ma)

I_L = Corriente generada por la luz (ma)

I_0 = Corriente de saturación del diodo (ma)

V = Voltaje terminal de la celda (V)

R_s = Resistencia serie de la celda (Ω)

R_p = Resistencia paralelo de la celda (Ω)

A = Factor de curva adicional entre de 1 y 2

e = Carga del electrón (1.62×10^{-19} Coulomb)

K = Constante de Boltzman (1.38×10^{-23} Joule/K)

T = Temperatura absoluta de operación (°K)

I_L constituye la fotocorriente y es directamente proporcional al área efectiva de la celda (a una intensidad de luz dada). De la ec. 2.8.1 observamos que $I_L \approx I_{cc}$ cuando $R_s \rightarrow 0$.

La resistencia serie R_s es una idealización de las pérdidas eléctricas internas de la celda, una cuantificación de todas las resistencias distribuidas en el semiconductor, como por ejemplo, los contactos óhmicos. La mayor contribución proviene de la capa difundida en la celda.

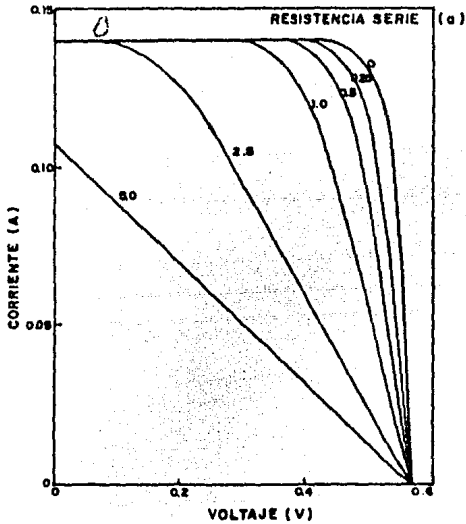


Fig. 2.A.2. Efecto de diferentes valores de R_s para una celda solar de 2×2 cm.

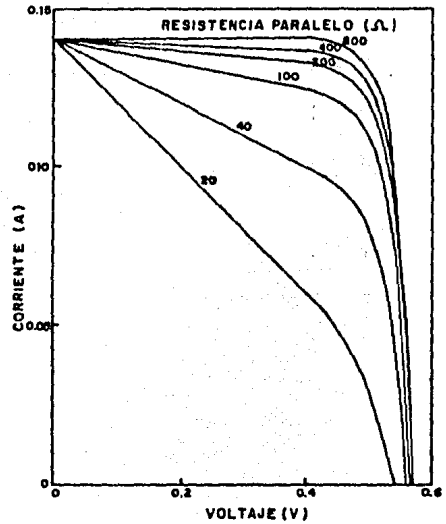


Fig. 2.8.3. Efecto de los cambios de R_p en una celda solar de 2×2 cm.

Existen varios tipos de corrientes de fuga en las celdas fotovoltaicas. Existen a través de la juntura p-n (corrientes de recombinación); a lo largo de los bordes exteriores de la celda (fugas de superficie), a través de la metalización del contacto "n" y en grietas microscópicas

en la juntura. Estas fugas son representadas por R_p en el modelo matemático de la ec. 2.8.1. Un valor típico de R_p en una celda de buena calidad de 2 x 6 cm es de 10^3 a $10^5 \Omega$. La figura 2.8.2. muestra los efectos de distintos valores de R_p en las celdas solares.

La eficiencia de una celda solar, está definida como:

$$\eta = P_{sal} / P_{ent}$$

Donde P_{sal} es la potencia eléctrica que proporciona la celda y P_{ent} es la potencia en forma luminosa que incide en la celda. La eficiencia máxima η_{max} se puede lograr acoplendo a la celda una carga óptima R_m . Los factores que determinan la eficiencia típica de una celda se resumen en la tabla 2.8.1.

CAUSA	PORCENTAJE DE PERDIDA %	
Exceso de energía de los fotones convertido en calor	32	
Fotones de baja energía no absorbidos.	23	
Factor de voltaje V_{ca} / E_g	19	
Factor de curva (Efecto de R_s y R_p) $I_m V_m / I_{cc} V_{ca}$	4	Eficiencia de la celda $100\% - 85\% =$ 15% .
Eficiencia de colección	5	
Otros	2	
T O T A L	85	

Tabla 2.8.1. Distribución de las pérdidas energéticas en una celda solar de silicio.

En realidad, la temperatura de operación de una celda solar se ve afectada por los niveles de intensidad solar que inciden en ella. Pero es importante conocer los efectos de las variaciones de la intensidad de luz sobre la curva I-V de una celda a temperatura constante. Estos efectos se muestran en la figura 2.8.4.

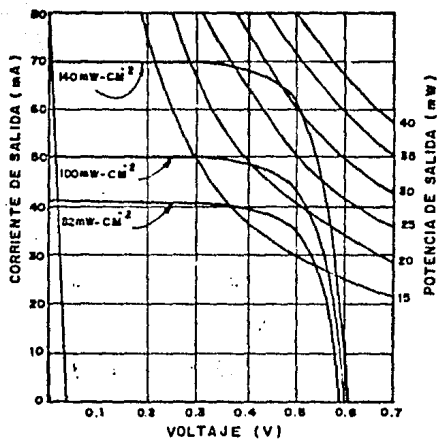


Fig. 2.8.4. Curvas I-V típicas de una celda solar de 1×2 cm a tres diferentes niveles de insola — ción. (Temperatura y distribución espectral cons — tantes).

Es importante hacer notar que I_{cc} varía en forma directamente proporcional a los cambios de intensidad de luz y que V_{ca} varía en forma logarítmica.

2.9. CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Las características de una celda solar, varían en forma notable cuando la temperatura de operación cambia.

En este caso, es más conveniente considerar las características térmicas de un módulo solar, siendo éste una conexión de celdas en serie y en paralelo que proporciona una potencia determinada, en donde los fabricantes proporcionan los coeficientes de variación de potencia, voltaje y corriente para un módulo determinado*.

La figura 2.9.1. muestra la curva I-V de un módulo solar a diferentes temperaturas.

* Actualmente en el mercado, se dispone de diversas clases de módulos fotovoltaicos. En el apéndice A₃ se muestran algunos datos técnicos de diferentes fabricantes de módulos solares.

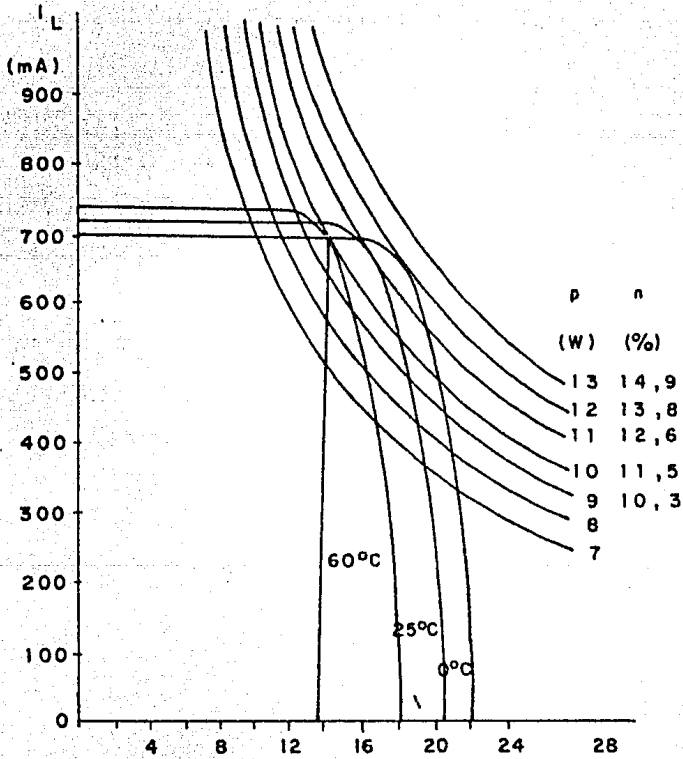


Fig. 2.9.1. Características eléctricas de un módulo RTC BFX 47A a diferentes temperaturas a $1\text{KW}\cdot\text{m}^{-2}$.

De la figura 2.9.1. podemos notar que cuando se incrementa la temperatura, la corriente de corto circuito aumenta en forma muy pequeña, y el voltaje de circuito abierto, decrece en forma notable. En otras palabras, la potencia decrece al haber un aumento en la temperatura.

En general se puede considerar como un criterio práctico, que los módulos trabajan de 10 a 15°C por encima de la temperatura del medio ambiente, a menos que las especificaciones del fabricante sean otras. Los arreglos solares se diseñan para que satisfagan la demanda de energía durante el mes más caluroso del año, habiendo en el resto del año mayor capacidad de potencia.

El fabricante proporciona las curvas I-V a varias temperaturas o bien los coeficientes de temperatura. Valores típicos de estos coeficientes son de -0.4% /°C para el voltaje, +0.1 % /°C para la corriente, y -0.3% /°C para la potencia.

La potencia generada por un módulo a una temperatura t esta dada por:

$$P_t = P_o (1 - \alpha \Delta T) \quad (2.9.1.)$$

Donde :

- P_t = Potencia generada a una temperatura dada.
- P_o = Potencia especificada a una temperatura de referencia t_o .
- α = coeficiente de temperatura
- ΔT = Incremento de temperatura $(t_m - t_o)$.
- t_m = En la temperatura máxima del lugar donde se encuentra el

módulo más 10 a 15°C (según lo especifique el fabricante).

Para conocer las temperaturas particulares de cada región del país debemos referirnos al apéndice A2, al final del libro.

La potencia especificada en los módulos, tiene siempre una tolerancia dada por el fabricante, siendo del orden de $\pm 5\%$ aproximadamente. Includiendo esta tolerancia dentro de la ec. 2.9.1. tendremos:

$$P_t = P_o (1 - \alpha \Delta T) (1 - \epsilon) \quad (2.9.2.)$$

Donde ϵ = Tolerancia de la potencia generada (tomada generalmente como 0.05).

2.10. DIMENSIONAMIENTO DE UN ARREGLO SOLAR

El tamaño de un sistema fotovoltaico, se diseña en base al concepto de balance energético. Entonces debemos satisfacer la siguiente igualdad:

$$\begin{aligned} E_{\text{generada}} &= E_{\text{consumida}} \\ E_{\text{gen}} &= P_p \times E \quad (\text{Joules}) \end{aligned} \quad (2.10.1.)$$

Donde :

P_p = Potencia pico fotovoltaica a instalarse.

E = Energía solar captada en horas pico.

De la ec. 2.10.1. obtenemos la potencia pico a instalarse como función de la energía a consumirse y la energía solar disponible, entonces:

$$P_p = \frac{E_{gen}}{E} \left(\frac{Kw - h}{\text{horas-pico}} \right) \quad (2.10.2.)$$

Para un sistema con potencia de consumo P_{cons} durante un funcionamiento de T horas la ec. 2.10.2. se convierte en:

$$P_p = P_{cons} \frac{T}{E} \quad (Kw) \quad (2.10.3.)$$

Con la ec. 2.10.3. se puede evaluar fácilmente la potencia que debe suministrar un arreglo fotovoltaico, que permite al diseñador tener una idea rápida del tamaño del arreglo, ya que si el sistema va a operar durante 9 horas y la insolación existente es de 4.5. horas pico, entonces la potencia a instalarse será el doble de la consumida por el sistema.

Ahora podemos hacer un pequeño ejemplo:

Las características de operación de una estación de telefonía rural se describen a continuación:

$V_{DC} = 13.6 \text{ V}$
 $I \text{ recepción} = 175 \text{ ma}$
 $\text{Potencia de recepción} = 2.3 \text{ W}$
 $I \text{ transmisión} = 4.5 \text{ A}$
 $\text{Potencia de transmisión} = 61.2 \text{ W}$
 $\text{Tiempo de operación} = 80 \text{ minutos}$

Entonces la energía consumida es :

$$E \text{ recep} = 2.38\text{W} \times 22.7 \text{ h} = 53.94 \text{ w-h} / \text{ día}$$

$$E \text{ transm} = 61.2\text{W} \times 1.33 \text{ h} = 81.13 \text{ w-h} / \text{ día}$$

La insolación mensual del lugar obtenida a partir de un captador inclinado a la latitud del lugar es la siguiente:

MES	INSOLACION (Kw-h/m ²)
Enero	195
Febrero	203
Marzo	237
Abril	228
Mayo	243
Junio	228
Julio	213
Agosto	226
Septiembre	192
Octubre	225
Noviembre	190
Diciembre	192

Considerando la insolación más pobre en noviembre, la insolación promedio diaria es :

$$E = \frac{180}{30} = 6 \text{ Kw - h / día}$$

Entonces la potencia a proporcionar por el arreglo fotovoltaico es según la ec. 2.10.3.:

$$P_p = P_{const} \frac{T}{E}$$

$$P_{recep} = (2.38 \text{ w}) \frac{(22.7 \text{ h})}{6 \text{ h pico}} = 9 \text{ w}$$

$$P_{transm} = (61.2 \text{ w}) \frac{(1.33 \text{ h})}{6 \text{ h pico}} = 13.52 \text{ w}$$

La potencia total pico a instalarse es:

$$P_{recep} + P_{transm} = 9 + 13.52 = 22.52 \text{ w}$$

2.10.1 EVALUACION DE LA CAPACIDAD DEL ARREGLO

La relativa pequeña potencia proporcionada por una celda individual, es multiplicada por el número de celdas en un panel fotovoltaico. La corriente de una celda individual es multiplicada por el número de celdas conectadas en paralelo y el voltaje obtenido es la suma de los voltajes de las celdas conectadas en serie. La figura 2.10.1. ilustra los conceptos de conexión en paralelo y en serie.

Definamos las siguientes cantidades:

- N_s = Número de celdas conectadas en serie.
- N_p = Número de celdas conectadas en paralelo.
- N_t = Número total de celdas en el arreglo.
- V_c = Voltaje de salida de la celda.
- I_c = Corriente de salida de la celda.
- I_a = Corriente de salida del arreglo.
- P_c = Potencia de salida de la celda.
- P_p = Potencia pico de salida del arreglo.

Obtenemos las siguientes relaciones:

$$V_a = N_s V_c$$

$$I_a = N_p I_c$$

$$P_p = N_t P_c$$

Y desde luego $P_a = V_a I_a$, $P_c = V_c I_c$ y $N_t = N_s N_p$

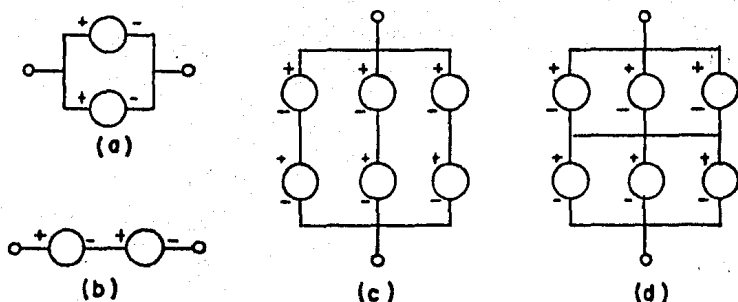


Fig. 2.10.1. Formas de conectar las celdas solares para obtener diferentes potencias. (a) Dos celdas en paralelo. (b) Dos celdas en serie. (c) Tres cadenas en paralelo. (d) Dos submódulos en serie.

Vamos a proceder a hacer un ejemplo sencillo;

Se requiere proporcionar 100 w a un bus de voltaje de 120 V_{CD} —

0.1 w y 0.4 V son la potencia y el voltaje respectivamente de las celdas a utilizarse. Debemos determinar las dimensiones del arreglo.

SOLUCION

Como cada celda produce una potencia de $P_c = 0.1$ w

$$N_t P_c = N_t 0.1 = 100, \text{ obteniendo } N_t = \frac{100}{0.1} = 1000 \text{ celdas.}$$

Debemos utilizar 1000 celdas para obtener del arreglo 100 w.

Calculando las celdas que deben conectarse entre sí:

$$0.4 N_s = 120 \text{ V, así } N_s = 120/0.4 = 300 \text{ celdas en serie.}$$

Por lo que 300 celdas en serie deben ser colocadas.

Puesto que $N_t = N_p N_s$ tenemos $N_p = 1000/300 = 3.33$ celdas en paralelo.

Necesitamos 3.33 celdas en paralelo.

* Comercialmente se dispone ya de celdas conectadas entre sí que proporcionan cierta cantidad de potencia (módulos). En este caso el manejo de sus características eléctricas, es el mismo que con celdas individuales; o sea la potencia del arreglo es:

$$D_p = N_t P_m$$

Donde P_m sería la potencia entregada por el módulo.

Dado que no podemos emplear físicamente 3.33 celdas, debemos tomar una decisión en utilizar tres o cuatro celdas en paralelo.

Si empleamos tres celdas, el tamaño del arreglo es:

$$N_t = N_p N_s = 3 (300) = 900 \text{ celdas}$$

Y la potencia obtenida es:

$$P_p = 0.1 N_t = 0.1 (900) = 90 \text{ W}$$

Si empleamos 4 celdas en paralelo, el tamaño del arreglo sería:

$$N_t = 4 (300) = 1200 \text{ celdas}$$

Y la potencia proporcionada :

$$P_p = 0.1 (1200) = 120 \text{ W}$$

Dada la aplicación particular del diseño, se seleccionaría la más adecuada de las alternativas anteriores.

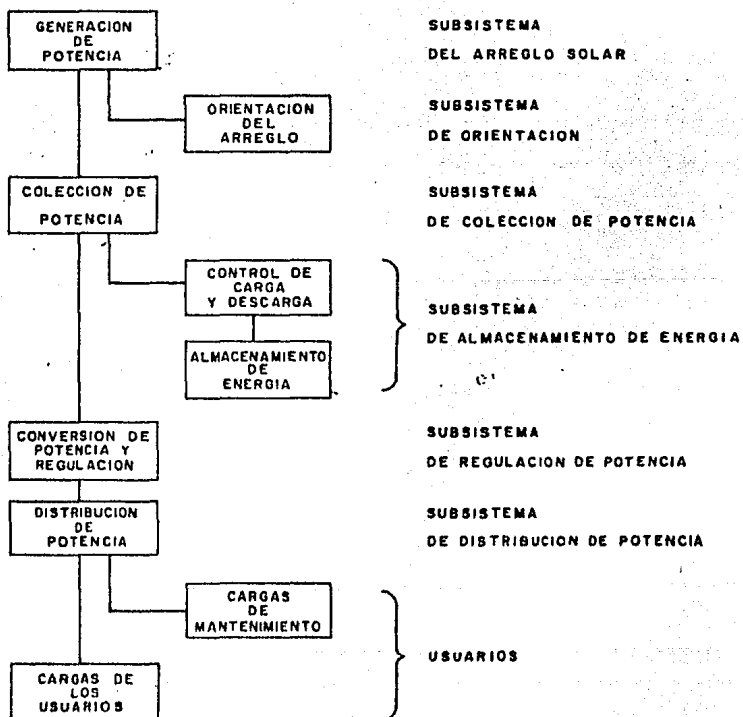
B I B L I O G R A F I A

- 1.- "APPLIED SOLAR ENERGY"
Meinel Aden B
Addison Wesley 1976 .
- 2.- "SOLAR ELECTRICITY" Approach to solar energy.
Wolfgang Falz
BUTTERWORTHS, UNESCO.
- 3.- "USO DE LA ENERGIA SOLAR "
Vittorio Silvestrini, 1981.
- 4.- "SOLAR CELL ARRAY HANDBOOK"
H.S. Raustebach
Van Nustrand Reinhold Company, 1980
- 5.- "DISEÑO Y OPERACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS"
Ing. J.M. Mercado M.
Centro de Investigación de Estudios Avanzados del Institu
to Politécnico Nacional, 1978.
- 6.- "EL SILICIO AMORFO"
Artículo de la revista "INFORMACION CIENTIFICA Y TECNOLO
GICA" No. 63; 15 de febrero de 1982.

CAPITULO III

ELEMENTOS PERIFERICOS

En la mayoría de las aplicaciones prácticas, el arreglo solar constituye un subsistema dentro de un sistema de generación de potencia, tal como el mostrado en el siguiente diagrama a bloques:



Para maximizar la capacidad del arreglo, se constituye el subsistema de orientación que dirige las celdas solares hacia el sol. La salida de los paneles solares es colectada por el subsistema de colección y enviada parte al subsistema de almacenamiento de energía, al de regulación y al de conversión.

El subsistema de almacenamiento de energía provee electricidad durante el tiempo que el arreglo no está suficientemente iluminado. El subsistema de regulación y conversión hace más uniforme la salida variable del arreglo solar y provee un flujo continuo de potencia controlada a través del subsistema de distribución hacia las cargas. Las cargas de mantenimiento son aquellas requeridas por el sistema de potencia para el funcionamiento de motores para la orientación de los paneles, alimentación de circuitos de monitoreo, equipo de enfriamientos y otros. Las cargas de los usuarios son los consumidores de electricidad para las cuales fue creado el sistema de potencia.

No todos los sistemas de potencia tienen el mismo diagrama a bloques, que el mostrado anteriormente; algunos no tienen mecanismos de orientación, algunos no poseen almacenamiento de energía ni regulación, otros no requieren cargas de mantenimiento. De estos los que tienen almacenamiento de energía, algunos pueden tener solo capacidad suficiente para operar las cargas de mantenimiento, mientras que otros satisfacen necesidades mayores que las que requieren las cargas de los usuarios. Algunos sistemas de potencia son muy simples, otros son muy complejos, hasta aquellos que requieren control de computadora para lograr operación eficiente. Algunos sistemas potencia son diseñados para operar automáticamente por varios años sin atención, otros pueden requerir mantenimiento periódico.

En este capítulo estudiaremos los elementos más importantes que constituyen los subsistemas de un sistema de generación de potencia fotovoltaica, a los que hemos llamado genéricamente elementos periféricos.

3.1. CONCENTRADORES DIRECTOS

La intensidad de luz que incide en una celda solar, puede aumentar se mediante el uso de concentradores solares. La luz puede ser concentrada por reflexión, se logra por medio de espejos y la concentración por refracción, por medio de lentes. A los concentradores formados únicamente con espejos o lentes son llamados concentradores directos u ópticos. Algunos tipos de concentradores reflectivos se muestran en la figura 3.1.1. Los lentes para los concentradores refractivos pueden ser planoconvexos, biconvexos, o de fresnel como se muestra en la figura 3.1.2.

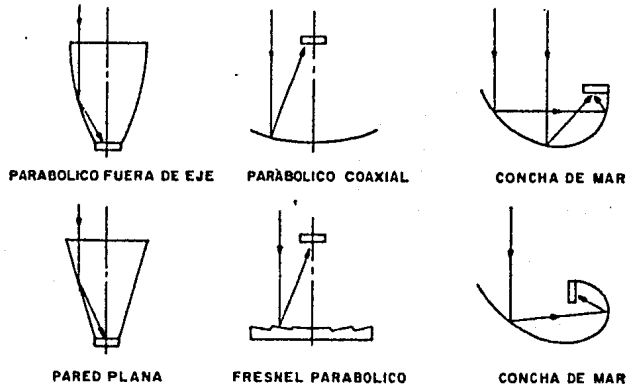


Fig. 3,1.1. Algunos tipos de concentradores reflectivos.

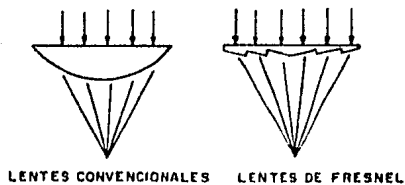


Fig. 3.1.2. Concentradores refractivos.

Para los concentradores directos la relación de concentración es la relación del área de entrada al área de salida del sistema multiplicada por el factor de transmisión óptico.

Un concentrador óptico debe ser dirigido exactamente hacia el sol mediante un dispositivo de seguimiento, ya que la relación de concentración, varía inversamente con la tolerancia angular.

Para concentradores de imagen no se obtiene salida de luz útil si se excede el ángulo del sol con la normal del seguidor (ángulo de 4.7×10^{-3} rad), puesto que este error mueve totalmente la imagen de la posición de diseño.

Los sistemas de no imagen permiten obtener una distribución de intensidad más uniforme a través de la apertura de salida y además tolera errores más amplios del mecanismo de seguidor.

3.2. CONCENTRADORES INDIRECTOS

Los sistemas de concentración indirecta pueden incluir arreglos de lentes y espejos. Difieren de los concentradores directos en que la radiación solar es usada para excitar un radiador intermedio. El radiador capta y reemite la radiación para que sea convertida a electricidad por medio de las fotoceldas. La ventaja de este proceso es que la distribución espectral reemitido por el radiador es diferente al captado; concentrándose el espectro para las longitudes de onda que son más sensi -

bles a la fotocelda, incrementándose así la eficiencia.

La figura 3.2.1. muestra un concentrador fotoluminiscente. La luz incide sobre una placa que contiene pintura luminiscente o fluorescente y es absorbida por esta. En el proceso de absorción los fotones incidentes excitan las moléculas de la pintura de tal forma que reemiten la energía adquirida con longitudes específicas de onda que con características de la composición de la pintura.

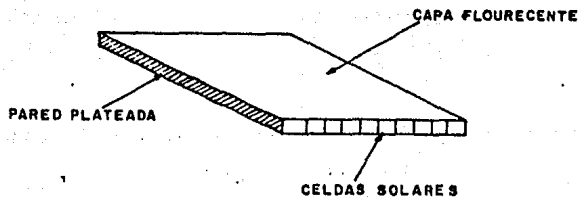


Fig. 3.2.1. Concentrador plano fluorescente.

La energía irradiada es atrapada dentro de la placa, mediante efecto de reflexión total interna y después de múltiples reflexiones incide sobre las celdas colocadas en un borde de la placa. Los otros tres bordes de la placa son pulidos y cubiertos con una capa de plata para favorecer

recer la reflexión.

Teóricamente se pueden lograr concentraciones hasta de varios cientos, aunque hasta el momento los resultados no han sido del todo óptimos. Un problema importante en este tipo de concentradores es que la vida de la pintura luminiscente es muy corta que hace su aplicación todavía un poco incierta .

Otro tipo de concentrador indirecto es el convertidor termo-fotovoltaico o incandecente, en el cual la luz del sol es colectada por un concentrador de alta relación de concentración y usada para calentar un radiador secundario a una temperatura más baja que la superficie solar, comportándose así como un cuerpo negro a 2400°k , y reemitiendo un espectro energético tal y como se muestra en la figura 3.2.2.

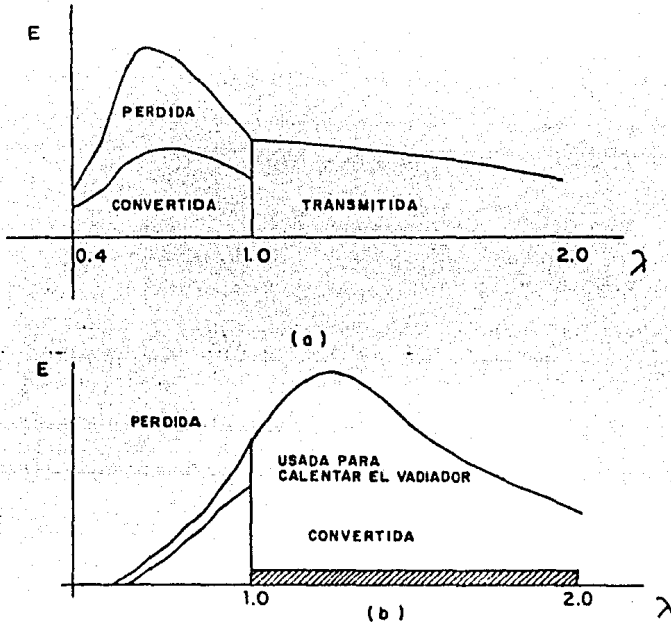


Fig. 3.2.2. Principio de convertidor termo-fotovoltaico
 (a) Espectro solar a 5200° K, en el cual se muestra las fracciones absorbidas, desperdiciadas ($h\nu > E_g$) y no absorbidas ($h\nu < E_g$) por las celdas de silicio.
 (b) espectro a 2400° K creado por el convertidor con un mejor aprovechamiento de energía.

La energía se concentra principalmente entre 1 y 2 μ m de longitud de onda, las cuales contienen energía suficiente para crear pares electrón-hueco en la celda (para las celdas de silicio esta energía es de 1.1 eV).

La energía infrarroja no utilizada por las celdas puede reciclarse para mantener la temperatura del radiador.

Con radiadores termo-fotovoltaicos se pueden lograr eficiencias de conversión eléctrica hasta del 40%.

3.3. BATERIAS DE PLOMO ACIDO

Un acumulador eléctrico es un sistema que recibe energía eléctrica, la acumula en forma química y la vuelve a suministrar en forma eléctrica; su unidad física más pequeña es la celda electroquímica, un conjunto de varias celdas forman una batería.

Existen varios tipos de baterías en el mercado, pero los más comúnmente usados dentro de los sistemas fotovoltaicos son las de plomo ácido y níquel cadmio.

Las baterías de plomo ácido se componen de cierta cantidad de placas positivas y negativas que son de plomo o una aleación de plomo. En vez de placas simples se utilizan las de tipo "tejido", con una rejilla de aleación de plomo de índice elevado, donde se comprime el material activo. Las placas positivas (+) y las negativas (-) se diferencian por la forma de los entretejidos y el tipo de material activo. Las placas positivas reciben peróxido de plomo (PbO_2) y las negativas plomo poroso (Pb). Se interconectan en todo momento por medio de sujetores de los elementos que terminan en un borne de conexión.

En las baterías de plomo se utiliza como electrolito el ácido sulfúrico (H_2SO_4) diluido en agua destilada cuya densidad es de 1.285 Kg/dm^3 a una temperatura de 20°C .

Durante la descarga, las moléculas de ácido sulfúrico se desintegran. Los iones de hidrógeno (H) pasan a las placas positivas y se unen al O_2 del dióxido de plomo para formar agua (H_2O). El resto del ácido (iones de SO_4) se unen al plomo de los dos juegos de placas formando sulfato de plomo ($PbSO_4$), de modo que desaparece la di

ferencia de tensión entre las placas y la densidad dada del electrolito disminuye hasta aproximadamente 1.14 kg/dm^3 .

Cuando se carga la batería el efecto descrito se lleva a cabo en el sentido inverso. En esos momentos los restos del ácido (SO_4) en los juegos de placas, regresan al electrolito y se unen con los iones de hidrógeno para formar el ácido sulfúrico (H_2SO_4). Las placas positivas vuelven a tener dióxido de plomo (PbO_2). La densidad del electrolito asciende otra vez a 1.285 kg/dm^3 con carga completa de la batería y una diferencia de tensión entre placas de 2.7 aproximadamente.

Cuando la batería expulsa gases, ello quiere decir que está completamente cargada; la transformación de las placas ha terminado quedando una disociación del agua en sus partículas básicas, hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). En este instante se desprende H_2 de las placas negativas y O_2 de las placas positivas; los dos elementos forman un gas sumamente explosivo, por esta razón, los lugares en que se cargan baterías deben estar bien ventilados; de todos modos se deben evitar las llamas abiertas y las chispas cerca de baterías que estén expulsando gases.

Algunos fabricantes producen baterías de plomo ácido con aleación de antimonio y calcio con 1.75 nominales por celda y voltajes de flotación de 2.15 y 2.25 v. Debido a las bajas corrientes de flotación, no se requiere de adición de agua más que después de 1 a 3 años excepto en lugares de muy baja temperatura.

Durante la carga de la batería no se debe rebasar el límite de voltaje dado por el fabricante con el fin de evitar electrólisis con sus consecuentes desventajas de pérdidas de agua y sobrepresión.

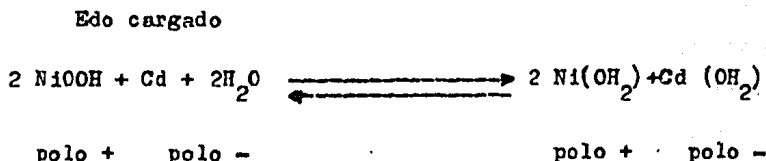
Es importante hacer notar que el uso de baterías de plomo-ácido en los sistemas fotovoltaicos es amplio, dado que un banco de baterías puede ser tan barato como el 2% del costo de los paneles solares.

La vida útil de las baterías de plomo-ácido tipo automotriz es de por lo mucho 10 años, mientras que las de plomo ácido con aleación de antimonio o calcio, alcanzan tiempos de vida hasta de 25 años.

3.4. BATERIAS DE NIQUEL CADMIO

Las celdas de las baterías de níquel-cadmio, constan de hidróxido de níquel en las placas positivas y de cadmio en las placas negativas. El electrólito es una disolución acuosa al 20% de hidróxido de potasio con algunos otros aditivos. El electrólito participa en el proceso químico principalmente como conductor, por tal razón el electrólito apenas sufre transformaciones durante la carga y la descarga. En todos los estados se mantiene la densidad a alta conductividad.

La fórmula que se da a continuación muestra el proceso durante la carga y la descarga de una batería de níquel-cadmio.



El precio de las baterías de NiCd resulta superior al de las bate-

rías de plomo de la misma capacidad. Pero este sobreprecio se recupera sobradamente debido a su mayor seguridad en el funcionamiento y otras ventajas como las siguientes:

Resistente a la temperatura.— Las baterías de NiCd mantienen alto rendimiento incluso a bajas temperaturas. A una temperatura de -20°C la capacidad disponible es todavía de 75% de la capacidad nominal.

Capacidad invariable.— Incluso con intensidades de descarga muy altas disminuye muy poco la capacidad obtenible de la batería con relación a la capacidad nominal, lo que significa un sobredimensionamiento muy pequeño.

Autodescarga.— Las pérdidas por autodescarga son tan pequeñas del orden de 0.1-0.2 % por día. Después de seis meses a 25°C y sin carga una batería de NiCd conserva una capacidad remanente del 80%.

Larga duración.— Considerando un 60% de la capacidad original como límite de la vida útil de una batería, en las baterías de NiCd es equivalente a 2000 ciclos (un ciclo = una carga + una descarga).

Carga más rápida.— Muchas veces se desea cargar la batería a plena capacidad en el menor tiempo posible. La batería de NiCd puede cargarse en mucho menos tiempo que una de plomo ácido.

No se producen gases corrosivos.— Las baterías alcalinas no desprenden gases corrosivos, una propiedad que simplifica notablemente la incorporación de las baterías en los diferentes aparatos.

3.5 FORMA DE CUANTIFICAR UN BANCO DE BATERIAS

Para el diseño de un banco de baterías, es importante tener en cuenta la tensión disponible durante la carga a fondo y la tensión de trabajo durante el funcionamiento normal y la descarga. La figura 3.5.1. muestra las variaciones de la tensión de una batería en las diferentes fases de su funcionamiento.

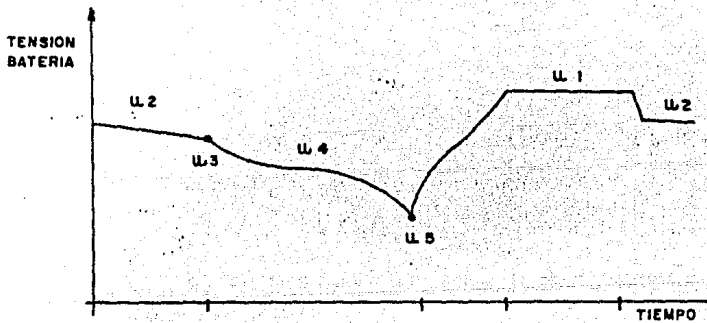


Fig. 3.5.1. Tensiones de voltaje de una batería durante un ciclo de carga y descarga.

Los voltajes u_1 , u_2 , u_3 , u_4 , y u_5 (*) son los valores alcanzados por la batería en funcionamiento normal, y son especificados por los fabricantes de los diversos tipos de baterías que existen en el mercado.

Suponiendo un sistema que requiera un voltaje de alimentación V_{nom} y que soporte un voltaje máximo V_{max} y un voltaje mínimo V_{min} , entonces podemos cuantificar el número de celdas como sigue:

$$V_{max} = U_1 = n u_1, \text{ entonces } n = V_{max} / u_1$$

El límite inferior de tensión V_5 determina el voltaje final por elemento de la descarga según:

$$V_5 = V_{min}; \quad V_5 = n u_5$$

La selección del tamaño de una batería para un trabajo específico es más complicado que seleccionar el número de celdas ya que la capacidad de una batería está en función de la corriente de descarga. La batería debe tener capacidad suficiente para soportar cargas momentáneas, tales como la operación de interruptores de arranque para motores, cargas continuas de energía y otras.

 * u Denota el voltaje que proporciona la unidad de tamaño mínimo que proporciona el fabricante, esta puede ser una celda o un grupo de celdas agrupadas en una batería. Cuando se constituye un arreglo o grupo de unidades de tamaño mínimo se designa como $U = nu$, donde U es el voltaje total del banco y el número de unidades es n .

Para todo tipo de baterías hay una relación definida entre la capacidad nominal a un tiempo de descarga nominal y la capacidad disponible para otros periodos de tiempo. Esta relación está dada por la siguiente expresión.

$$K_t = \frac{C}{I_t} \quad (3.5.1)$$

Donde K_t es el periodo de tiempo, C es la capacidad nominal e I_t la corriente para el período de tiempo t .

Los valores de K_t se encuentran tabulados o gratificados para los diferentes tipos de baterías y son especificados por los fabricantes de cada batería en particular* .

Cuando se conocen los valores de tiempo y consumo y no se conocen o especifican la secuencia de los mismos, pensando que pueden ocurrir simultáneamente o en cualquier orden, el tamaño de la batería puede determinarse considerando la más severa combinación de consumos y periodos de tiempo, como se establece a continuación :

$$C = K_1 I_1 + K_2 I_2 + K_3 I_3 \dots + K_n I_n \quad (3.5.2)$$

Por experiencia se sabe que si una batería soporta una descarga alta se conserva capacidad adicional para descargas bajas. Conociendo

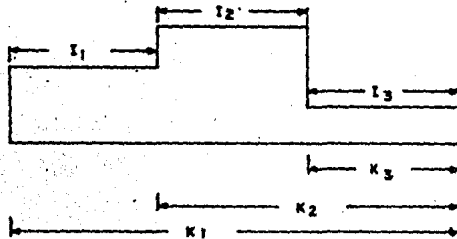
* El apéndice A4 contiene hojas características de algunas baterías comerciales.

esta característica se puede reducir el tamaño de una batería en forma confiable. Un método práctico fue presentado a la I E E en 1954.

Básicamente el método consiste en seleccionar una batería suficientemente grande para soportar la carga del primer período para todos los períodos. Posteriormente se suma o se resta paso a paso la capacidad de la batería para los períodos restantes. El método se expresa matemáticamente como:

$$C = K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) \quad (3.5.3)$$

Las corrientes y tiempos correspondientes pueden mostrarse gráficamente como sigue:



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 período intermedio. Esto se logra calculando el primer paso individualmente, el primero y el segundo conjuntamente y así sucesivamente hasta cubrir el ciclo completo.

3.5.1. CORRECCION POR TEMPERATURA Y AUTODESCARGA

La capacidad de una batería se reduce cuando la temperatura de su electrolito es menor de 25°C , temperatura a la cual están generalmente basados los datos técnicos de una batería. Curvas típicas de corrección por temperatura de la capacidad se muestran en la figura 3.7.2.

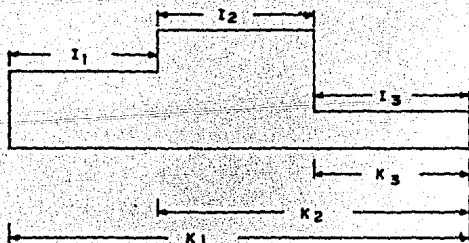
Por lo que ha de tomarse en consideración el hecho de que una batería debe funcionar perfectamente en invierno. Así la capacidad que es posible obtener de una batería de plomo ácido de 84 AH a 27°C es 100% mientras que a una temperatura de -20°C sólo se obtiene el 42%.

esta característica se puede reducir el tamaño de una batería en forma confiable. Un método práctico fue presentado a la I E E en 1954.

Básicamente el método consiste en seleccionar una batería suficientemente grande para soportar la carga del primer período para todos los períodos. Posteriormente se suma o se resta paso a paso la capacidad de la batería para los períodos restantes. El método se expresa matemáticamente como:

$$C = K_1 I_1 + K_2 (I_2 - I_1) + K_3 (I_3 - I_2) \dots + K_n (I_n - I_{n-1}) \quad (3.5.3)$$

Las corrientes y tiempos correspondientes pueden mostrarse gráficamente como sigue:



Sin embargo cuando una descarga alta es seguida por una baja es necesario chequear el problema paso a paso para estar seguros de obtener

una batería capaz de soportar el período intermedio. Esto se logra calculando el primer paso individualmente, el primero y el segundo conjuntamente y así sucesivamente hasta cubrir el ciclo completo.

3.5.1. CORRECCION POR TEMPERATURA Y AUTODESCARGA

La capacidad de una batería se reduce cuando la temperatura de su electrolito es menor de 25°C , temperatura a la cual están generalmente basados los datos técnicos de una batería. Curvas típicas de corrección por temperatura de la capacidad se muestran en la figura 3-7.2.

Por lo que ha de tomarse en consideración el hecho de que una batería debe funcionar perfectamente en invierno. Así la capacidad que es posible obtener de una batería de plomo ácido de 84 AH a 27°C es 100% mientras que a una temperatura de -20°C sólo se obtiene el 42 % .

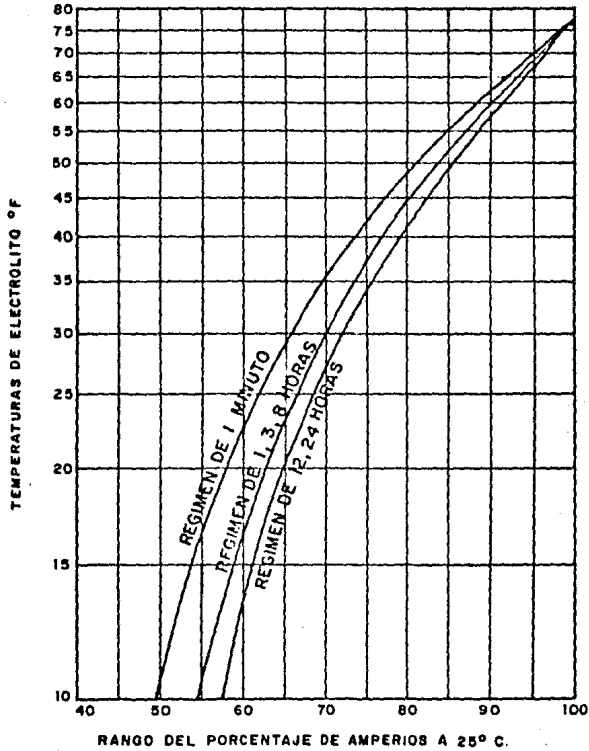


Fig. 3.5.2. Curvas típicas de corrección por temperatura en una batería.

Las baterías de NiCd mantienen un alto rendimiento incluso a bajas temperaturas. A una temperatura de -20°C la capacidad disponible es de todavía del 75% de la capacidad nominal.

En el dimensionamiento del banco de baterías es también importante considerar los efectos de la pérdida de capacidad por autodescarga, que es diferente para cada tipo de batería.

La intensidad de la autodescarga de una batería de plomo-ácido depende de las condiciones de la batería, del ácido y de la temperatura ambiente, pero típicamente es el orden del 1% de su capacidad al día. Las impurezas en las tapas de las celdas y las oxidaciones aceleran la autodescarga.

Las pérdidas por autodescarga en las baterías de NiCd son pequeñas, del orden de 0.1 a 0.2 % de la capacidad. Después de 6 meses a 25°C y sin carga una batería conserva una capacidad remanente del 80%.

Para cualquier aplicación particular el diseñador debe referirse a las hojas de características técnicas de la batería que vaya a emplear.

3.6 INFLUENCIA DE LA NUBOSIDAD EN EL DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS

Una etapa importante en el diseño del dimensionamiento de las baterías de un SFV consiste en evaluar el número de días consecutivos sin sol.

Disponemos de la nubosidad regional del país, obtenida por E. Mendoza, J. Luna, T. Gómez a partir de la información proporcionada por satélites meteorológicos (Nimbus III y ESSA 8) durante el periodo 1969 -

1971, época que fue climatológicamente estable. La información de nubosidad proporciona porcentajes censurales de días despejados y parcialmente despejados para 117 regiones del país. Esta información se encuentra contenida en el apéndice A5.

Un buen criterio para evaluar el número de días consecutivos sin sol es considerar el total de los días nublados y parcialmente nublados en un mes. Esto es, considerar que en el peor de los casos, todos los días sin sol se presentan consecutivamente, o sea:

$$D_{css} = N + 1/2 M N \quad (3.6.1)$$

donde:

D_{css} = Días consecutivos sin sol.

N = Días nublados.

MN = Días parcialmente nublados.

Por ejemplo, si requerimos los D_{css} en la ciudad de Guadalajara, Jal., debemos encontrar N y MN con ayuda de las tablas del apéndice A5.

Para Guadalajara el número de referencia en la tabla 1 es 53, así que para este número en la tabla 2 y 3 tenemos:

El mes menos propicio es agosto con las siguientes estadísticas:

$$D = 26.6 \text{ (días despejados)}$$

$$1/2 N = 21.2$$

Los días nublados del trimestre son:

$$N = 93 - D - 1/2 N + 93 - 26.6 - 21.2 = 45.2$$

Y los D_{css} son:

$$D_{css} = N + 1/2 N = 45.2 + 21.2 = 66.4$$

$$D_{css}/mes = 22.1 \text{ días}$$

3.7. EMPLEO DE LOS DIODOS

El empleo de diodos en los paneles solares es amplio. Los podemos clasificar de acuerdo a su uso:

- a) Diodos de protección
- b) Diodos de regulación
- c) Diodos de bloqueo.

Los diodos de protección.- Son diodos común y corrientes que se colocan en paralelo con c/u de los grupos de celdas que forman un panel o arreglo, como lo muestra la figura 3.7 .1. Las celdas que forman un panel bien construido deben tener características I-V iguales, siendo más importante aún que el voltaje de circuito abierto sea igual para todas las celdas que se conectan en paralelo y que la corriente de corto circuito sea la misma para las celdas que están en serie. Las celdas de un panel con las anteriores características proporcionan cantidad igual de

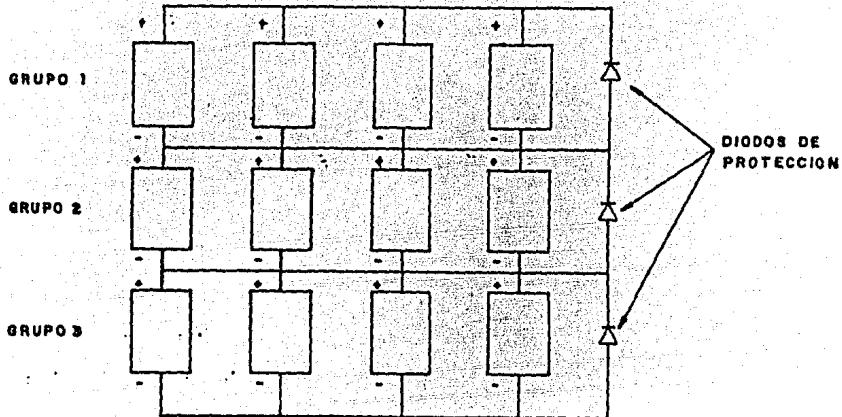


Fig. 3.7.1. Ubicación de los diodos de protección en un panel solar.

potencia a la carga, y la característica I-V de cada grupo de celdas es también igual. En esta situación los diodos están polarizados en inversa y por lo tanto no intervienen en el funcionamiento del panel.

Es claro que cada celda de un grupo proporciona la misma corriente que los otros tres (refiriendonos a la figura 3.7.1.) y la corriente total del grupo 1 es 4 veces la corriente de una celda.

Cuando una celda falla o no está totalmente iluminada, su potencia generada es menor a la normal y como los tres grupos están conectados en serie la corriente I se impone en los tres grupos, aún en el grupo "malo". Esto produce un corrimiento del punto de operación en el grupo deficiente hacia el lado izquierdo de la curva I-V, tal como se muestra

en la figura 3.7.2.

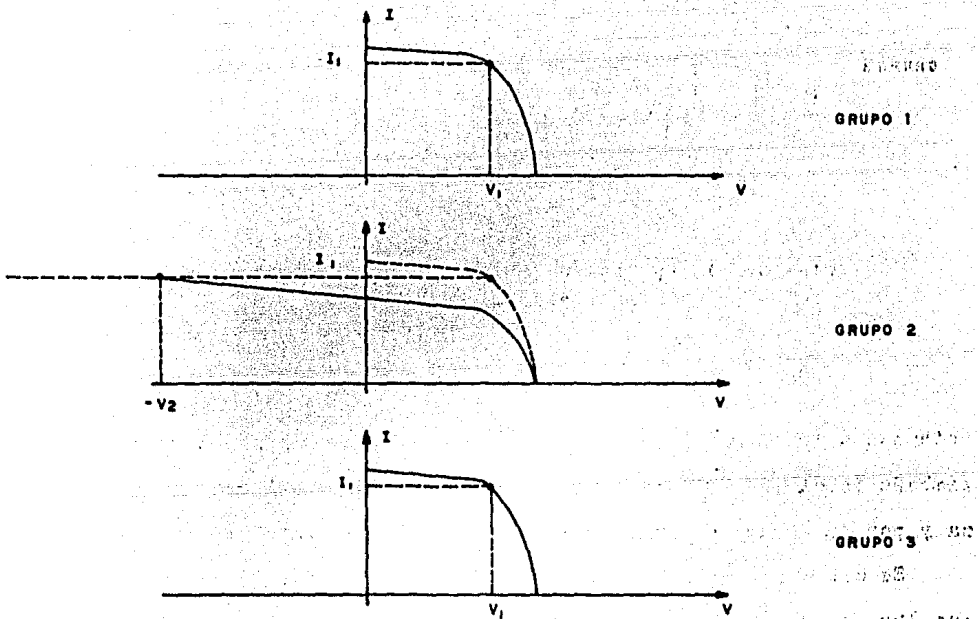


Fig. 3.7.2. Características eléctricas del panel de la figura 3.7.1 poco después de haber ocurrido una falla en una celda del grupo 2.

Como la pendiente de las curvas I-V de las celdas fotoeléctricas son muy pequeñas, V_2 puede alcanzar varios múltiplos de V_1 , produciéndose así una gran disipación de energía ($I \times V_2$) en el grupo 2 y se corre el peligro de que el grupo 2 se destruya y deje de funcionar el panel completamente.

Si los diodos de protección se colocan como se muestra en la figura 3.7.1., este problema se reduce al mínimo, puesto que al ocurrir la falla los diodos se polarizan en directa y contribuyen a establecer el flujo normal de corriente a través del grupo deficiente.

La potencia total se reduce un poco puesto que el diodo no produce energía, y además porque el voltaje de encendido del diodo es diferente al voltaje de operación de las celdas.

La característica principal que deben tener los diodos de bloqueo es que su voltaje de encendido sea muy próximo al voltaje de operación de las celdas con el fin de no mover el punto de operación óptimo del panel y así obtener la mayor cantidad de energía disponible.

Diodos de regulación.— Son diodos zener que se conectan al panel para producir un voltaje más constante a la salida del panel. Los diodos de regulación limitan el voltaje del panel y son acoplados a una carga de resistencia pequeña para evitar variaciones de voltaje por cambios de temperatura. Esto es cuando se requiere proteger a los circuitos sensitivos al voltaje tales como entradas de transistores en reguladores y convertidores. La figura 3.7.3. muestra la forma de conectar un diodo zener a la salida de un panel.

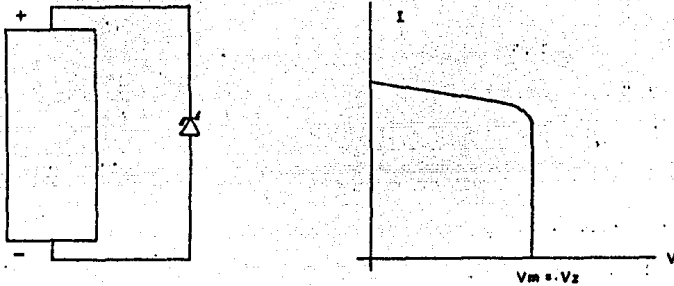


Fig. 3.7.3. Colocación de un diodo zener en un panel y su efecto en la característica I-V .

Una característica importante de un diodo de regulación es que su voltaje máximo de operación debe estar acoplado al voltaje de operación de máxima potencia del panel, o sea, $V_m = V_z \text{ max}$. También es importante conocer la potencia máxima que puede manejar el diodo, ya que debe soportar $P = V_z \text{ max } I_{z\text{max}}$ (Cuando la resistencia de carga es alta o el panel se encuentra en circuito abierto).

Diodos de bloqueo.- Los diodos de bloqueo tienen como principal función evitar que la energía acumulada en la batería se descargue a través del panel cuando éste no está iluminado, esta situación se presenta en la noche o cuando hay días nublados. Los diodos de bloqueo se colocan como se muestra en la figura 3.7.4.

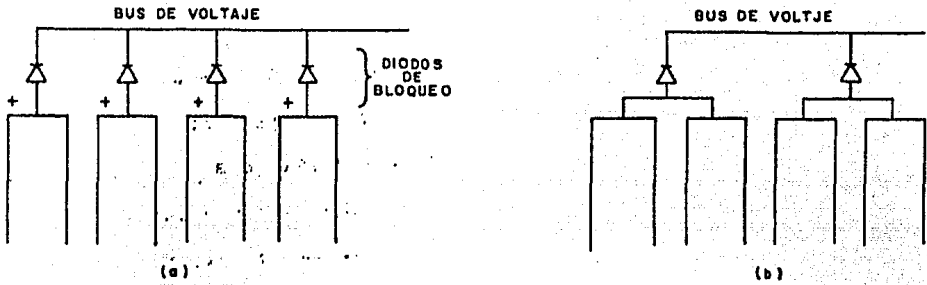


Fig. 3.7.4. Dos formas de ubicar los diodos de bloqueo.

La forma de conexión del grupo a es la más confiable puesto que independiza cada módulo uno de otro. La energía perdida en el panel a consecuencia de los diodos es:

$$W_{\text{perd}} = n V_D I_D$$

Donde n es el número de diodos de bloqueo conectado en el panel; V_D y I_D son el voltaje y la corriente del diodo respectivamente.

En la colocación de los diodos como en la figura 3.7.4. (b) las pérdidas son más pequeñas pero es menos confiable ya que en caso de falla dejan de funcionar dos grupos de celdas y no uno.

Las características requeridas para un diodo de bloqueo es que el voltaje de encendido debe ser pequeño para minimizar las pérdidas (se pueden usar diodos schottky que tienen un voltaje de encendido pequeño)

Además debe tener suficiente capacidad para soportar la corriente que _ suministre el panel.

Algunos módulos comerciales ya traen integrado un diodo de bloqueo, por lo que se debe tener cuidado de no duplicar esta protección.

3.8. EL PRINCIPIO DE AUTOREGULACION DE UN PANEL SOLAR

Si observamos la curva típica I-V de un módulo de celdas fotovoltaicas, observamos que éste puede funcionar como un sofisticado regulador de corriente para una batería. Si ajustamos el punto de máxima potencia del módulo con el voltaje mínimo aceptado de una batería (batería descargada), figura 3.8.1., se logrará proporcionar máxima corriente cuando la batería más lo necesita. A medida que el voltaje de la batería aumenta, la corriente disminuye por la característica del módulo y cuando alcance $V_B = V_{CA}$ (V_{CA} , voltaje en circuito abierto del módulo) no existirá corriente hacia la batería y ésta se carga a un 100% de su capacidad. Es importante hacer notar que en este punto V_B debe ser _ el voltaje máximo permitido (voltaje de flotación). Si el ajuste es adecuado, no habrá circulación de corriente cuando se alcance el voltaje _ de flotación de la batería y de esta forma se evitarán daños consecuentes por electrolisis.

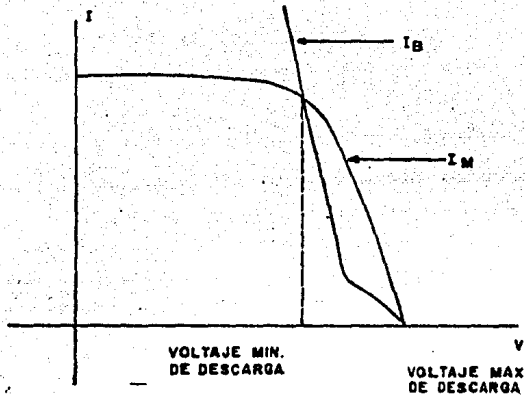


Fig. 3.8.1. Acoplamiento correcto entre un módulo y una batería.

3.9. EL CONTROL DE POTENCIA

Es obvio que se desea obtener máxima potencia de un arreglo fotovoltaico cuando éste está expuesto al sol. Esto implica máxima eficiencia del controlador de potencia.

El problema en lograr máxima eficiencia de un controlador, consti

tuido por un acondicionador de potencia, un muestreador-comparador y un dispositivo de control de carga y descarga de las baterías, es de evitar al mínimo las pérdidas por switcheo en el regulador, lograr un muestreo y comparación adecuado del voltaje del arreglo y efectuar un control efectivo de la carga y descarga de las baterías.

De éstos el problema más interesante es el de muestreo y comparación ya que los otros factores han sido ya estudiados cuando se implementan sistemas de generación más convencionales.

El control de potencia puede ser incorporado en un sistema fotovoltaico como se muestra en la figura 3.8.1.

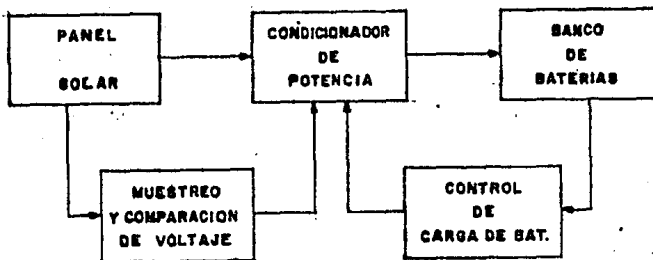


Fig. 3.9.1. Control de potencia en un sistema fotovoltaico.

Como la característica I-V de un panel solar es no lineal, parece ser que la alternativa más viable es obtener el producto de corrientes y voltajes instantáneos y procurar una maximización continua de este producto, empleando un controlador adaptivo.

Sin embargo, debido a la curva específica de la gráfica I-V de los módulos fotovoltaicos se puede obtener máxima potencia evadiendo el problema de maximizar el producto I-V. Los controladores basados en esta característica han sido ya implementados en sistemas de potencia en satélites y en sistemas terrestres.

La explicación de esta característica es la que se da a continuación.

La tabla 3.9.1. muestra los voltajes V_{oc} y $V_p \max$ para los paneles de solarex PL 100 bajo diferentes condiciones de insolación, dispersión y temperatura.

DISPERSION			
V_{oc}	6.9	6.6	6.3
$V_p \max$	5.2	5.2	4.8
$\frac{V_p \max}{V_{oc}}$	75.4	78.8	76.0

TEMPERATURA			
V_{oc}	7.4	6.7	5.9
$V_p \max$	5.75	5.0	4.3
$\frac{V_p \max}{V_{oc}}$	77.4	74.6	72.9

INSOLACION				
V_{oc}	6.7	6.5	6.4	6.3
$V_p \max$	5.1	5.0	5.0	5.0
$\frac{V_p \max}{V_{oc}}$	76.0	76.9	78.0	79.0

Tabla 3.9.1. Voltajes V_{oc} y $V_p \max$ de un panel solar a diferentes características de operación.

Algunas de las desviaciones de porcentajes mostrados en la tabla 3.9.1. pudieron o no estar sujetas a inexactitudes experimentales normales, pero aún así se puede asegurar que cargando el panel a un voltaje de aproximadamente $76\% \pm 1\%$ de V_{oc} aseguramos que el panel está liberando potencia en no menos del 98% de su potencia máxima.

En consecuencia es posible diseñar un controlador que corrija constantemente el voltaje de operación del panel solar a un valor aproximado de $0.76 V_{oc}$ y de esta forma obtener máxima potencia del generador solar.

El voltaje V_{oc} se puede muestrearse durante un período de tiempo de un ciclo muerto de un modulador de ancho de pulso variable, durante el cual el switch de potencia que conecta el voltaje a las baterías está abierto, por lo que efectivamente se muestrea V_{oc} . Durante el ciclo de trabajo del modulador V_{oc} es comparado con un voltaje de referencia de $0.76 V_{oc}$ mediante un amplificador operacional que maneja la conmutación de potencia.

El condicionador de potencia puede estar constituido por un switch de poder, su circuito de manejo, su inductor y diodo de salida.

Se debe tener especial cuidado en el diseño del switch ya que en él radica la principal caída de eficiencia del controlador debido principalmente a pérdidas por *switching*.

3.10 DISTRIBUCION DEL SISTEMA DE POTENCIA

El método general para distribuir adecuadamente la energía proveniente de un arreglo solar es similar al método empleado en los sistemas de potencia.

En los sistemas de potencia existen dos mejores formas para distribuir la potencia de la fuente de energía principal hacia los diferentes equipos que alimenta.

Una forma es enviar la totalidad de la potencia desde un tablero de distribución primario hasta otro secundario localizado cerca del equipo que constituyen las cargas. La segunda alternativa consiste en alimentar directamente las cargas, ubicadas en un lugar lejano mediante un tablero de distribución primario cercano a la fuente de alimentación.

Para el caso de sistemas fotovoltaicos se podría ubicar el sistema como lo muestra la figura 3.10.1.

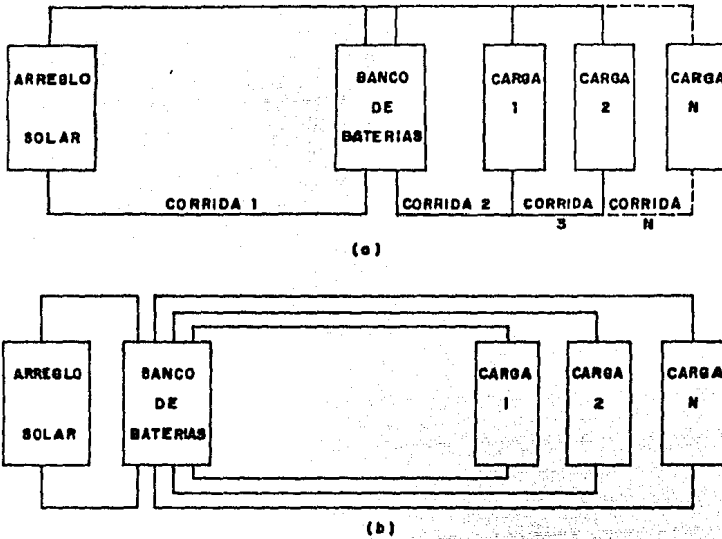


FIG. 3.10.1 Dos alternativas para cablear un sistema fotovoltaico.

Cada una de estas alternativas tienen sus ventajas y desventajas y dependen de factores como posibilidad de expansión, confiabilidad y economía.

El tamaño de los cables puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$A = \frac{2 \times K \times I \times L}{V} \quad (3.10.1)$$

Donde:

A = Area transversal del conductor en circular mils (CM)

I = Corriente que circula en el lazo en amperes

L = Longitud en pies de "una corrida"

V = Caída de voltaje en el lazo en volts

R = Constante de conversión de 11.1

Los cables con área transversal comerciales se muestran en la tabla 3.10.1. donde además se muestra su capacidad en amperes.

CALIBRE DEL CONDUCTOR	AREA TRANSVERSAL (mm ²)	CAPACIDAD (AMPERES)	CALIBRE DEL CONDUCTOR	AREA TRANSVERSAL (mm ²)	CAPACIDAD (AMPERES)
18	0.823	7	2/0	88.486	175
16	1.309	10	3/0	111.875	200
14	2.081	15	4/0	141.186	230
12	3.309	20	250 MCM	167.445	255
10	5.261	30	300 MCM	201.011	285
8	8.366	45	350 MCM	234.861	310
6	17.141	65	400 MCM	268.40	335
4	27.252	85	500 MCM	355.55	380
2	43.173	115	750 MCM	504.42	475
1/0	70.459	150			

TABLA 3.10.1. Capacidad de cables comerciales.

Una "corrida" se considera como la trayectoria de cable de un punto a otro del sistema, sin considerar su regreso; así el sistema de la figura 3.10.1. está compuesto por "n" corridas, como se muestra en la misma figura.

La caída de voltaje típico es de 0.5 a 1V, este valor puede ser establecido por el diseñador para obtener un valor determinado del área

transversal del conductor que satisfaga esta condición, o bien puede ser evaluado mediante la siguiente ec:

$$V = 1.04 \times 10^{-3} \frac{I}{\sqrt{A}} \quad (3.10.2)$$

Donde:

V = Caída de voltaje en el lazo (2 corridas, ida y regreso)
 en $\frac{\text{Volts}}{\text{pies}}$

I = Corriente en amperes.

A = Area transversal del conductor en pies cuadrados.

El costo del cable aumenta, con caída de tensión constante en proporción al cuadrado de la distancia entre la batería y el punto de consumo. En las instalaciones de corriente continua con tensión baja en el sistema y puntos de consumo dispersos, puede resultar económico, por medio de los ahorros obtenidos en el cable, el empleo de baterías distribuidas en varias unidades pequeñas con batería.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- "SOLAR CELL ARRAY HANDBOOK"
H.S. Raushenback, Van Nostrand Reinhold Company, 1980.
- 2.- "SOLAR VOLTAIC CELLS"
W.D. Johnston Jr. Marcel Dekker Inc., 1980.
- 3.- Folleto de inf. de acumuladores NIFE, 1982.
- 4.- Folleto de inf. de acumuladores AISA - C y D, 1982.
- 5.- "MATCHING THE CHARACTERISTICS OF BATTERIES WITH SOLAR CELL
MODULES" Sintesis de conferencia en Stress Italia.
C.F. Gay, V.K. Kapur, A. Manfredi. ARCO Solar, 1982.
- 6.- "DISEÑO Y OPERACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS"
Ing. J.F. Mercado M. Centro de Investigación y de estudios
avanzados del Instituto Politécnico Nacional, 1978.
- 7.- "DC POWER SYSTEM DESIGN"
George Ve Elligott; JTT North, Power System Division; 1979.
- 7.- "A SIMPLIFIED MAXIMAL POWER CONTROL FOR TERRESTRIAL PHOTO-
VOLTAIC PANEL ARRAYS"
J.S. Shoeman, J.D. Van W y K; Johannesburg; 1980.

CAPITULO IV

CONSIDERACIONES ECONOMICAS Y SOCIALES

En ciertas regiones puede parecer atractivo implementar un sistema fotovoltaico, resultando que después de un análisis económico es más factible la instalación de un sistema generador convencional o de un sistema complementario formado por un generador solar y uno convencional.

El análisis económico de los proyectos se realiza a través de los procedimientos técnicos para hacer comparaciones entre ellos, cuantificar sus diferencias y obtener la mejor alternativa.

4.1 EVALUACION ECONOMICA DE LOS ELEMENTOS FOTOVOLTAICOS

A partir de 1978 tres empresas empezaron a realizar el ensamble de celdas solares en México, aplicándose básicamente en sistemas de radiotelefonía, bombeo de agua y televisión rural educativa. En 1981 dos compañías más se sumaron a las ya existentes.

En la actualidad existen cinco empresas dedicadas al ensamble de los generadores solares las cuales son: PHILIPS, ORLI, SOLVITEX, ARCO SOLAR Y TELEFUNKEN, todas importan las celdas fotovoltaicas realizando únicamente el ensamble de los módulos. Estas empresas emplean tecnología importada tal como se muestra en la tabla 4.1.1.

EMPRESA	TECNOLOGIA
Arco Solar	Norteamericana (monocristal)
Philips	Norteamericana (monocristal)
Okly	Norteamericana (monocristal)
Solvimex	Norteamericana (monocristal)
Telefunken	Alemana (policristal)

TABLA 4.1.1. Tecnologías empleadas por las actuales empresas fabricantes de módulos solares en México.

La demanda de módulos fotovoltaicos fue atendida en 1981 básicamente por las cinco compañías anteriores, satisfaciendo principalmente las necesidades de dependencias gubernamentales como SCT, TELMEX, PEMEX, SARH, COFLUAR, IMSS, SAHOP y SEP.

TELEFUNKEN registra la mayor participación del mercado en valor (50%) a diferencia de su participación en kw's (23.4%) ya que se encuentra en segundo lugar de representabilidad, lo anterior indica que TELEFUNKEN ha vendido un número menor de kw's que "ARCO SOLAR" pero a un precio mayor, razón por la cual TELEFUNKEN posee mayor participación en valor y menor en kw's instalados. En la tabla 4.1.2. se presentan los precios de ventas por watt instalado de módulos solares en donde se destaca que TELEFUNKEN ofrece el watt instalado a 24 días mientras

que para otras firmas es de solo 6 dls.

COMPANIA	dls/watt
Arco Solar	6
Philips	6
Solvinox	6
Okly	6
Telefunken	24

TABLA 4.1.2. Valor de watt instalado ofrecido por las principales compañías fabricantes de módulos solares.

Es importante señalar que la demanda se ha incrementado año con año y que en 1981 se registró un notable incremento debido a la incursión de TELEFUNKEN en este mercado. La figura 4.1.1. muestra el comportamiento histórico de la demanda de módulos solares hasta 1981.

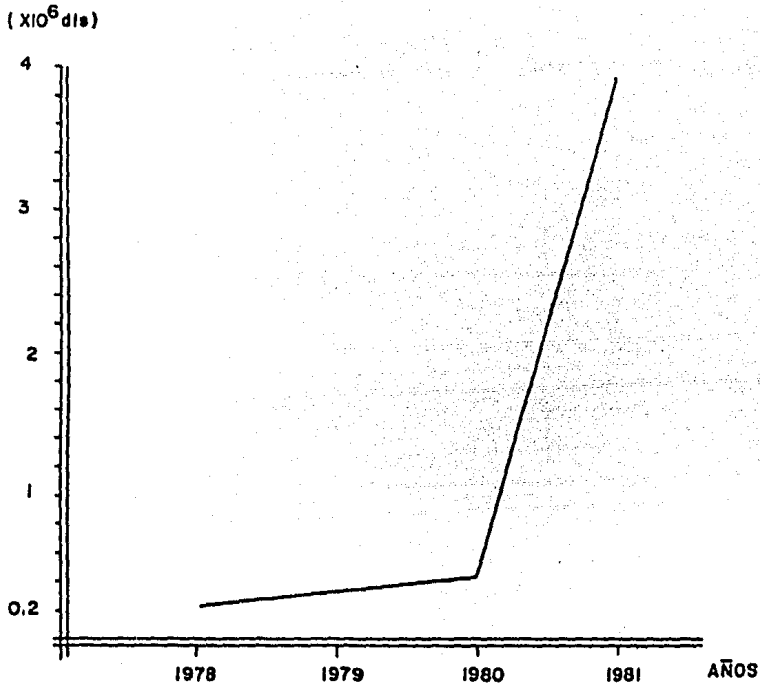


Fig. 4.1.1. Comportamiento histórico de la demanda de generadores solares en México.

El mercado potencial se ha considerado tomando en cuenta las necesidades de generación eléctrica no satisfechas aún. Se estima que en los próximos años el crecimiento será del 6% anual (en kw's) y para el año de 1985 se tendrá satisfecho un 60% del total del mercado potencial. El total de potencia a satisfacerse es de 5000 kw. Una proyección estimada de la demanda de energía fotovoltaica en los próximos años es mostrada en la figura 4.1.2.

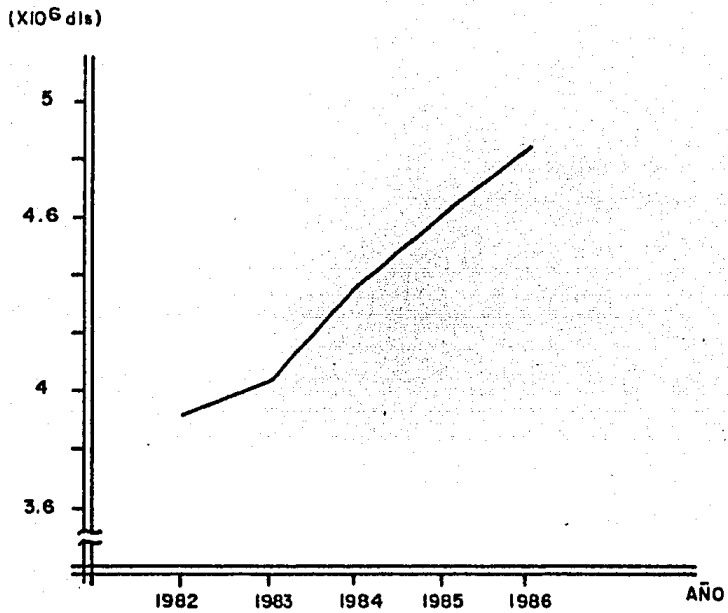


Fig. 4.1.2. Estimación de la demanda de energía fotovoltaica en los próximos años en México.

4.2. EVALUACION ECONOMICA DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los tres métodos más usuales para analizar la conveniencia econó-

mica de un proyecto son las siguientes:

- 1.- Valor anual.
- 2.- Valor actual.
- 3.- Tasa de rendimiento.

De estos métodos los dos primeros requieren de cálculos en donde se aplica la tasa mínima aceptable de rendimiento como tipo de interés y el último método implica calcular una tasa de rendimiento y compararla con la tasa mínima aceptable de rendimiento.

En las siguientes secciones analizaremos la conveniencia económica de los sistemas fotovoltaicos mediante el método del valor anual, ya que este puede considerar el costo en función de una demanda específica de energía. Así el costo por kw-h de un sistema que consume 50 w, durante 5 horas al día y 6 meses al año será mayor que uno que consume 50 w durante 5 horas al día y en todo el año.

El costo anual está dado por la siguiente expresión:

$$Ca = Ci \left\{ \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right\} = Ci F(n,r) \quad (4.2.1.)$$

Donde:

Ca = Costo anual

Ci = Costo inicial

r = Tasa de interés

n = Tiempo de vida de la máquina o dispositivo estudiado.

F(n,r) = Factor de costo de amortización.

La ec. 4.2.1. es aplicada a los paneles fotovoltaicos y sus ele -

mentos periféricos para obtener el costo anual C_a total. Considerando el consumo de energía total y las horas de operación se puede obtener el precio de la energía fotovoltaica en $\$/kw-h$ anuales.

4.2.1. EVALUACION DE LOS PANELES

Considerando que el costo inicial de la energía fotovoltaica está expresada en $\$/watt$ tenemos que el costo inicial absoluto es:

$$C_{ia} = C_i \times P_p \quad (\$) \quad (4.2.2.)$$

Donde C_{ia} es el costo inicial absoluto y P_p es la potencia total generada por el panel en w o kw .

El costo anual efectivo del panel (C_{AP}) es:

$$C_{AP} = C_i P_p F(n,r) \quad (\$) \quad (4.2.3)$$

Con respecto al tiempo de vida útil del panel solar es difícil hacer una predicción exacta de éste, ya que los sistemas hasta hoy instalados son relativamente recientes y se tiene poca información al respecto; aunque algunos autores estiman tiempos hasta 25 años, sin embargo dada la escasa información de la vida de un panel durante su funcionamiento en el campo práctico es más razonable no desbordar nuestro entu-

siasmo y establecer para nuestros cálculos un tiempo de vida útil de 10 años.

El consumo total de energía a lo largo del año (C_{TE}) es :

$$C_{TE} = 365 P_p E (w - h) \quad (4.2.4.)$$

Donde E es la insolación diaria en horas pico que incide en la región donde se va a instalar el sistema.

Haciendo el cociente de las ecs 4.2.3 y 4.2.4 obtenemos el costo anual efectivo por unidad de energía (C_{AE}):

$$C_{AE} = C_i P_p F(n,r) / 365 P_p E = C_i F(n,r) / 365 E \quad (4.2.5.)$$

Si la potencia P_p del panel se sobredimensiona por pérdidas en las baterías, debemos tomar en consideración estas pérdidas en la ec 4.2.5. obteniendo la sig ec:

$$C_{AE} = C_i F(n,r) / 365 E \eta \quad (\$/w-h) \quad (4.2.6.)$$

Donde η es la eficiencia de las baterías.

4.2.2. EVALUACION DE LAS BATERIAS

Básicamente se utilizan 2 tipos de baterías en los sistemas foto-

voltaje: las de plomo ácido del tipo autorotriz que tienen un tiempo de vida promedio de 5 años y las baterías de níquel-cadmio que tienen una vida promedio de 15 años.

El costo de la batería por w-h (C_B) es evaluado como sigue:

$$C_B = \frac{C_b}{VC} \left\{ \frac{\$}{w-h} \right\} \quad (4.2.7.)$$

Donde:

C_b = Costo de la batería o banco de las baterías.

V = Voltaje nominal del banco en volts

C = Capacidad nominal del banco de baterías en A-h.

La capacidad de almacenamiento de una batería es la energía almacenada por día ($E \times P_p$) multiplicada por los días consecutivos sin sol (DCSS). La capacidad total almacenada (C_{TA}) es:

$$C_{TA} = DCSS \ E \ P_p \quad (w-h) \quad (4.2.8.)$$

Y el costo anual de las baterías (C_{AB}) es:

$$C_{AB} = DCSS \ E \ P_p \ C_B \ F(n_b, r) \quad (\$) \quad (4.2.9.)$$

Y por unidad de consumo :

$$C_{AB} = DCSS \ C_B \ F(n_b, r) / 365 \eta \quad (\$/w-h) \quad (4.2.10)$$

El costo del sistema fotovoltaico (C_{TS}) es la adición de las eqs. 4.2.6. y 4.2.9. o sea:

$$C_{TS} = C_{AP} + C_{AB} \quad (4.2.11)$$

Ec. que considera únicamente el costo de los paneles y de las baterías ya que comparativamente el costo de estos con los demás elementos periféricos tales como circuitería electrónica y herrajes es muy alto. Sin embargo en una evaluación real es importante considerar el costo de todos los elementos para lograr un cálculo más preciso.

4.3. IMPACTO SOCIAL Y AMBIENTAL

Se piensa popularmente que los sistemas de generación fotovoltaica son totalmente limpios y no contaminantes. Sin embargo en una producción a gran escala debe considerarse el reciclaje de los dispositivos defectuosos y degradados ya que el cadmio es 100 veces menos abundante que el galio y éste a su vez 10^6 menos abundante que el silicio. Además también existen problemas de contaminación durante la fabricación de las celdas solares.

El mayor peligro durante la extracción del silicio cristalino ocurre con el escape de óxido de silicio. La inhalación de SiO_2 produce silicosis. Trabajar con SiO_2 a altas temperaturas también es peligroso,

por lo que se requiere que exista una ventilación adecuada en el área de trabajo. En una producción a gran escala no sería conveniente una ventilación libre puesto que el problema industrial se convertiría en un problema público.

Lo anterior hace pensar que la instalación y manufactura de los sistemas fotovoltaicos en gran escala producirán importantes modificaciones en los patrones del empleo y seguridad industrial, principalmente en los sectores de producción de energía y de la construcción.

Una planta de generación de 10 MW requerirá un colector de área de $6 \times 10^{16} \text{ m}^2$ y una porción de tierra de 3.2 km de lado, por lo que será necesario que ésta gran área esté aislada al público para no exponerlo al alto voltaje.

Un concepto de generación central utilizando un arreglo solar fue inicialmente propuesto en la década pasada y ha renovado nuevamente el interés por su implementación práctica. El proyecto propone la conversión de potencia fotovoltaica directa a radiación electromagnética, la cual es captada por medio de un sistema de antenas en la tierra.

En una órbita estacionaria de la tierra, a una altura de 35000 km aproximadamente un satélite es iluminado casi todo el tiempo con la tierra eclipsando el sol sólo unas decenas de horas al año. La principal ventaja de este proyecto es que se obtiene energía casi las 24 horas del día.

El sistema estaría integrado por una flotilla de satélites. Cada satélite radiaría potencia a un grupo de antenas de $5 \times 10^7 \text{ m}^2$. Además de un impacto social, el posible efecto de los rayos de microondas en los seres vivos aún no se ha determinado. Se cree que una de

sidad de potencia de 0.02 w/cm^2 no produciría problemas a la salud durante una exposición corta, aunque no se prevén los posibles daños genéticos.

Si se logra demostrar que los niveles de radiación de microondas son inofensivos, los proyectos fotovoltaicos espacial-terrestres serían la solución inmediata a los problemas de energía en el futuro considerando que la generación de electricidad por fusión nuclear ha perdido interés por los grandes problemas inherentes que ésta tiene.

B I B L I O G R A F I A

"DISEÑO Y OPERACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS"

Ing. J.M. Mercado M. Centro de Investigación y estudios avanzados
del Instituto Politécnico Nacional, 1978.

"ESTUDIO DE MERCADO DE GENERADORES SOLARES"

Realizado por la dirección comercial de empresas INDETEL, 1981.

"TECNICAS DE ANALISIS ECONOMICO PARA ADMINISTRADORES E INGENIEROS"

J. Canadá . Editorial Diana, 1980.

"SOLAR VOLTAIC CELLS"

W.D. Johnston Jr. Marcel Dekker Inc., 1980.

CAPITULO QUINTO

DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

En el presente capítulo se diseña la capacidad de los elementos de un sistema fotovoltaico, con el objetivo de mostrar que la energía fotovoltaica puede aplicarse en cualquier situación de demanda de energía eléctrica, a partir de las condiciones técnicas impuestas por las cargas específicas a alimentar y de las condiciones climatológicas en el lugar de instalación del sistema.

Considerando la gran cantidad de regiones poco accesibles de fuentes de energía eléctrica en el país, y con necesidades obvias de servicios médicos básicos, se decidió diseñar un sistema fotovoltaico para alimentar un dispensario médico.

Para la realización en el diseño del sistema fotovoltaico fue necesario consultar al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) para conocer el equipo médico básico que emplea en sus instalaciones médicas en las diversas regiones del país.

5.1 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Normalmente durante el diseño de un sistema de cualquier índole, se requiere observar un procedimiento que establezca la secuencia de desarrollo del proyecto. Para un mismo diseño, el procedimiento puede ser variable debido a criterios particulares empleados por los diseñadores, que están determinados por el conocimiento y experiencia que se tenga sobre el diseño.

En nuestro caso, el desarrollo del sistema fotovoltaico está determi

nados por el criterio logrado en base a la información obtenida en los capítulos anteriores. El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Localización del lugar de instalación del sistema, tal que se pueda establecer la energía solar incidente del lugar, evaluando las siguientes cantidades:

- a) Insolación promedio mensual diaria.
- b) Insolación promedio diaria mínima.
- c) Mejoramiento de la insolación mínima.
- d) Días consecutivos sin sol.

2. Cuantificación de los parametros de alimentación, determinando las siguientes especificaciones:

- a) Voltaje de operación.
- b) Potencia de operación.
- c) Horas de operación.
- d) Potencia de espera.
- e) Horas de espera.
- f) Trabajo en C.D. o C.A. (dependiendo del tipo de carga).

3. Selección económica del sistema mediante la evaluación de los siguientes costos:

- a) Costo anual de los módulos fotovoltaicos existentes.
- b) Costo anual de los tipos de baterías comerciales.
- c) Costo anual del controlador, distribución del sistema y estructura del soporte del panel.
- d) Costo anual total del sistema.

4. Dimensionamiento del panel solar a partir de las siguientes cuantificaciones:

- a) Estimación de la potencia pico a instalarse
- b) Sobredimensionamiento por temperatura y rendimiento de la poten -

cia pico a instalarse.

5. Dimensionamiento del banco de baterías a partir de las siguientes cantidades:

- a) Energía consumida por el sistema durante el día.
- b) Capacidad del banco para un día de operación del sistema sin generación fotovoltaica.
- c) Capacidad del banco de baterías para los días consecutivos sin sol.

6. Diseño del controlador de potencia, determinado por las siguientes condiciones de operación:

- a) Sobrevoltaje máximo permisible en las baterías y cargas.
- b) Voltaje mínimo permitido en las baterías y cargas a alimentar.
- c) Corriente máxima de operación del controlador.

7. Distribución del sistema a partir de las siguientes condiciones:

- a) Ubicación de los elementos del sistema.
- b) Calculo del calibre del cableado del sistema.

8. Determinación del tamaño y forma de la estructura y soporte del panel solar, considerando los siguientes datos:

- a) Area total del panel.
- b) Material de la estructura.

9. Costo del sistema con la evaluación de los siguientes costos:

- a) Costo inicial del panel fotovoltaico.
- b) Costo inicial del banco de baterías.
- c) Costo inicial del controlador de potencia.
- d) Costo inicial del cableado del sistema.
- e) Costo inicial de la estructura y soporte del panel solar.
- f) Costo inicial total del sistema.

5.2 UBICACION GEOGRAFICA DEL SISTEMA

Para satisfacer las demandas de bienestar social que en algunas poblaciones rurales lo requieren, el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) y la Coordinación General del Plan Nacional de Zonas Reprimidas y Grupos Marginados (COFLAMAR) realizaron un programa para la construcción de 3024 clínicas médicas rurales en toda la república. La cantidad de sistemas proyectados por el IMSS es mostrada en la tabla 5.2.1.

ESTADO	CANTIDAD DE SISTEMAS DE ALIMENTACION
Aguascalientes	1
Campeche	3
Coahuila	12
Colima	1
Chiapas	69
Chihuahua	61
Durango	29
Guanajuato	28
Guerrero	104
Jalisco	31
Edo. de México	42
Michoacan	57
Nayarit	13
Puebla	64
Querétaro	18
San Luis Potosí	38
Sonora	8
Tabasco	8
Tamaulipas	22
Tlaxcala	1
Veracruz	21
Yucatan	11

Tabla 5.2.1 Cantidad de sistemas fotovoltaicos proyectados por el IMSS para su instalación dentro de la República Mexicana.

Se elige el estado de Chiapas como adecuado para el que se proyecte el sistema fotovoltaico que alimentara un dispensario médico, esta elección es debida a las siguientes consideraciones:

De acuerdo a la tabla 5.2.1, Chiapas es uno de los estados con mayor demanda de sistemas fotovoltaicos.

Chiapas cuenta con una gran cantidad de insolación. La insolación en la mayoría de las regiones del estado es aproximadamente la misma, por lo que el sistema diseñado puede ser empleado en cualquiera de estas regiones (estas consideraciones se comprenden al observar los mapas de insolación del apéndice A1).

La determinación de la posición geográfica del lugar en donde se instala un sistema fotovoltaico es muy importante para obtener la orientación óptima del arreglo solar y evaluar correctamente la cantidad de insolación existente en el lugar.

La región de referencia se establece en Cancue, dado que se localiza aproximadamente en el centro del estado y la insolación es aproximadamente la misma que en el resto de él. La ubicación geográfica de Cancue es la siguiente:

Latitud: 16° 51' norte.

Longitud: 92° 24' poniente.

5.3 INSOLACION DEL LUGAR

La cantidad de energía solar que incide en Cancue, Chiapas, esta determinada por su ubicación geográfica, y se determina con ayuda de la información contenida en los mapas de insolación del apéndice A1, que establece la cantidad de energía incidente (E_H , en langleys) captada por un colector horizontal. De acuerdo al apéndice A1, la insolación a lo largo del año en el lugar es la mostrada en la tabla 5.3.1, donde además se efectua la conversión directa de langleys a horas pico ($1h_p = 86$ langleys).

MES	INSOLACION (E_H)
Enero	3.77 h_p
Febrero	5.23
Marzo	5.23
Abril	6.62
Mayo	6.68
Junio	5.23
Julio	4.94
Agosto	4.65
Septiembre	4.06
Octubre	4.06
Noviembre	4.36
Diciembre	4.36

Tabla 5.3.1 Insolación captada en Cancue por un colector horizontal a lo largo del año.

De la tabla 5.3.1 se observa que la menor insolación del año es la de enero, la cual puede incrementarse orientando el arreglo solar a un ángulo de $\theta = \lambda \pm \Delta\theta$, con lo cual se obtiene un ahorro en el tamaño del panel solar, ya que este se dimensiona en base a la insolación mínima

del año.

Para determinar el ángulo de orientación óptima es necesario acudir a la tabla 1.9.1 y a la ec. (1.9.3) del capítulo primero, con las cuales se puede evaluar la insolación mínima máxima al orientar el captador un ángulo $\theta = \lambda \pm \Delta\theta$. $\Delta\theta$ varía desde 0 hasta $\pm 10^\circ$, en incrementos de 2° .

Evaluando la insolación E_θ a lo largo del año para un ángulo de $\theta = \lambda + 2^\circ$ en el mes de enero se tiene:

$$\begin{aligned} E_\theta &= E_H \cos(\zeta + \lambda - \theta) / \cos(\zeta + \lambda) \\ &= 3.77 \cos(21.26 + 16.85 - 14.85) / \cos(21.26 \\ &\quad + 16.85) = 4.52 h_p. \end{aligned}$$

Para el resto de los meses del año la insolación en horas pico es la siguiente:

Febrero:	5.55
Marzo:	5.55
Mayo:	6.21
Junio:	4.75
Julio:	4.54
Agosto:	4.48
Septiembre:	4.15
Octubre:	4.44
Noviembre:	5.14
Diciembre:	5.3

La menor insolación es la de septiembre con un valor de 4.15 h_p.

Efectuando el mismo procedimiento para las demás orientaciones, se obtienen las insolaciones mínimas a lo largo del año que se resumen en la tabla 5.3.2, estableciéndose el mes en que ocurren estas.

$\Delta\theta (^{\circ})$	$E_{\theta \min}(h_p)$	MES
-10	4.09	Enero
-8	4.07	Octubre
-6	4.18	Septiembre
-4	4.19	Septiembre
-2	4.19	Septiembre
0	4.19	Septiembre
+2	4.18	Septiembre
+4	4.17	Septiembre
+6	4.15	Septiembre
+8	4.12	Septiembre
+10	4.10	Septiembre

Tabla 5.3.2 Valores mínimos de insolación obtenidos orientando el arreglo solar a diferentes ángulos θ .

De la tabla 5.3.2 se observa que los valores mínimos máximos se dan con orientaciones de $\theta = \lambda - 4$, $\lambda - 2$ y λ , por lo que cualquiera de estos ángulos satisfacen una orientación óptima, que proporciona una captación mínima de $4.19h_p$ durante el mes de septiembre, y que constituye el valor de diseño en la cuantificación del arreglo solar.

La fig. 5.3.1 muestra el mejoramiento de la insolación obtenido con el captador orientado con el ángulo óptimo $\theta = \lambda$, a partir de la insolación del captador horizontal (E_H).

También de la fig. 5.3.1 se puede observar la insolación obtenida en un captador orientado constantemente un ángulo $\theta = \lambda + \xi$, que constituye la insolación obtenida con ayuda de un mecanismo de seguimiento. de la gráfica observamos que la insolación obtenida es aproximadamente igual a la calculada con un captador orientado un ángulo $\theta = \lambda$. La razón del mínimo incremento de insolación es que el ángulo ξ no es grande, lo que ocasiona que evaluando la ec. (1.9.3) se tenga la siguiente aproximación:

$$E_{(\theta=\lambda)} \approx E_{(\theta=\lambda+\xi)}$$

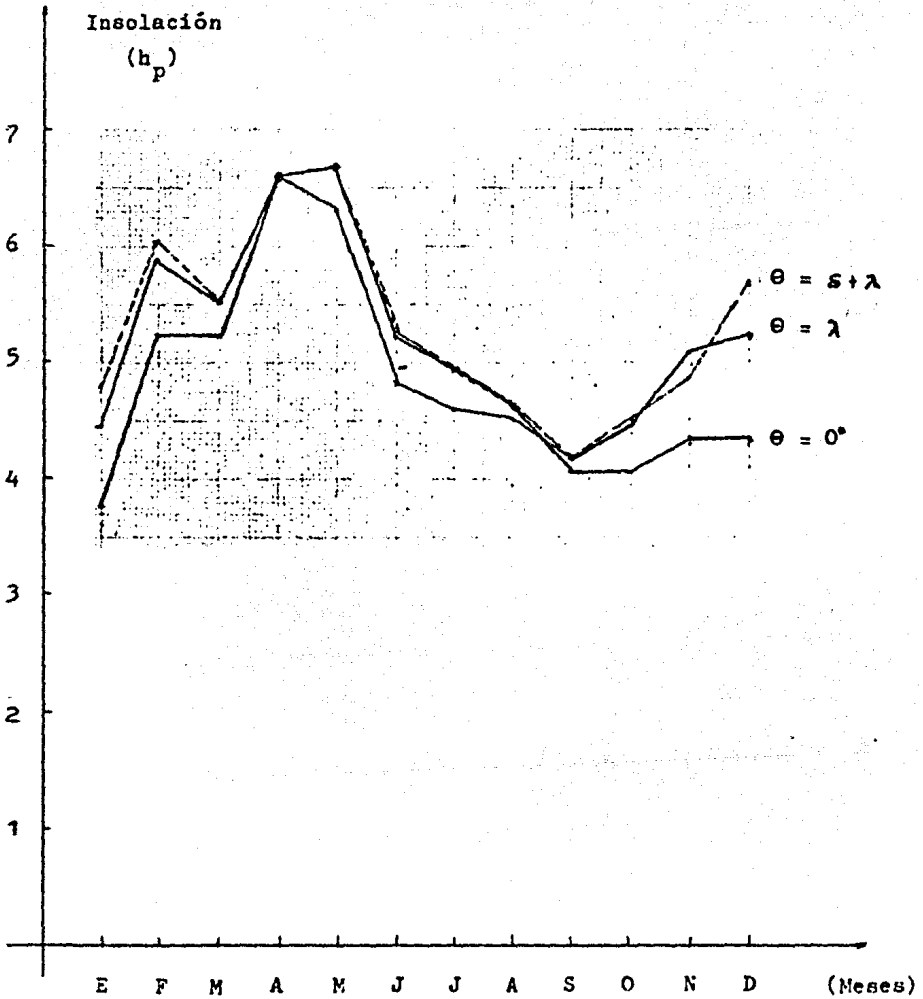


Fig. 5.3.1 Insolaciones obtenidas con diferentes orientaciones del arreglo solar en Cancun, Chiapas.

5.4 NUBOSIDAD DEL LUGAR

Un sistema fotovoltaico debe tener capacidad de operación aun durante periodos de tiempo en que el sol no brilla, por lo que es necesario cuantificar la nubosidad existente en el lugar a lo largo del año, con el fin de evaluar el banco de baterías del sistema.

La nubosidad de Cancue es encontrada con ayuda del apéndice A5, el cual contiene los días despejados y parcialmente despejados del país. La región más cercana al lugar es Ocosingo con una ubicación geográfica de latitud $16^{\circ}55'$ y longitud $92^{\circ}06'$, y cuyos datos de nubosidad son los siguientes:

El mes con menos días despejados es agosto y presenta las siguientes estadísticas:

Días despejados: 23.2

Días parcialmente despejados: MN=21.5

Considerando que las estadísticas son trimestrales, los días nublados (N) son:

$$N = 90 - 23.2 - 21.5 = 45.3 \text{ días}$$

Suponiendo que los días nublados transcurren consecutivamente, se tiene que los días consecutivos sin sol (D_{css}) se obtienen de acuerdo a la ec. (3.6.1), que se evalúa con los datos anteriores, obteniéndose lo siguiente:

$$D_{css} = N + \frac{1}{2}MN$$

$$D_{css} = 45.3 + \frac{1}{2}(21.5) = 56.05$$

$$D_{css}/\text{mes} = 18.68$$

que constituyen los días sin sol en que el sistema debe continuar proporcionando energía a las cargas.

5.5 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LAS CARGAS

Al igual que en otros sistemas de alimentación, en un sistema fotovoltaico las características de las cargas a alimentar determinan la simplicidad o complejidad del sistema; las cargas a su vez, están determinadas por los requerimientos de energía del usuario.

De acuerdo a las características técnicas de operación del equipo médico que se emplea en los dispensarios rurales del IMSS, las especificaciones técnicas de cada uno de los dispositivos eléctricos a alimentarse en la unidad médica son los siguientes:

1. SISTEMA DE RADIOCOMUNICACION.

Un equipo de comunicación por V.H.F. con potencia nominal de 40 watts/12 V.C.D.

Régimen de consumo: Transmisión: 12 amp.
 Recepción : 2 amp.
 Reserva : 0.450 amp.

Régimen de trabajo: Transmisión: 20 min.
 Recepción : 120 min.
 Reserva : 21.66 hrs.

2. ILUMINACION INTERNA DE LA UNIDAD MEDICO-RURAL.

Dos lamparas de 20-25 watts/12 V.C.D. con un régimen de trabajo de 2 horas diarias.

3. ILUMINACION PARA INTERVENCIONES DE CIRUGIA.

Una lampara de halogeno frío de 50-60 watts/12 V.C.D., montada en trípé móvil, con un régimen de trabajo de 60 minutos al día.

4. LUCES DE SEÑALAMIENTO AEREO.

Consumo: 60 watts.

Régimen de trabajo: Intermitente, relación 1:3 seg. durante 8 hrs.

5.6 PERFIL DE CARGAS DEL SISTEMA

El perfil de cargas constituye el establecimiento de las energías parciales que consumen cada una de las cargas, con el fin de evaluar la energía total de consumo que debiera ser capaz de proporcionar el panel solar. De esta forma se establece un parámetro importante en el diseño del generador fotovoltaico.

La energía que consumen los dispositivos eléctricos del dispensario médico es la siguiente:

1. Sistema de radiotransmisión:

Potencia de transmisión: $12A \times 12V = 144W$

Potencia de recepción : $2A \times 12V = 24W$

Potencia de reserva : $0.45A \times 12V = 5.4W$

Energía de transmisión: $144W \times 0.33h = 47.52Wh$

Energía de recepción: $24W \times 2h = 48Wh$

Energía de reserva: $5.4W \times 21.66h = 116.96Wh$

La energía total del sistema de radiocomunicación (E_{RC}) es la suma de las energías de transmisión, recepción y reserva, como sigue:

$$E_{RC} = 47.52Wh + 48Wh + 116.9Wh = 212.48Wh$$

2. Iluminación interna del dispensario

La energía consumida por las lámparas de iluminación interna (E_{II}) es:

$$E_{II} = 2 \times 25W \times 2h = 100Wh$$

3. Iluminación para intervenciones de cirugía

La energía consumida por la lámpara quirúrgica (E_{LQ}) es:

$$E_{LQ} = 60W \times 1h = 60Wh.$$

4. Luces para el señalamiento aéreo

Considerando que se tiene una relación de intermitencia de 1:3 seg., el régimen de trabajo de las luces de señalamiento es el siguiente:

$$8 \times 3600 \text{ seg.} / 3 = 9600 \text{ seg.} = 2.66 \text{ hr.}$$

Y la energía consumida por el señalamiento aéreo (E_{SA}) es:

$$E_{SA} = 60W \times 2.66h = 160Wh.$$

La energía total consumida (E_{TC}) por las cargas durante el día es la adición de las energías de radiocomunicación y de iluminación, que se escribe a continuación:

$$E_{TC} = E_{RC} + E_{II} + E_{LQ} + E_{SA} = 532.48Wh.$$

Y la potencia total consumida (P_{TC}) durante el día es igual a:

$$P_{TC} = E_{TC} / 24 = 22.18W.$$

Que es el valor de potencia promedio requerido para el diseño del panel fotovoltaico.

5.7 SELECCION ECONOMICA DEL SISTEMA

Procederemos a seleccionar los tipos de elementos a emplear en el sistema fotovoltaico. Considerando el factor económico como un factor importante, emplearemos el método explicado en el capítulo cuarto.

Dado que el método expuesto establece un criterio de selección y no un costo absoluto del sistema, determinaremos el costo anual total del sistema (C_{TS}), y ya que el costo de circuitería electrónica, cableado y herrajes se considera constante, la evaluación del sistema se simplifica a evaluar únicamente los módulos y baterías del sistema.

Ya que la mayoría de los tipos de módulos solares presentan el mismo costo por unidad de energía y el mismo tiempo de vida útil, podemos simplificar el cálculo y seleccionar el tipo de batería que conviene al sistema.

El costo anual del panel por unidad de consumo es de acuerdo a la ec. (4.2.6) el siguiente:

$$C_{AP} = C_i F(n,r)/365 E \eta$$

Considerando un costo inicial del panel de 6d11. = 1020 pesos por watt, un tiempo de vida útil de 10 años y una tasa de interés constante del 70% tenemos:

$$C_i = 1020 \text{ pesos/W.}$$

$$n = 10 \text{ años}$$

$$r = 0.70$$

Evaluando el factor $F(n,r)$ obtenemos:

$$F(n,r) = \frac{r(1+r)^n}{r(1+r)-1} = 0.703$$

Anteriormente evaluamos la insolación del lugar y obtuvimos que esta era de $E = 4.19 h_p$.

Como primera opción evaluaremos el sistema con baterías de plomo ácido de tipo automotriz, las cuales presentan una eficiencia de $\eta = 85\%$

Sustituyendo los datos anteriores en la ec. (4.2.6) obtenemos el costo anual del panel como sigue:

$$C_{AP} = 0.55 \text{ pesos/Wh.}$$

El costo anual del banco de baterías se obtiene con la ec. (4.2.10):

$$C_{AB} = D_{css} C_B F(n_b, r) / 365 \eta$$

De acuerdo a lo establecido en el capítulo cuarto, el costo por unidad de energía de las baterías de plomo ácido tipo automotriz es de 4.76 pesos/Wh., y su duración es de aproximadamente 5 años. Los días consecutivos sin sol, obtenidos en la sección 5.4 son 18.68 días.

Evaluando el costo anual de las baterías (C_{AB}) con los siguientes factores:

$$\begin{aligned} C_B &= 4.76 \text{ pesos/Wh.} \\ D_{css} &= 18.68 \text{ días} \\ n_b &= 5 \text{ años} \\ F(n_b, r) &= 0.753 \end{aligned}$$

tenemos:

$$C_{AB} = 0.21 \text{ pesos/Wh.}$$

El costo total del sistema fotovoltaico (C_{TS}) empleando baterías de plomo ácido tipo automotriz es:

$$C_{TS} = C_{AP} + C_{AB} = 0.75 \text{ pesos/Wh.}$$

Evaluando de manera análoga el sistema con baterías de plomo antimonio, con los siguientes datos:

$$\begin{aligned} C_B &= 19.2 \text{ pesos/Wh.} \\ n_b &= 16 \text{ años} \\ F(n_b, r) &= 0.7 \\ \eta &= 90\% \end{aligned}$$

Tenemos que el costo anual del panel (C_{AP}) y de las baterías (C_{AB}) son:

$$\begin{aligned} C_{AP} &= 0.51 \text{ pesos/Wh.} \\ C_{AB} &= 0.75 \text{ pesos/Wh.} \end{aligned}$$

Y el costo total del sistema con baterías de plomo antimonio es de:

$$C_{TS} = 1.27 \text{ pesos/Wh.}$$

Si empleamos baterías de plomo calcio en el sistema, y consideramos los siguientes datos:

$$\begin{aligned} C_B &= 24 \text{ pesos/Wh.} \\ n_b &= 20 \text{ años} \\ F(n_b, r) &= 0.70 \\ \eta &= 95\% \end{aligned}$$

Tenemos que el costo del panel y de las baterías son:

$$\begin{aligned} C_{AP} &= 0.49 \text{ pesos/Wh.} \\ C_{AB} &= 0.90 \text{ pesos/Wh.} \end{aligned}$$

Y el costo total del sistema es:

$$C_{TS} = 1.3 \text{ pesos/Wh.}$$

Si el sistema emplea baterías de níquel cadmio, evaluaremos su costo con los siguientes datos:

$$\begin{aligned} C_B &= 38.85 \text{ pesos/Wh.} \\ n_b &= 25 \text{ años} \\ F(n_b, r) &= 0.70 \\ \eta &= 95\% \end{aligned}$$

El costo anual del panel y de las baterías es de:

$$\begin{aligned} C_{AP} &= 0.49 \text{ pesos/Wh.} \\ C_{AB} &= 1.46 \text{ pesos/Wh.} \end{aligned}$$

Y el costo del sistema empleando baterías de níquel cadmio es:

$$C_{TS} = C_{AP} + C_{AB} = 1.95 \text{ pesos/Wh.}$$

Los resultados anteriores indican que el sistema económicamente más adecuado es el que emplea baterías de plomo ácido tipo automotriz, debido a que el costo total del sistema obtenido con este tipo de batería es el mínimo calculado.

De lo expuesto anteriormente y considerando que las baterías automotrices de plomo ácido están disponibles en el mercado nacional, y que los fabricantes de estos tipos de baterías son empresas mexicanas, se toma la decisión de emplear baterías de plomo ácido tipo automotriz en el sistema fotovoltaico.

5.8 DIMENSIONAMIENTO DEL PANEL FOTOVOLTAICO

El dimensionamiento del panel solar es tal vez la evaluación más importante dentro del diseño del sistema fotovoltaico. el dimensionamiento se refiere a cuantificar la potencia pico que debiera proporcionar el arreglo para satisfacer los servicios a las cargas, a través del almacenamiento de energía en las baterías.

La primera estimación de la potencia pico a instalarse esta dada por la ec. (2.10.3):

$$P_{p1} = P_{\text{cons}} \frac{T}{E_e}$$

De acuerdo a la sección 5.6, la potencia constante requerida por el sistema es $P_{\text{cons}} = 22.18W.$, que deberá ser suministrada durante la insolación pico, que es de $4.19 h_p.$, calculada en la sección 5.3.

Sustituyendo estos valores en la ec. (2.10.3) tenemos:

$$P_{p1} = 127.04W.$$

Esta potencia es la que deberá proporcionar el arreglo solar sin tomar en cuenta los sobredimensionamientos por temperatura y rendimiento, que seran tratados en la siguiente sección.

5.9 SOBREDIMENSIONAMIENTO POR TEMPERATURA Y RENDIMIENTO

Un generador fotovoltaico se diseña adecuadamente cuando se consideran las variaciones de potencia entregada debidas a efectos de temperatura y perdidas de energía existentes en las baterías, en la línea de transmisión y en el controlador de potencia. Estos efectos obligan a sobredimensionar la potencia fotovoltaica a instalarse.

Procederemos a evaluar el sobredimensionamiento por temperatura.

La potencia generada por un módulo a una temperatura determinada se puede calcular mediante la ec. (2.9.7), que es la siguiente:

$$P_t = P_{p1}(1 + \alpha \Delta T)$$

P_{p1} es la potencia generada por el panel a una temperatura de referencia de 28 C, sobre la cual se basan la mayoría de los fabricantes para proporcionar la potencia nominal; α es el coeficiente de temperatura, y típicamente tiene un valor de $-0.3\%/C$; ΔT es el incremento de temperatura sufrido por el módulo y es determinado por la ubicación del lugar de instalación; t_m es la temperatura máxima promedio a la que opera la celda, y se determina encontrando la temperatura máxima promedio del estado de Chiapas, dada en el apéndice A1, más 15 C que es un factor empírico que se agrega a la evaluación de t_m , así:

$$t_m = 28.5 C + 15 C = 43.5 C$$

Sustituyendo estos valores en la expresión (2.9.7) tenemos la potencia del panel a una temperatura máxima de 43.5 C es:

$$P_t = 121.13W.$$

La adición de P_{p1} con la diferencia $P_{p1} - P_t$ constituye la potencia a instalar, requerida para suministrar la potencia P_{cons} durante el día

a una temperatura ambiente de 28.5 C. Por lo tanto, la potencia a instalarse es la siguiente:

$$P_{p2} = 2P_{p1} - P_t = 132.95W.$$

La tercera estimación corresponde al sobredimensionamiento por rendimiento que absorbe las pérdidas energéticas en las baterías, en la línea de transmisión y en el controlador de potencia.

Del análisis económico hecho en la sección 5.7, decidimos que las baterías a emplear en el sistema fotovoltaico son las baterías de plomo ácido tipo automotriz, con un rendimiento del 85%. Aunque en este momento no hemos diseñado el controlador de potencia, ni la línea de transmisión, podemos establecer como condiciones de diseño la eficiencia del controlador y de la línea de transmisión como del 95% y 97% respectivamente, para poder considerar inmediatamente un rendimiento general del sistema.

Tomando en cuenta las condiciones de diseño establecidas, podemos obtener un factor de sobredimensionamiento por rendimiento (F_s) como sigue:

$$F_s = 0.85 \times 0.95 \times 0.97 = 0.783$$

Finalmente determinamos la estimación total de la capacidad del panel fotovoltaico (P_{pf}) mediante la siguiente expresión:

$$P_{pf} = P_{p2} / F_s$$

Sustituyendo valores ya conocidos en la ec. anterior obtenemos:

$$P_{pf} = 169.73W.$$

Que es la capacidad total del sistema fotovoltaico a instalarse.

5.10 SELECCION DEL TIPO DE MODULO

Para seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico a emplear, consideremos los siguientes factores por orden de importancia:

- a) Precio del módulo.
- b) Disponibilidad en el mercado.
- c) Tipo de celda.
- d) Rendimiento.
- e) Tamaño del módulo.
- f) Potencia generada.
- g) Voltaje proporcionado.

El precio de los módulos solares vendidos por Arco Solar, Philips, Solvimex, Motorola, Solarex y Okly es de un promedio de 6 dls./w., a excepción de Telefunken, con un precio de 24 dls./w.

La disponibilidad de módulos en el mercado es la misma para todos los tipos de fabricantes, ya que estas empresas están completamente establecidas en el país.

Los tipos de celdas empleadas en el ensamble de módulos fotovoltaicos en México son de tecnología monocristal, con excepción de Telefunken que emplea celdas policristalinas.

El rendimiento de las celdas monocristalinas es aproximadamente del 12%, mientras que el rendimiento de las celdas policristalinas es de solo 5%.

La forma de celda es siempre circular o semicircular para todos los módulos terrestres. El diámetro varía de acuerdo al fabricante y puede ser desde 1 hasta 3 pulgadas. En este punto es importante decir que para una potencia dada es preferible seleccionar módulos con celdas pequeñas, ya que estas disminuyen el área del bastidor metálico que las so-

porta, haciendolo más pequeño y económico.

Los fabricantes de módulos solares proporcionan las características eléctricas de los módulos que producen, por lo que se pueden seleccionar con la potencia y voltaje requeridos por el sistema. El apéndice A3 muestra diferentes tipos de módulos de proveedores diversos.

Podemos concluir que las cinco primeras características son similares en todos los tipos de módulos (a excepción de Telefunken, al que descartamos por su alto costo), por lo que el problema se reduce a seleccionar un módulo con voltaje y potencia adecuados a nuestro sistema.

Para lograr un acoplamiento energético entre el panel y la batería, debemos ubicar el voltaje nominal de la batería junto con el voltaje del panel que produce máxima potencia. El voltaje de máxima potencia del panel debe ser mayor que el voltaje nominal de la batería, suficiente para proporcionar un voltaje de flotación entre 12 y 14.4 V.

Consultando el apéndice A3 que contiene algunas características de módulos fotovoltaicos, observamos que los siguientes módulos pueden aplicarse en el sistema.

TIPO	V_{nom} (V)	I_{nom} (A)	FABRICANTE
HE51J/JG	14	2.15	Solarex
4200CG	14	1.4	Solarex
MSF23120	15.8	1.1	Motorola
MSF23A40	15.8	2.3	Motorola
G12-361	16.3	2.15	Solar Power
G12-3672	16.3	0.57	Solar Power

De estos módulos, cualquiera puede satisfacer las características de potencia y voltaje requeridos, ya que la curva I-V de los módulos pueden ajustarse a cualquier voltaje de operación, menor a su voltaje de circuito abierto, pero conviene utilizar aquel que tenga el valor de voltaje nominal aproximado al voltaje de carga de flotación del

banco de baterías (de 12V. a 14.4V.), para lograr máximo aprovechamiento del módulo y, además obtener un ahorro económico al constituirse el panel, ya que los módulos se venden por potencia pico proporcionada. De acuerdo a este criterio, los módulos más adecuados son los tipos HE51J/JG y H200CG, ambos de Solarex con un voltaje nominal de 14V.

Como se desea simplicidad en el arreglo, en la constitución del panel se requiere mínimas interconexiones entre los módulos, esto implica una mínima cantidad de ellos; lo que significa seleccionar el módulo HE51J/JG de Solarex, que proporciona la mayor corriente y que minimiza la cantidad de módulos que se deben colocar en paralelo.

El módulo HE51J/JG tiene una potencia pico de 34W., voltaje nominal de 14V. y corriente nominal de 2.15A.

La corriente que debe suministrar el panel es calculada a partir de la potencia a instalarse, que es de 166.39W. Así, la corriente proporcionada por el panel debe ser de:

$$169.73W/14V = 12.12A.$$

Como la corriente de un solo módulo es de solo 2.15A., debemos conectar varios módulos en paralelo para proporcionar una corriente total de 12.12A. El número de módulos conectados en paralelo es:

$$12.12A/2.15A = 5.63 \text{ módulos}$$

Como físicamente no podemos instalar 5.63 módulos, deberos conectar 6 módulos HE51J/JG en paralelo, que constituyen la capacidad total del arreglo fotovoltaico.

5.11 DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS

En el sistema fotovoltaico se requiere incorporar un banco de baterías debido a las siguientes razones:

- 1) El sistema consume energía durante las mañanas y tardes, en las cuales no existe insolación que produzca electricidad en el panel, por lo que la energía es tomada del banco de baterías, que se carga durante las horas de insolación.
- 2) El sistema debe disponer de energía en la noche, para la iluminación interna del dispensario y para poder enfrentar eventuales situaciones de emergencia.
- 3) El sistema debe ser independiente de la energía del panel durante los días de insolación nula, en los cuales la demanda de energía es cubierta por el banco de baterías.

La capacidad del banco de baterías se determina a partir de la energía consumida por el sistema durante las 24 hrs., siendo de 532.48 Wh.

El voltaje de operación del sistema es de 12V., por lo que la capacidad de almacenamiento (C_b) de las baterías para un día completo es de:

$$C_b = 532.48 \text{ Wh.} / 12 \text{ V.} = 44.37 \text{ Ah.}$$

Considerando que durante el año van a ocurrir 18.68 días consecutivos sin sol (D_{CSS}), la capacidad (C_B) del banco de baterías será la capacidad de almacenamiento por un factor de 18.68 obteniendo una capacidad de:

$$C_B = 828.27 \text{ Ah.}$$

Incluyendo el factor de sobredimensionamiento por rendimiento ($F_s = 0.783$), obtenemos la capacidad total (C_{BT}) como sigue:

$$C_{BT} = C_B / F_s = 1057.81 \text{ Ah.}$$

Esta capacidad de almacenamiento debe ser cubierta por baterías de plomo ácido tipo automotriz, de acuerdo a la conveniencia económica mostrada en la sección 5.7.

Una de las empresas que fabrica baterías de plomo ácido tipo automotriz en México es "Acumuladores Mexicanos S.A.", que fabrica baterías de diferentes tamaños y capacidades. Las especificaciones técnicas de las baterías se muestran en el ápendice A4.

La interconexión entre baterías debe ser mínima para obtener simplicidad y ahorro en la instalación. Por esta razón las baterías deben ser de capacidad suficiente que con el mínimo número de ellas se obtenga la capacidad requerida.

Del ápendice A4 se observa que la máxima capacidad de batería es del tipo 627-C de 12 V. nominales, con una capacidad de 200 Ah. a 20 hrs. de descarga y con dimensiones de 51.9, 27.9 y 24.5 cm. de largo, ancho y alto respectivamente.

Considerando que la batería 627-C es adecuada a nuestros propósitos, el número de baterías conectadas en paralelo necesarias para proporcionar una capacidad de 1057.81 Ah. es:

$$1057.81 \text{ Ah.} / 200 \text{ Ah.} = 5.28 \text{ baterías.}$$

Por lo cual, 6 baterías tipo 627-C deben constituir el banco de baterías que satisface las condiciones de operación del sistema fotovoltaico.

5.12 CONTROL DE POTENCIA DEL SISTEMA

La principal función del control es la de proteger el banco de baterías cuando se presenta la mayor insolación del año (durante los meses de marzo, abril y mayo), debido a que las baterías se sobrecargan disminuyendo notablemente su tiempo de vida.

El circuito de control emplea la característica de que un panel solar puesto en corto circuito no sufre ningún daño ni degradación, por lo que cuando no se requiere carga a las baterías, el panel es puesto en corto circuito, evitando la sobrecarga del banco de baterías. Cuando las baterías requieren nuevamente carga, el circuito vuelve a permitir el flujo de potencia hacia estas. El circuito de control se muestra en la fig. 5.12.1, la que incluye también un circuito que previene al usuario de bajo voltaje en el sistema, mediante una alarma visual constituida por un diodo luminoso (led).

En operación de carga normal, el panel carga las baterías, haciendo circular por estas una corriente de varios amperes, por lo que el circuito de control corta los transistores Q_1 y Q_2 , permitiendo la circulación de corriente del panel hacia las baterías.

Cuando las baterías ya están cargadas, la corriente a través de ellas y de R_G es muy pequeña, por lo que el voltaje en la salida del amplificador de voltaje no inversor OP_2 es inferior al voltaje de referencia establecido por el diodo zener D_2 , lo que produce que en la salida del comparador OP_1 se tenga un voltaje alto, que satura los transistores Q_2 y Q_3 . Mientras tanto, el comparador OP_3 mantiene en su salida un voltaje bajo que pone en corte el transistor Q_4 y en saturación al transistor Q_1 . Al estar saturados Q_1 y Q_2 simultáneamente, la corriente de corto circuito del panel circula a través de ellos, evitando sobrecargar las baterías. El diodo de bloqueo D_1 evita que las baterías se descargen hacia el panel.

Durante la época de alta nubosidad, el panel deja de funcionar y las baterías proporcionan energía a las cargas. Si el voltaje llega a ser

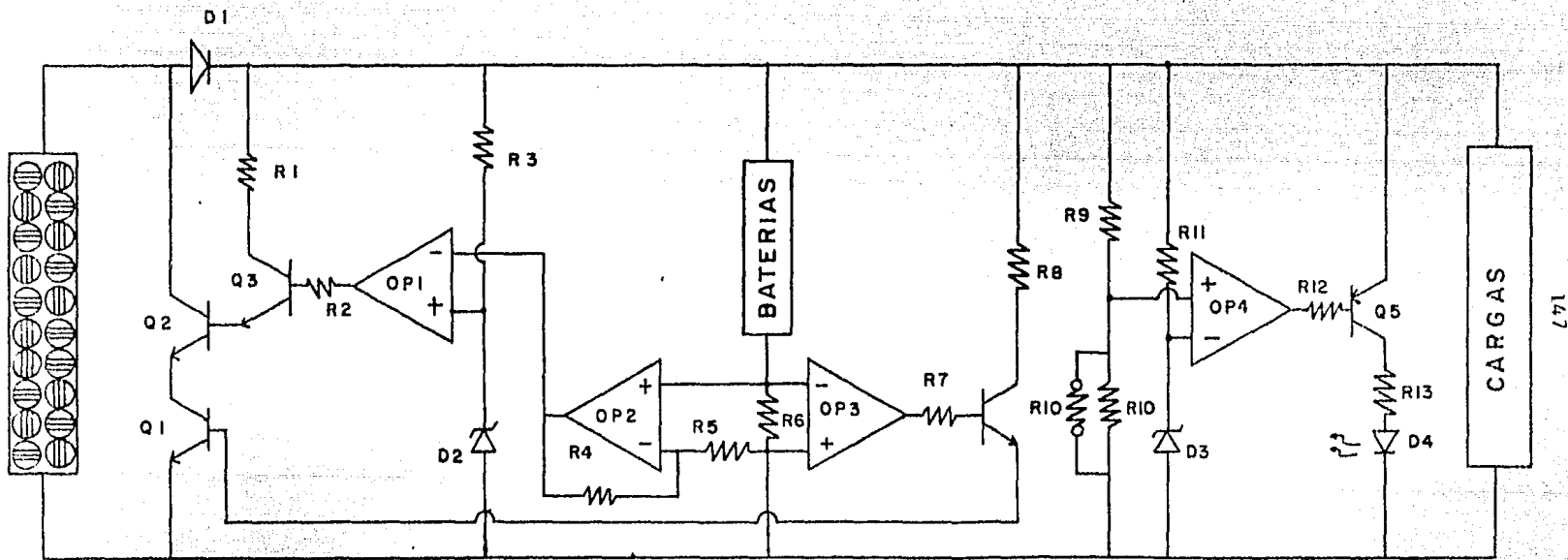


Fig. 5.12.1 Control de potencia de carga del banco de baterías del sistema fotovoltaico.

suficientemente bajo para hacer cambiar la salida del comparador CP_4 a un nivel bajo, el transistor Q_5 conducirá, y el diodo led D_4 se encenderá señalando la alarma. El umbral de conmutación del comparador CP_4 puede ajustarse mediante la resistencia R_{10} .

5.13 DISTRIBUCION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

La distribución en un sistema de generación eléctrica implica la ubicación adecuada de los elementos que lo constituyen, y la evaluación de los conductores que interconectan al sistema.

Al distribuir un sistema de generación eléctrica se deben considerar los siguientes aspectos:

Economía
Confiabilidad

De acuerdo al criterio económico, la distribución del sistema debe considerar el beneficio económico obtenido con la ubicación adecuada de los elementos del sistema.

Si tomamos en cuenta que el costo del cable aumenta con la caída de tensión constante en proporción al cuadrado de la distancia entre el banco de baterías y el punto de consumo, debemos ubicar las cargas consumidoras lo más cerca posible de las baterías.

La confiabilidad significa que la distribución evite lo más posible la interrupción de energía a los puntos de carga. Para lograr esto, se debe proporcionar alimentación a cada una de las cargas independientemente para asegurar que cuando exista una falla en una de ellas, las otras permanezcan funcionando.

La confiabilidad implica también la protección a los cables contra efectos ambientales tales como corrosión, humedad y temperatura.

De acuerdo a lo anterior podemos establecer las siguientes consideraciones a emplearse en el sistema:

- a) El panel solar queda localizado en el techo del dispensario médico.
- b) El banco de baterías se ubicará lo más cerca posible de los pun -

los consumidores, esto es, dentro del mismo dispensario. El controlador de sobrecarga se ubicará también dentro del dispensario para protegerlo contra efectos climatológicos más severos.

c) La alimentación a los dispositivos eléctricos debe ser independiente una de otra.

d) Los efectos de la humedad y temperatura deben considerarse para la selección del cableado del sistema.

En la fig. 5.13.1 se muestra la distribución del sistema.

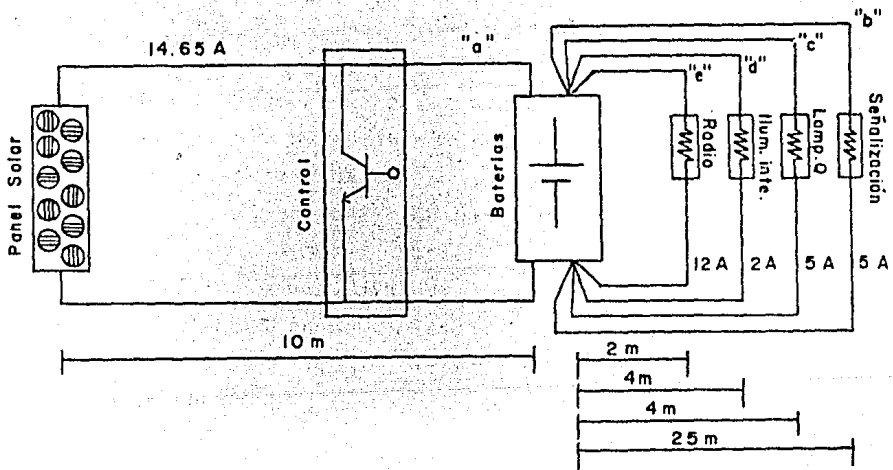


Fig. 5.13.1 Distribución del sistema fotovoltaico del dispensario médico en donde se muestran las longitudes establecidas del cableado (las longitudes no están a escala) y las corrientes a manejar.

El calibre de los conductores a emplearse se calculan por corriente y caída de tensión. Conocida la corriente que va a circular por el cable, el calibre puede determinarse por medio de la tabla 3.10.1, que contiene los calibres de los cables comerciales y sus respectivas capacidades en amperes. Si se desea determinar el calibre del cable con una caída de voltaje determinada, se debe emplear la ec.(3.10.1) que es la siguiente:

$$A = 2 K I L / V$$

Donde:

A = Area transversal del conductor en CM.

I = Corriente que circula por el lazo, en amperes.

L = Longitud en pies de una "corrida".

V = Caída de voltaje en el lazo, en volts.

K = Constante de conversión de 11.1.

De acuerdo a lo establecido en la sección 5.9, la eficiencia de la línea de transmisión es del 97%, por lo que se permite una pérdida máxima de 5 W. en el cableado del sistema. Considerando lo anterior, se debe limitar la caída de voltaje en los conductores más largos.

La máxima corriente que puede circular a través del conductor "a" es la corriente de corto del panel solar que es de 14.65 A., y que determina la capacidad del cable.

Estableciendo una caída de voltaje de 0.15 V. en el cable "a", se garantiza una pérdida menor de 2.5 W. El área transversal del cable es calculada por medio de la ec.(3.10.1):

$$\begin{aligned} A &= 2 \times 11.1 \times 14.65 \text{ A.} \times 32 \text{ f.} / 0.15 \text{ V.} \\ &= 69382 \text{ CM.} = 35.21 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

De acuerdo a la tabla 3.10.1, el calibre más adecuado es el que tiene el número 2.

Otro conductor que debe evaluarse por caída de tensión es el cable "b" que es el de mayor longitud, que alimenta las luces de señalamiento aéreo.

Considerando una caída de voltaje máxima de 0.5 V. para limitar las pérdidas en el cable a 2.5 %, y para evitar el empleo de un cable de gran diámetro, el área transversal del cable se calcula mediante la ec. (3.10.1) como sigue:

$$A = 2 \times 11.1 \times 5 \text{ A.} \times 30 \text{ f.} / 0.5 \text{ V.} = 17760 \text{ CM.} = 9.01 \text{ mm}^2$$

Observando la tabla 3.10.1, el cable más próximo a emplearse bajo las condiciones descritas es el calibre número 6.

Los conductores "c", "d" y "e" se calculan por corriente debido a que son de longitudes cortas. Para determinar el calibre adecuado de los mismos, se emplea la tabla 3.10.1.

El conductor "c" conduce una corriente de 5 A., por lo que el cable más adecuado es el calibre número 18.

El conductor "d" conduce una corriente de 2 A., y el calibre mayor más próximo es del número 18.

El cable "e" conduce una corriente de 12 A., y el conductor más adecuado es el número 14.

Debido a que en el lugar de instalación (Cancun Chiapas) es un sitio con grado de humedad significativo, y una temperatura promedio de 28.5 °C, los cables deben ser flexibles, de cobre suave estañado, con aislamiento PVC (cloruro de polivinilo) del tipo TW a prueba de humedad, que están contruidos para operar a temperaturas menores de 35 C.

5.14 ESTRUCTURA Y SOPORTE DEL PANEL SOLAR

La estructura que soporta un panel fotovoltaico debe satisfacer determinadas características para poder lograr beneficios reales en su instalación. Las características más importantes son:

- a) Solidez y resistencia mecánica.
- b) Resistencia a la corrosión.
- c) Calor específico alto.

La solidez y resistencia mecánica son características importantes que debe tener la estructura, ya que en el campo deberá poder soportar vientos hasta de 200 Kph.

La corrosión es el fenómeno general de deterioración, desintegración o pérdida de material de un objeto. Los elementos de la atmósfera causan oxidación y corrosión en casi todos los materiales; estos procesos son acelerados bajo condiciones altas de humedad, temperatura, componentes iónicos y esfuerzos mecánicos.

El calor específico significa la cantidad de calor que se le debe proporcionar a un cuerpo de determinada masa para incrementar su temperatura en un grado centígrado. Si el calor específico es pequeño, y es expuesto al sol durante el día, este puede alcanzar temperaturas altas. La estructura y soporte del panel fotovoltaico deben de estar contruidos con un material de calor específico grande, ya que de esta manera se evita que la estructura alcance temperaturas elevadas, y que por transmisión de calor, aumente la temperatura del panel, disminuyendo su potencia generada.

Los metales son los elementos que presentan mayor resistencia mecánica, y elementos como el aluminio y el acero galvanizado pueden soportar la corrosión ambiental durante bastante tiempo.

Dado que se requiere que el material tenga un valor grande de calor específico, se selecciona el aluminio que tiene un calor específico de

0.217 cal/g °C. y es mayor que el del acero galvanizado cuyo valor es de 0.113 cal/g °C.

El marco solar puede calcularse como sigue:

Si consideramos que el módulo EE31J/JG de "Solarex" tiene dimensiones de 50 X 50 cm., y 1 cm. de espesor, con 36 celdas de 3 pulgadas de diámetro y un arreglo de 6 X 6, las dimensiones del marco de aluminio que contendrá los 6 módulos del panel son:

300 cm. X 50 cm.

Para poder resistir los vientos fuertes, la estructura que soportará el marco solar debe ser sólida. La solidez es dada a partir de la configuración específica de la estructura, y ésta puede variar de acuerdo al criterio del diseñador. Según nuestro criterio, la estructura mostrada en la fig. 5.14.1 es adecuada a nuestros requerimientos por su solidez y sencillez de construcción. Si es posible, la estructura debe fijarse al techo del dispensario para disminuir al mínimo la acumulación de polvo sobre las celdas y para evitar daños por vandalismo.

Para proporcionar la máxima potencia, la estructura debe orientarse a un ángulo fijo de $\theta = 16.85^\circ$ hacia el sur verdadero.

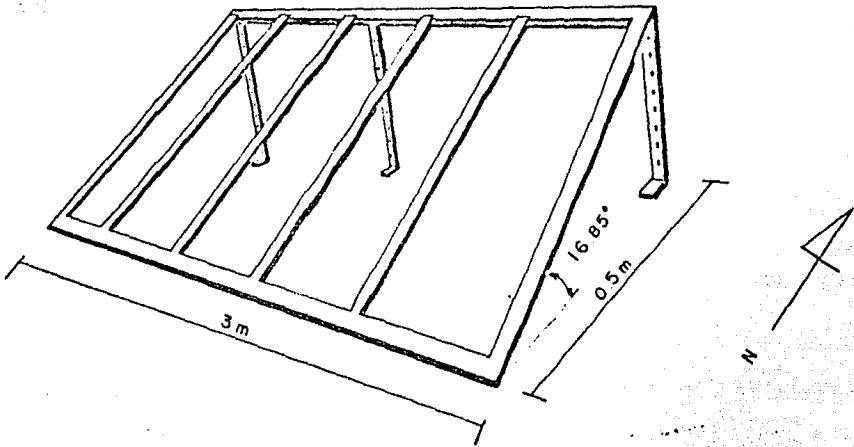


Fig. 5.14.1 Configuración de la estructura del panel solar, mostrando sus dimensiones físicas y su orientación adecuada.

5.15 COSTO DEL SISTEMA FOTVOLTAICO

Este costo significa la inversión inicial que se tiene que pagar por los elementos que componen el sistema. Primeramente se evalúa el costo de cada elemento, y después se obtiene el costo inicial total (C_{it}) del sistema.

El costo de la energía fotovoltaica ofrecido por la empresa "Solarex" es de aproximadamente 6 dll/watt. El sistema requiere de 6 módulos de 34 W. cada uno, por lo que el costo inicial del panel (C_{ip}) es el siguiente:

$$C_{ip} = 6 (6 \text{ dll. / W. }) 34 \text{ W.} = 1224 \text{ dll.}$$

Considerando una equivalencia actual de 170 pesos M.N. por dolar, el valor de C_{ip} en pesos M.N. es:

$$C_{ip} = 208,080 \text{ \$ M.N.}$$

El banco de baterías esta compuesto por 6 baterías de 200 Ah. cada una, lo que significa una capacidad total de 1200 Ah. El precio actual de 1 Ah. para las baterías de plomo ácido es de 57.12 S M.N.; el costo inicial del banco de baterías (C_{ib}) es de :

$$C_{ib} = 1200 \text{ Ah. (} 57.12 \text{ \$ M.N. / Ah.)} = 68,544 \text{ \$ M.N.}$$

Considerando los costos de material, los de producción y otros, se tiene que el costo estimado del control de potencia (C_{ic}) es:

$$C_{ic} = 30,000 \text{ \$ M.N.}$$

El costo aproximado del cableado (C_{id}) que distribuye la energía al

sistema es el siguiente:

$$C_{id} = 5,000 \text{ \$ M.N.}$$

Considerando que el costo del aluminio es de aproximadamente 300 \$ M.N.. el costo estimado del marco y estructura de aluminio (C_{im}) es:

$$C_{im} = 20,000 \text{ \$ M.N.}$$

El costo total (C_{it}) es la suma de los costos del panel, baterías, controlador, cableado y estructura del sistema. El costo estimado de C_{it} es el siguiente:

$$C_{it} = 331,624 \text{ \$ M.N.}$$

5.16 CONCLUSIONES

En base al sistema fotovoltaico diseñado, se tienen las siguientes conclusiones:

1. No se justifica un mecanismo de seguimiento a lo largo del año, ya que el panel fotovoltaico recibe la mayor insolación cuando esta orientado a un ángulo óptimo de $\theta = \delta + \lambda$, y es aproximadamente la misma que la obtenida con una orientación de $\theta = \lambda = 16.85$, que es la orientación fija del panel.

2. La capacidad del panel fotovoltaico para el dispensario médico puede reducirse notablemente si las cargas del sistema son variables a lo largo del año, ya que la curva del perfil de cargas del sistema puede acoplarse durante el año a la curva de insolación del lugar, con lo que se reduce la potencia pico a instalarse.

3. La selección del tipo de módulo solar a emplearse se realiza a partir de su potencia y voltaje nominales, debido a que las características técnicas de los módulos comerciales son aproximadamente las mismas.

4. El banco de baterías no se sobredimensiona, debido a que la capacidad del banco es demasiado grande para variar a la corriente de descarga máxima de operación, mucho menor que la corriente nominal de descarga. En otros sistemas, con corrientes de operación mayores a la nominal del banco de baterías, se tiene que sobredimensionar este para poder soportar perfectamente las descargas requeridas.

5. La pérdida de potencia por temperatura en el panel es poco significativa dentro del sobredimensionamiento total, ya que esta es comparativamente pequeña a la potencia instalada.

6. Aplicando un criterio económico, las baterías de plomo ácido siempre son las más adecuadas a usar en un sistema fotovoltaico. Consideran

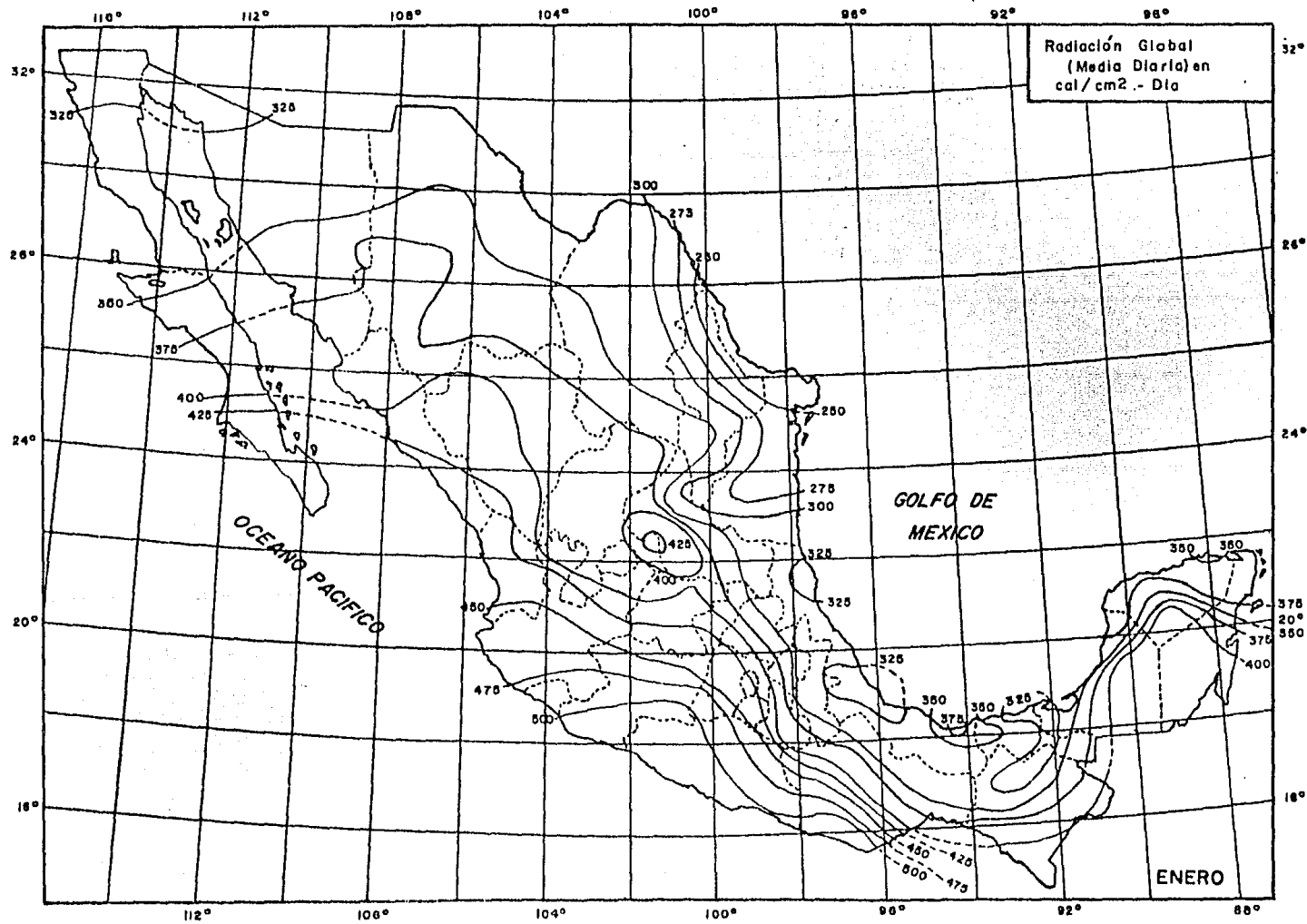
do condiciones severas de operación, tales como abusos eléctricos o de cargas profundas, las baterías de níquel cadmio pueden ser las más convenientes a usar.

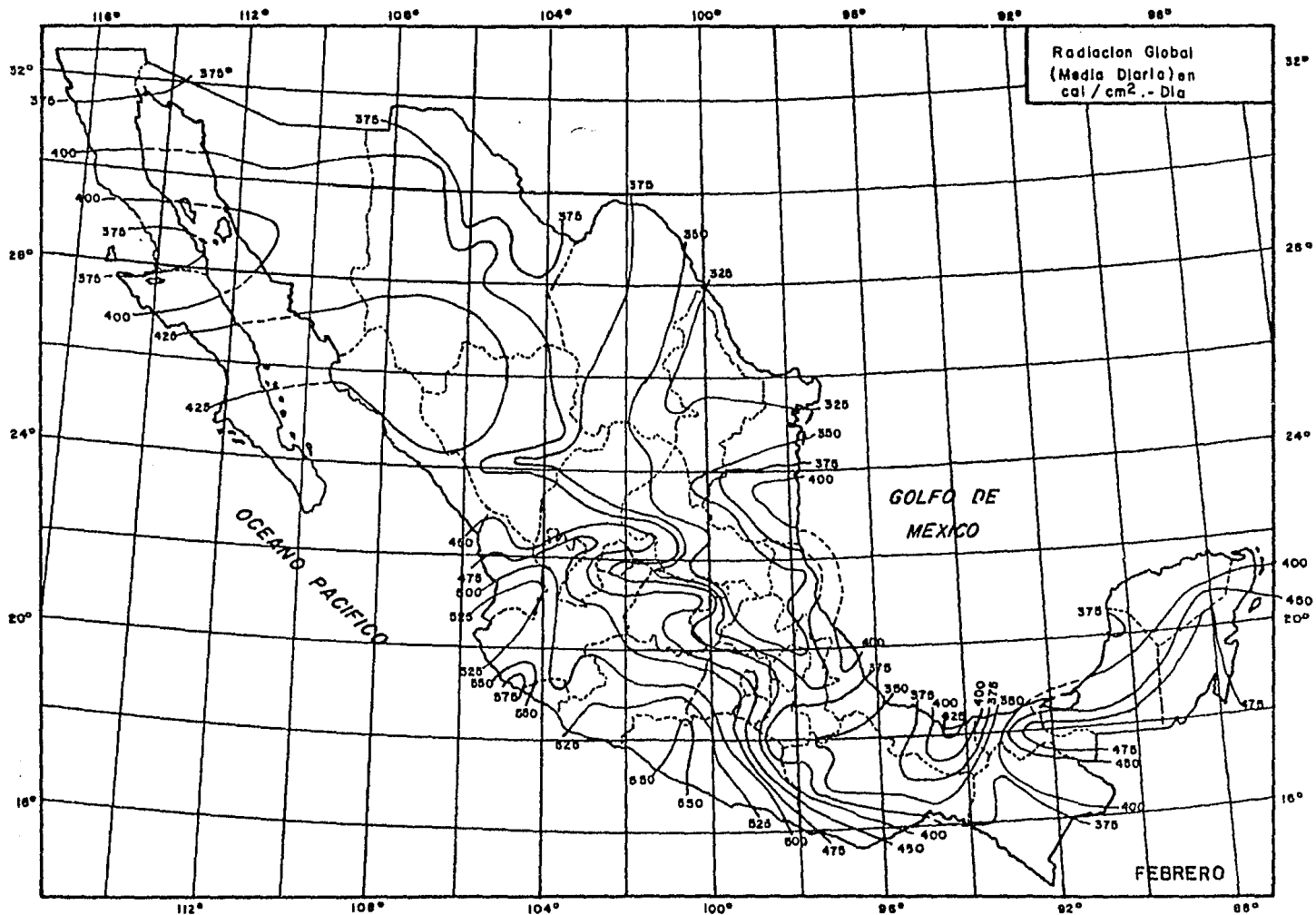
7. De acuerdo a un análisis económico comparativo para el dispensario médico, la energía fotovoltaica es competitiva con la proporcionada por un generador de gasolina, y es ventajosa si se considera que el mantenimiento aplicado al sistema es nulo, y no se tiene que remplazar cada dos años, como sería el caso de un generador de gasolina. Se debe tomar en cuenta que el precio de la energía fotovoltaica disminuirá en el futuro, mientras que la producida por los generadores de gasolina o gas se incrementará.

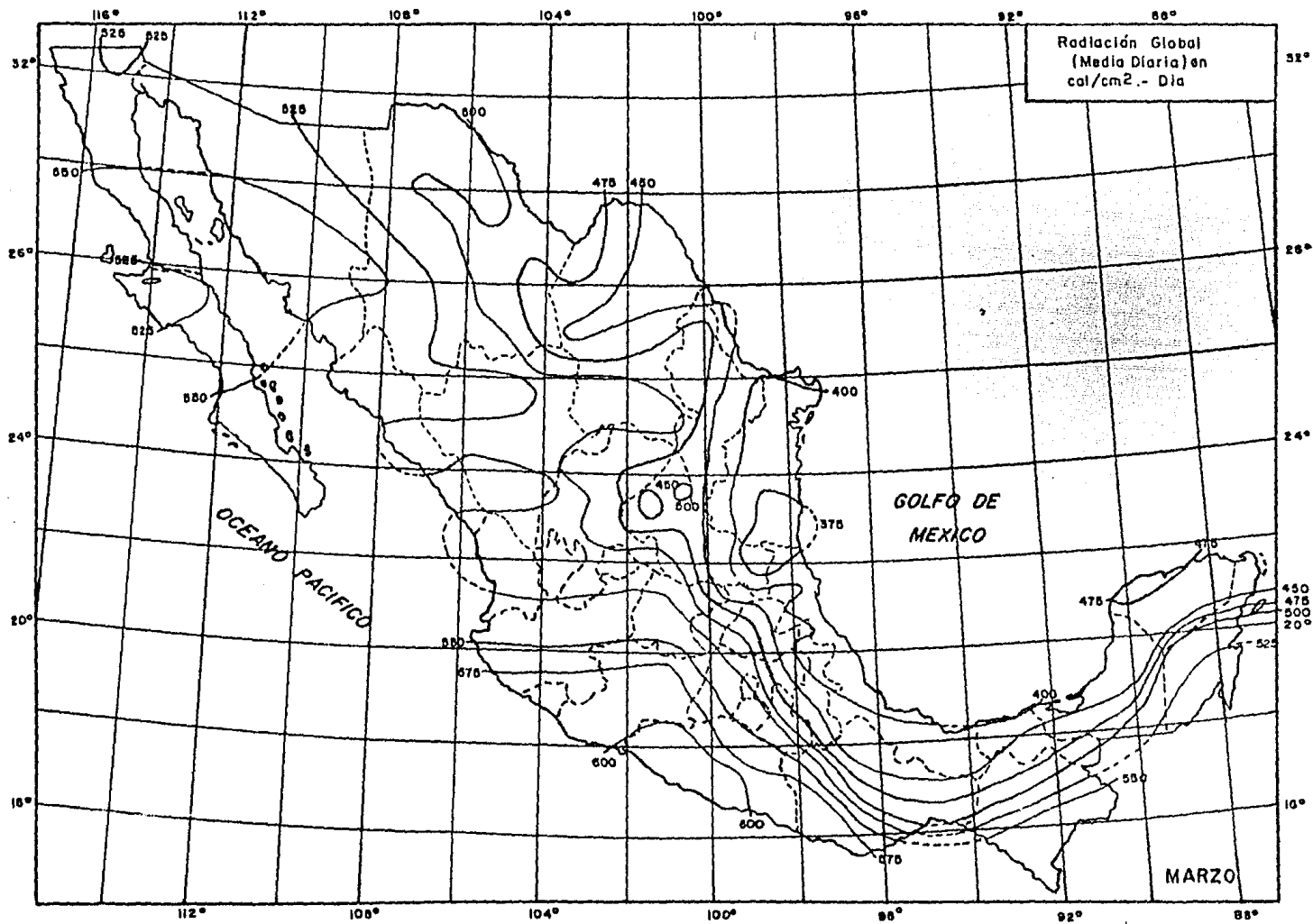
8. En este trabajo se reunió la información necesaria para la evaluación de un sistema fotovoltaico, hasta ahora poco ordenada, que condujo a una metodología para el diseño de la capacidad de los elementos periféricos, que si no es la óptima, establece un procedimiento de diseño ordenado y lógico.

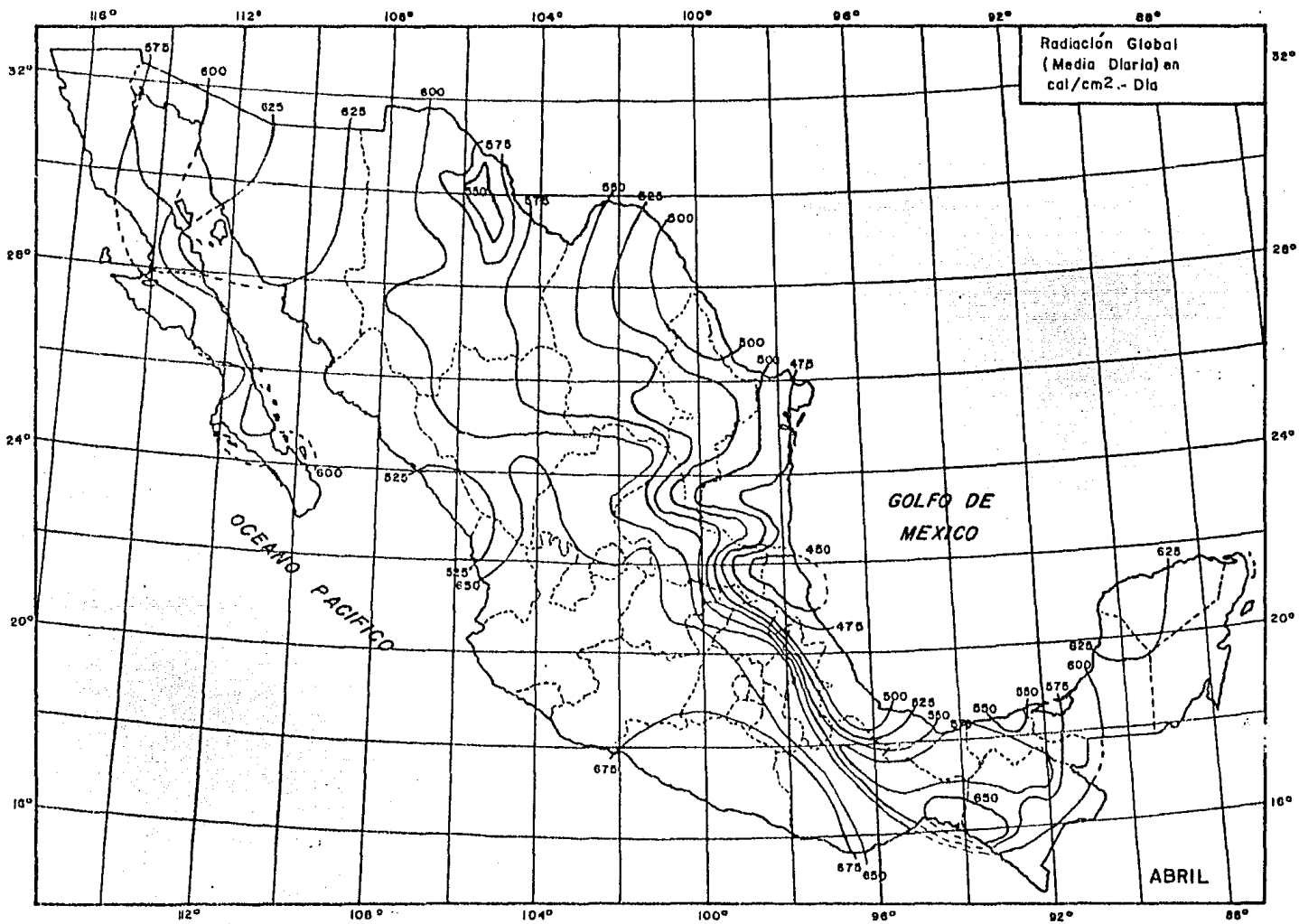
APENDICE A1

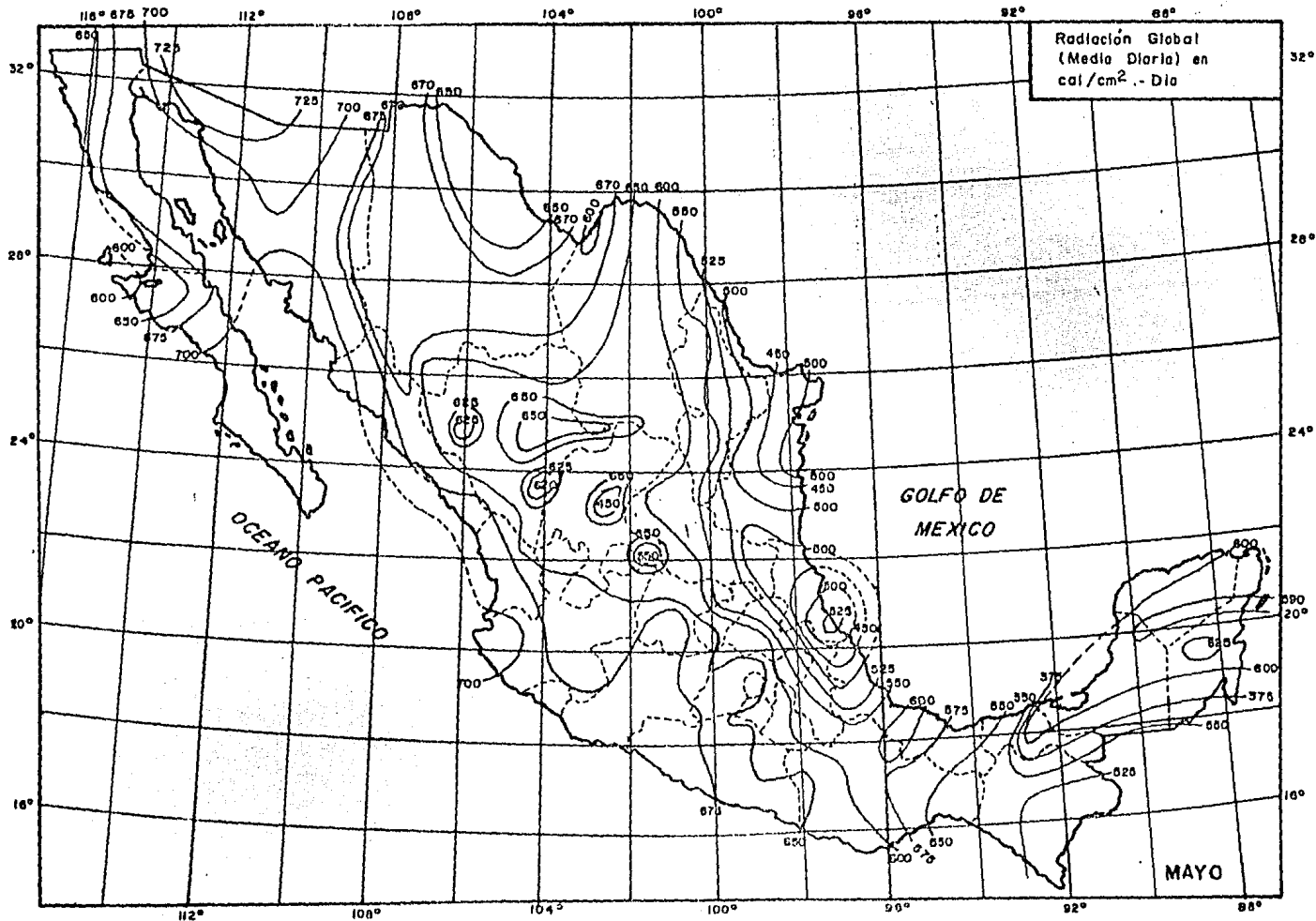
MAPAS DE INSOLACION DE LA REPUBLICA MEXICANA.

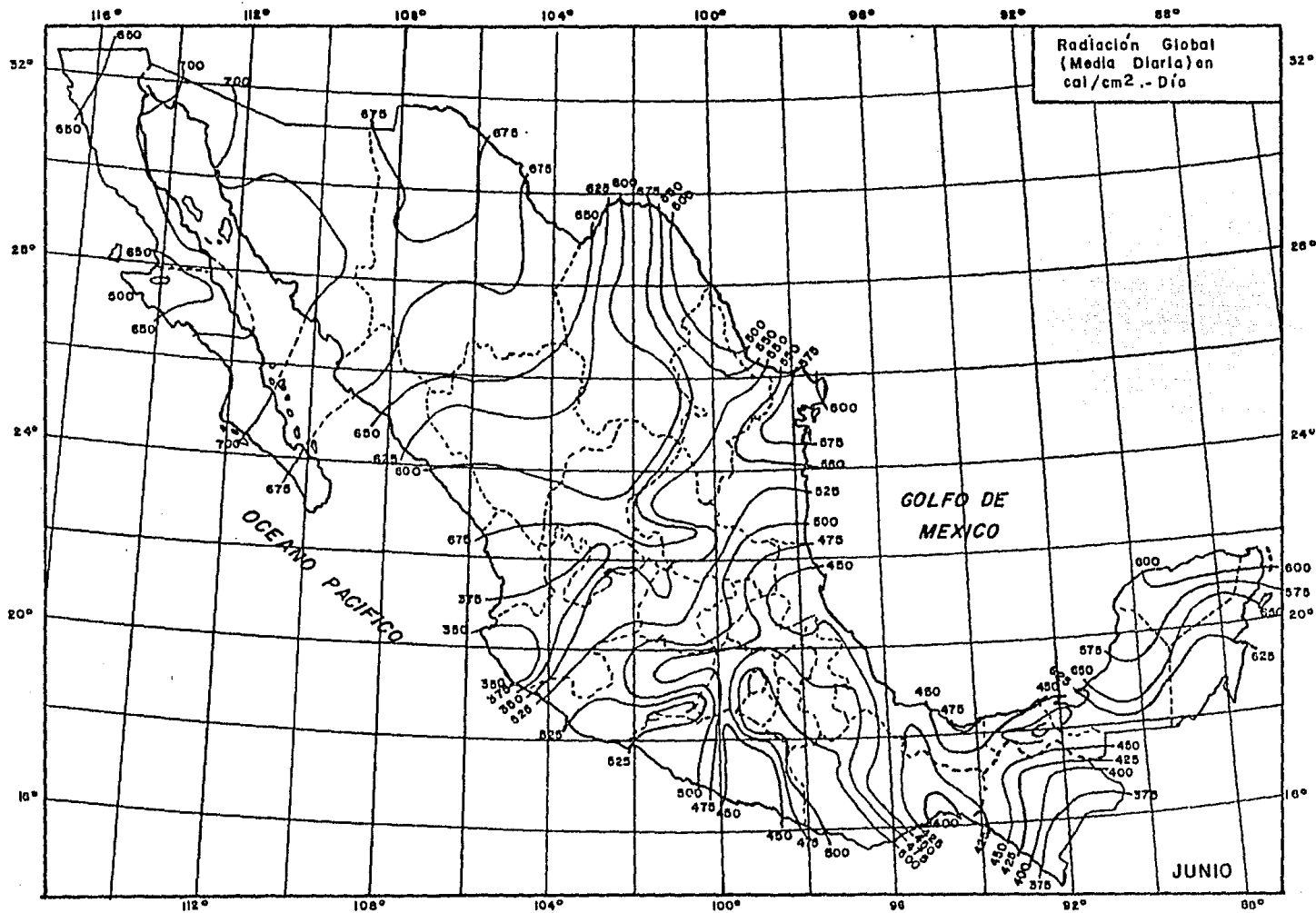


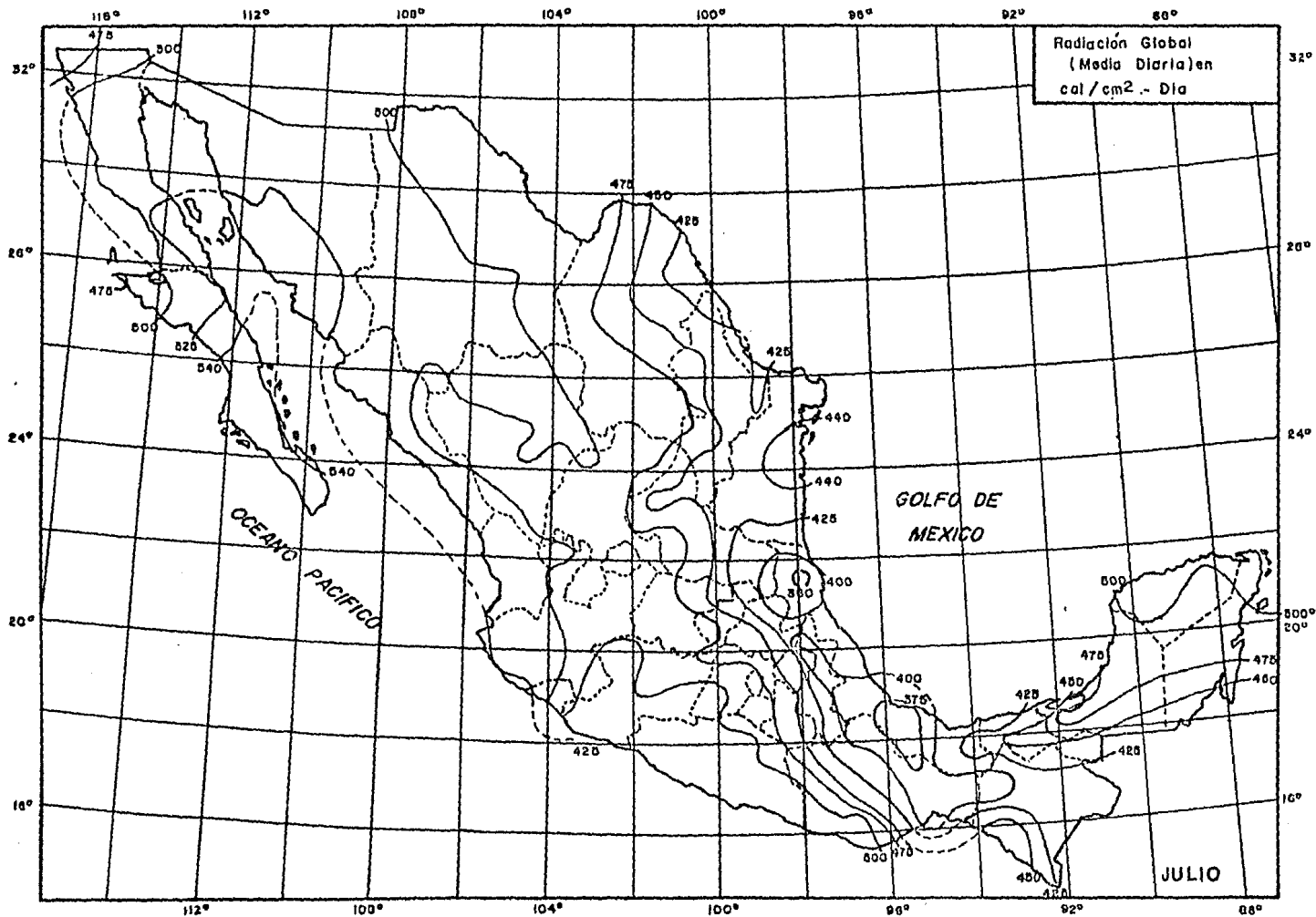


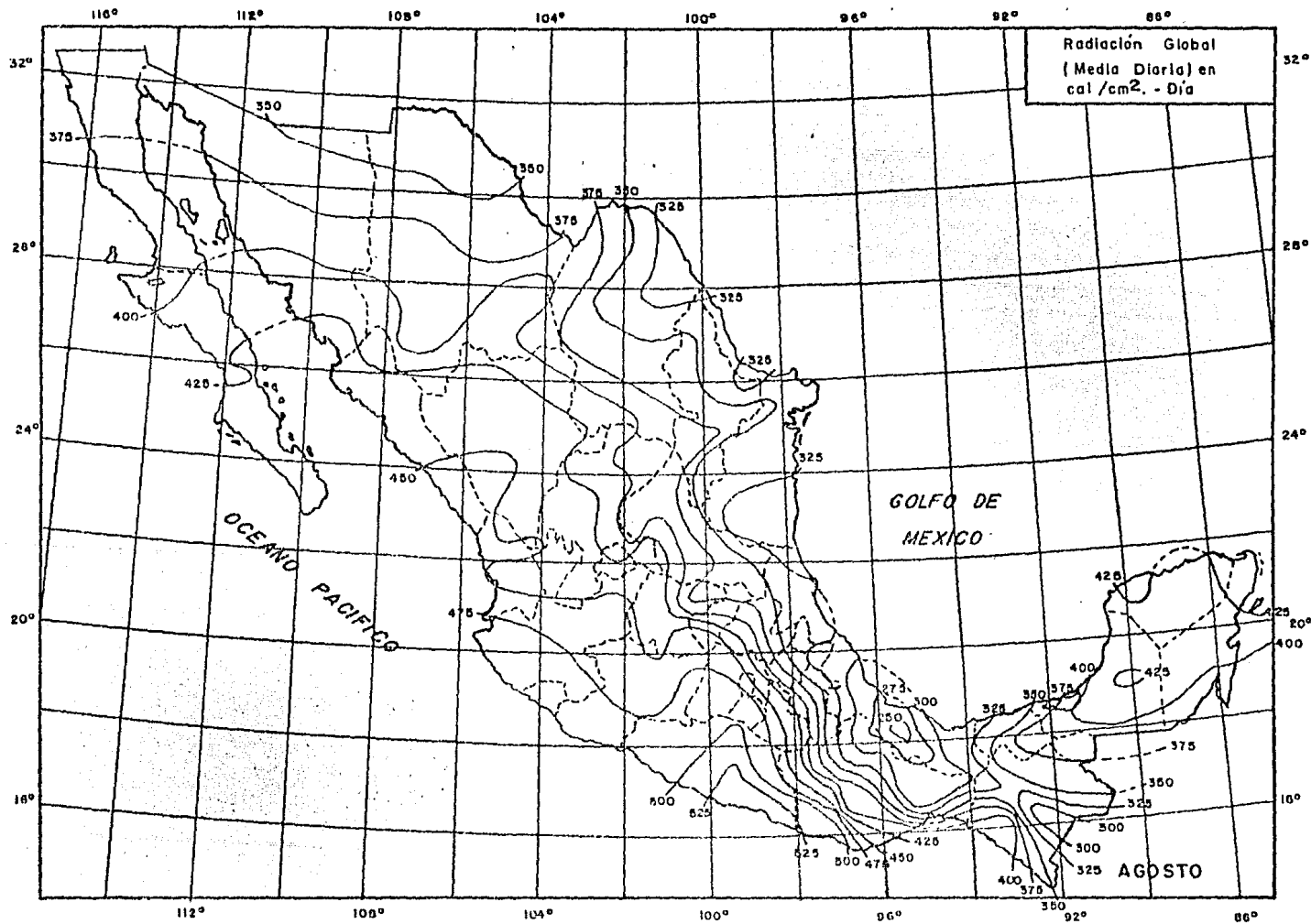


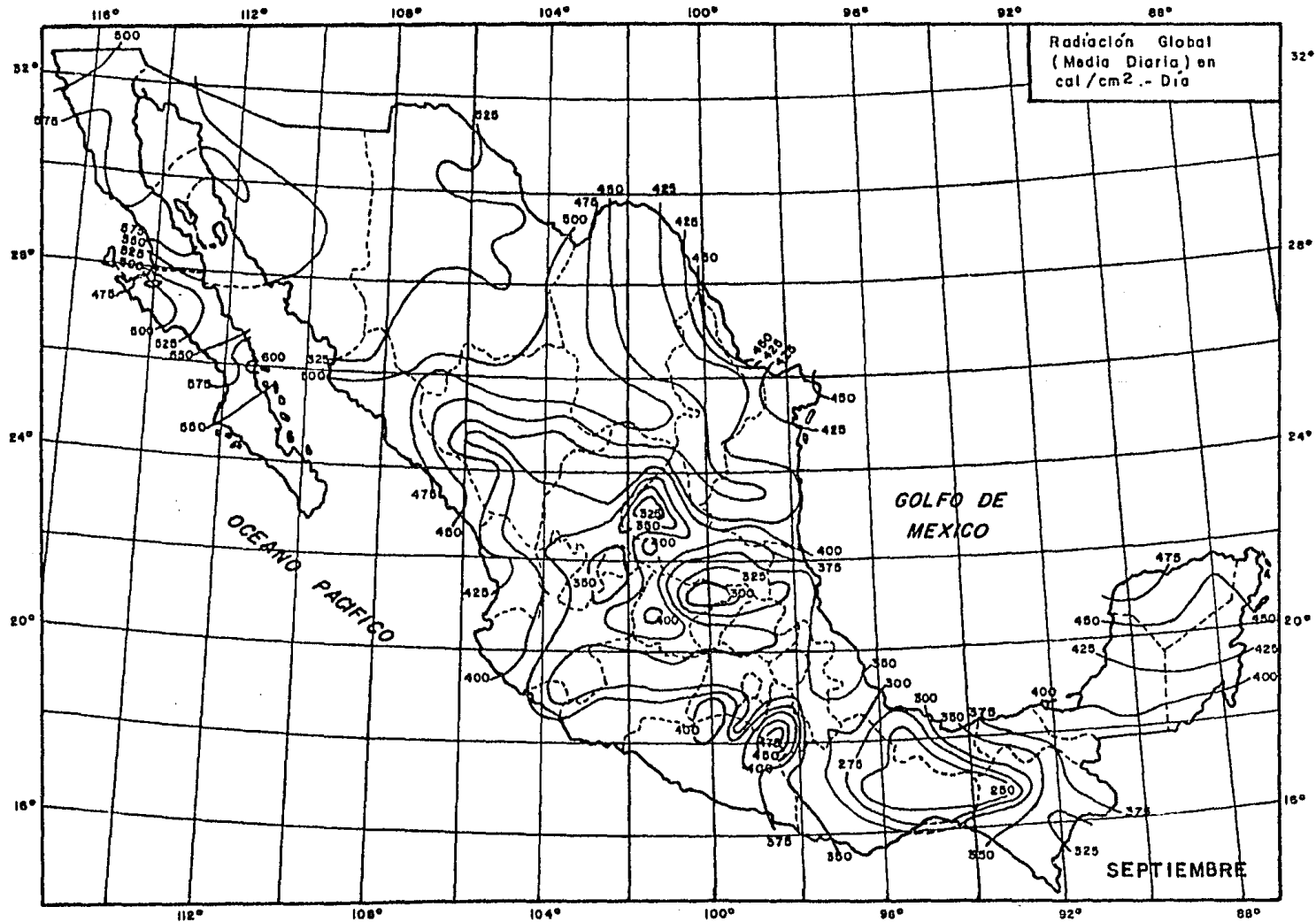


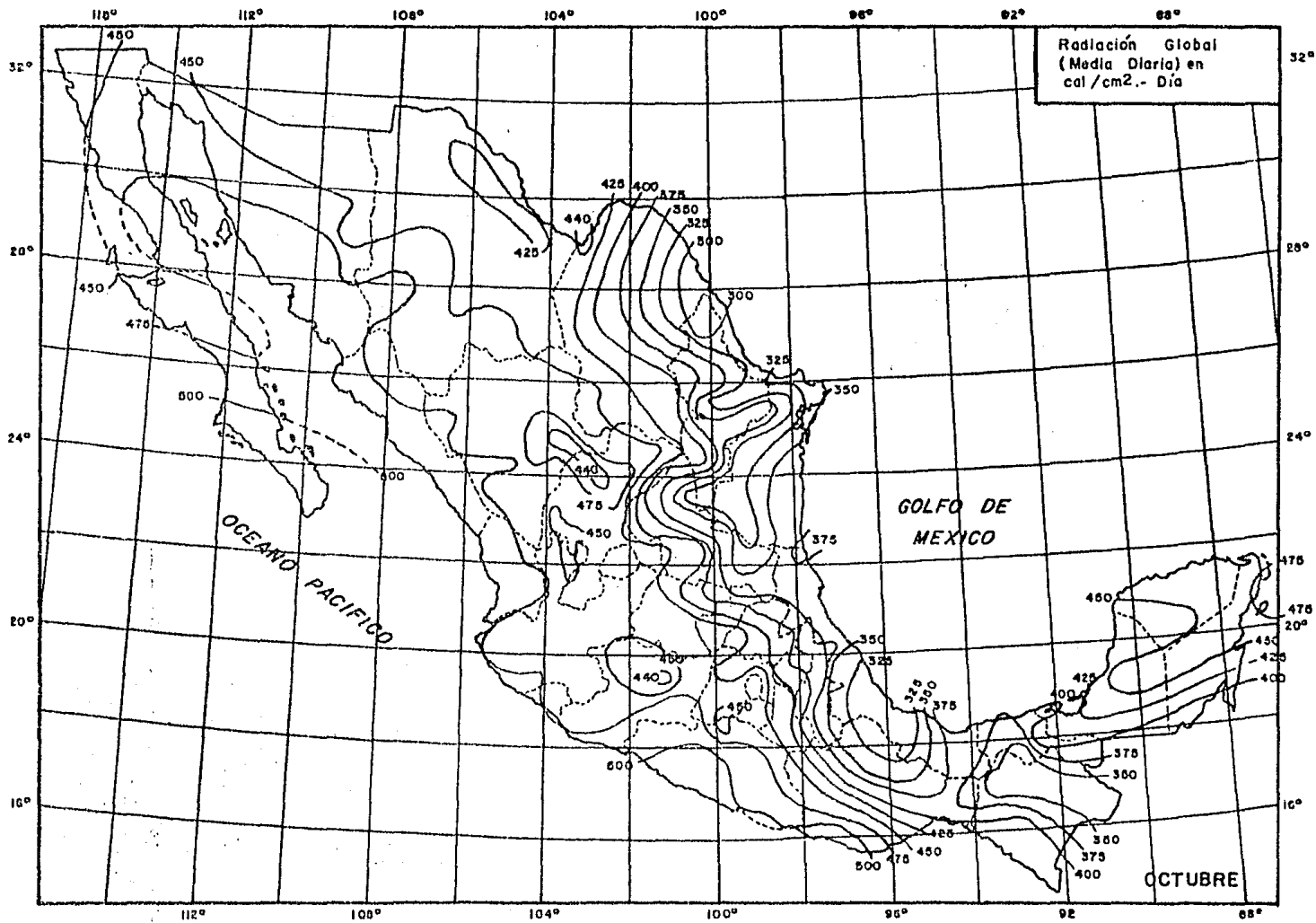


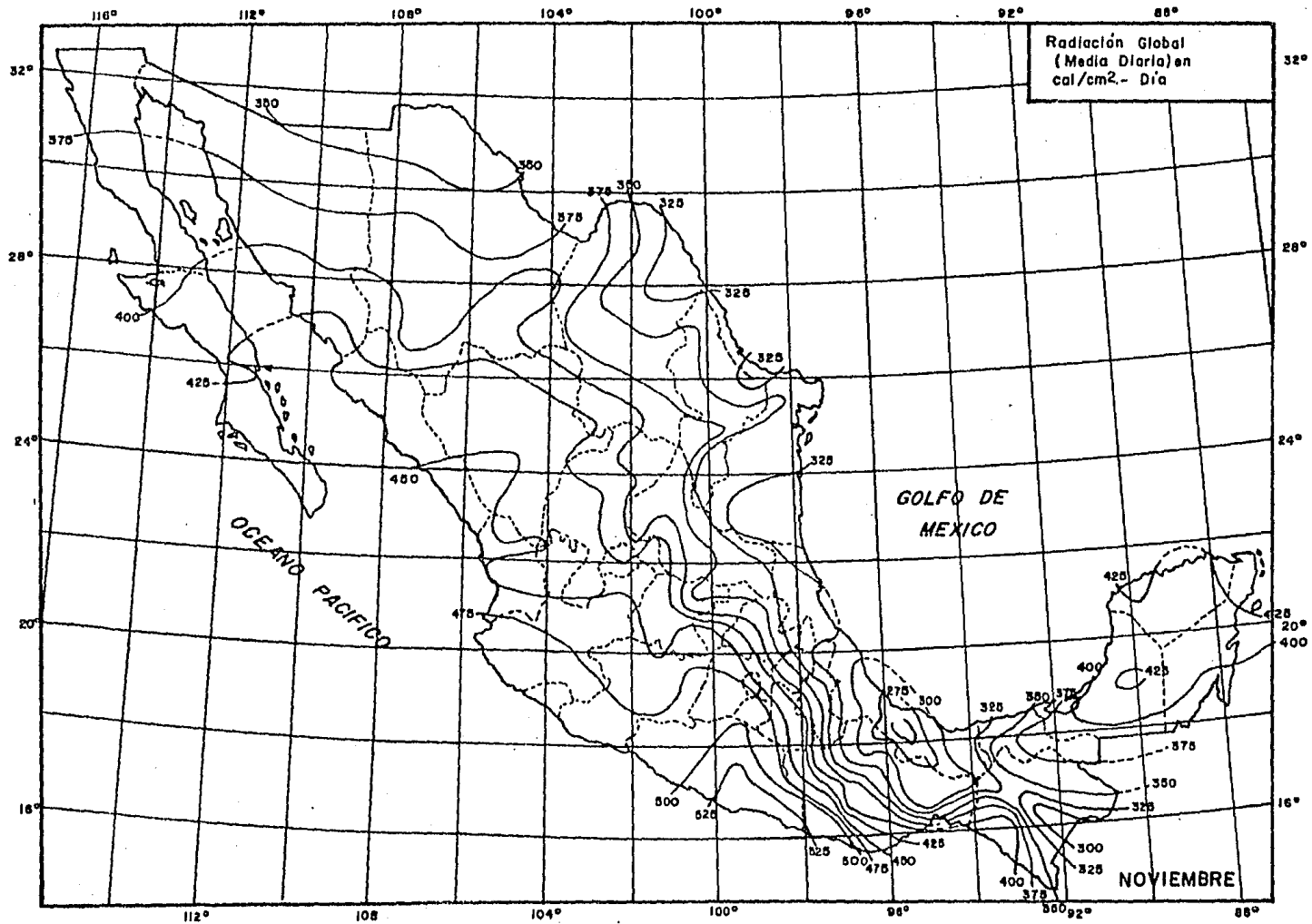


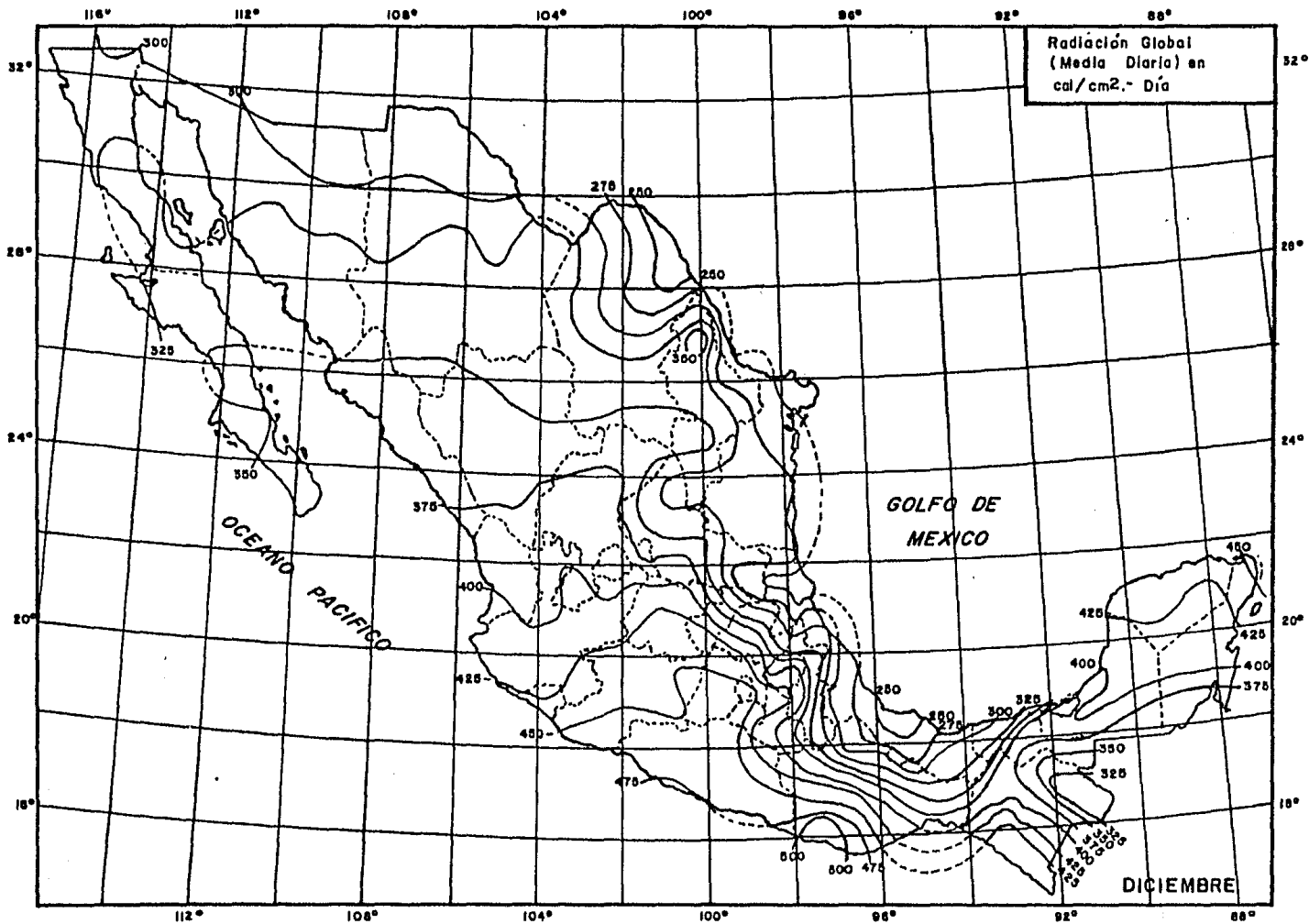












ANENDICE A2

TEMPERATURAS PROMEDIO MAXIMAS DE LA REPUBLICA MEXICANA.

TEMPERATURAS MÁXIMAS PROMEDIO DE LA REPUBLICA MEXICANA * (°C).

Aguascalientes	25.07	San Luis Potosí	27.7
Baja California Norte	24.4	Sinaloa	32.8
Baja California Sur	23.35	Sonora	25.3
Campeche	31.61	Tabasco	31.3
Coahuila	28.43	Tamaulipas	29.5
Colima	30.85	Tlaxcala	19.7
Chiapas	28.5	Veracruz	31.9
Chihuahua	25.86	Zacatecas	28.6
D.F.	23.18		
Durango	25.42		
Guerrero	31.1		
Hidalgo	24.12		
Jalisco	28.21		
México	25.31		
Michoacán	27.89		
Morelos	28.57		
Nayarit	31.13		
Nuevo León	30.5		
Oaxaca	19.6		
Puebla	19.5		
Querétaro	26.5		
Quintana Roo	31.9		

* Tomadas del "Boletín Climatológico" del Servicio Meteorológico Nacional; 1978.

APENDICE A3

CARACTERISTICAS DE ALGUNOS MODULOS SOLARES.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS DE LOS PRINCIPALES PANELES FABRICADOS
 POR "SOLAREX".

Tipo	Watts (pico)	V(oc)	V (nom)	Amps (Y nom)
435	6.0			0.40
1480	10.0			0.65
4200GG	21.0	20	14	1.40
4200J/JG	22.0			1.50
4600J/JG	36.0			2.30
9200J	25.0	23	16	1.50
220	2.5			0.18
127M	9.0	18	12	0.65
155	0.9	3.3	2.0	
615	2.5	9.0	6.0	0.40

Paneles de Alta Densidad

HE51J/JG	34.0	20	14	2.15
HE60J/JG	37.0	20.6	14.6	2.56.6
		40	28	1.28

Módulos solares de SOLAR POWER CORPORATION.

G12-361	G12- 3672	G12-3674	G4-261
36 celdas de silicio de 10 cm de diámetro.	36 celdas de silicio de 7.5 cm de diámetro.	36 celdas de silicio de 7.5 cm de diámetro.	26 celdas de silicio de 10 cm de diámetro.

ELECTRICAS

(Punto de carga de bat.)

Corriente	2.25 A.	0.60 A.	0.30 A.	4.5 A.
Voltaje	13.8 V.	13.8 V.	13.8V	4.6 V.
Potencia	31.0 W.	8.3 W.	4.1W.	21.0 W.

(Punto de potencia pico)

Corriente	2.15 A.	0.57 A.	0.28 A.	4.3 A.
Voltaje	16.3 V.	16.3 V.	16.3 V.	5.8 V.
Potencia	35.1 W.	9.3 W.	4.6 W.	25.0 W.

Valores medidos a una temperatura de 28°C, y a una insolación de 100 mW./cm² (± 15%). La potencia pico no incluye pérdidas en el diodo y cableado.

FISICAS

Peso	9.1 kg.	2.3 kg.	2.1 kg.	7.3 kg.
Dimensiones	112X43.2X6cm	51X33X2cm.	51X22.9X2cm.	86.4X43X6cm.

CARACTERISTICAS DE LOS MODULOS DE
MOTOROLA Semiconductor Products Inc.

MSI23A20

CONDICIONES MASA DE AIRE 1.5	Isc	Im	Vno	Voc	Fm	
	tip	min		tip	min	tip
Tc=28°C, 100mw/cm ²	1.3	1.1	15.8	19.5	18	20.0
T _A =20°C, Tc=50°C, 100mw/cm ²	1.3	1.1	14.3	17.9	16.3	18.1

MSI23A40

CONDICIONES MASA DE AIRE 1.5	Isc	Im	Vno	Voc	Fm	
	tip	min		tip	min	tip
Tc=23°C, 100mw/cm ²	2.6	2.3	15.8	19.5	36.5	40.0
T _A =20°C, Tc=50°C, 100mw/cm ²	2.6	2.3	14.3	17.9	33.3	36.6
T _A =20°C, Tc=45°C, 80mw/cm ²	2.1	1.9	14.4	17.9	26.9	29.5
T _A =40°C, Tc=65°C, 80mw/cm ²	2.1	1.9	13.0	16.4	24.6	27.1

Isc = Corriente de corto circuito, Adc.

Im = Corriente Adc, medida a Vno.

Vno = Voltaje de operación nominal, Vdc, al cual el módulo está diseñado para proporcionar máxima potencia.

Voc = Voltaje de circuito abierto, Vdc.

Fm = Potencia máxima.

T_A = Temperatura ambiente.

Tc = Temperatura de la celda, °C.

Coefficientes de temperatura:

Tc Voc = -0.0022 V/°C/celda (serie).

Tc Vno = -0.00213 V/°C/celda (serie).

Tc Isc = 0.00159 A/°C/celda (paralelo).

Tc Im = 0.00159 A/°C/celda (paralelo).

Voc decrece 2% cuando la irradiación disminuye desde 100 mw/cm² hasta 80 mw/cm².

CARACTERISTICAS FISICAS

MSP23A20

Dimensiones exteriores: 35mm x 600 mm x 38.1 mm

peso: 2.2 kg.

MSP43A40

Dimensiones externas: 336 mm x 1200 mm x 3.81 mm

peso: 5.7

CONDICIONES DE OPERACION

Temperatura ambiente: -40°C a 60°C

Temperatura de operación nominal de la celda :

 45°C a $T_A = 20^{\circ}\text{C}$, 80 mw/cm^2 , viento a 1 m/s , módulo orientado.Temperatura de operación: -40°C a $+60^{\circ}\text{C}$.

APENDICE A4

CARACTERISTICAS DE ALGUNAS BATERIAS COMERCIALES.

CARACTERISTICAS DE LAS BATERIAS FABRICADAS POR
"ACUMULADORES MEXICANOS S.A."

6 VOLTIOS

GRUPO BCI	DENOMINACION			DIMENSIONES EN CENTIMETROS			CAPACIDAD DE ARRANQUE (-10°C)	AMPEROS HORAS A 20 HORAS DE DESCARGA	NÚM. CARRANQUES
	TIPO	VOLTIOS	Cap. en Ah entre 15°C. Capaci. mín.	LARGO	ANCHO	ALTO*			
1	315	6	175	22.8	17.2	22.3	470	100	3
2	317	6	210	26.1	17.1	22.3	500	110	3
2-E	317-B	6	195	48.9	10.0	22.5	550	120	3
3-EH	323-B	6	275	49.0	11.1	25.0	650	145	4
4	321	6	270	31.0	17.3	22.3	570	140	4
5	323	6	300	37.0	18.5	22.3	630	150	4

8 VOLTIOS

	415-4	8	170	26.4	17.9	22.5	500	80	3
	423-4	8	308	48.6	18.5	26.7	650	130	7

12 VOLTIOS

22-NF	609-F	12	60	23.8	13.4	22.8	250	35	2
22-F	607-N	12	50	23.5	17.2	21.0	230	42	2
42	609-VW	12	60	24.5	18.0	17.3	280	40	2
24	609-A	12	90	26.0	17.2	22.5	300	55	2
3-EE	611-D	12	104	49.0	11.0	22.5	300	70	4
30-H	613-D	12	145	34.5	17.5	23.1	400	80	3
27	611-FF	12	125	31.5	17.2	22.5	380	70	3
24	611-FFK	12	120	26.0	17.2	22.5	390	70	2
29-NF	611-N	12	84	31.6	13.8	22.8	255	55	4
32-N	613-F	12	101	36.4	14.0	22.5	350	65	4
4-D	623-A	12	309	51.7	22.1	24.0	705	130	8
4-DLT	623-E	12	280	50.9	21.0	20.4	620	140	7
6-D	623-B	12	319	51.9	25.0	24.5	750	155	9
8-D	627-C	12	420	51.9	27.9	24.5	900	200	10

La altura incluye el poste.

* Las capacidades se refieren a densidades de 1,250 en acumuladores a plena carga.

BATERIAS DE PLOMO CALCIO Y PLOMO ANTIMONIO AISA- C&D

En todos los tipos de celdas hay una relación definida entre la capacidad en amperes - hora a 8 horas y la capacidad disponible para otro período.

Esta relación llamada "K" se obtiene de la ec. (3.5.1) :

$$K_t = \frac{C}{I_t}$$

Donde t es el período de tiempo, C es la capacidad a 8 horas en amperes - hora, e I es el amperaje para el período de tiempo t.

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

Como ilustración considere lo siguiente:

Se requiere una batería plomo - calcio para que proporcione 150 amperes por 90 minutos, ¿qué capacidad de batería se necesita a 8 horas nominales de descarga?

El primer paso es despejar C de la ec. (3.5.1) obteniéndose lo siguiente:

$$C = K_t I_t$$

Entonces de la grafica 4, "K" para 90 minutos es de 2.5 la capacidad requerida en amperes hora a 8 horas de descarga es:

$$C = 2.5 \times 150 = 375 \text{ amperes - hora}$$

De acuerdo al valor obtenido se elige la celda más adecuada según la tabla 1.

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	ESU-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

Tabla 1. Celdas de plomo calcio y plomo antimonio AISA-C&D con densidad de 1.210, voltaje final de 1.75V de la celda a 25°C.

BATERIAS AISA C&D.
 VALORES DE "K" PARA 1 A 60 MINUTOS
 DENSIDAD 1.210 25°C
 1.75 VOLTIOS FINALES / CELDA.

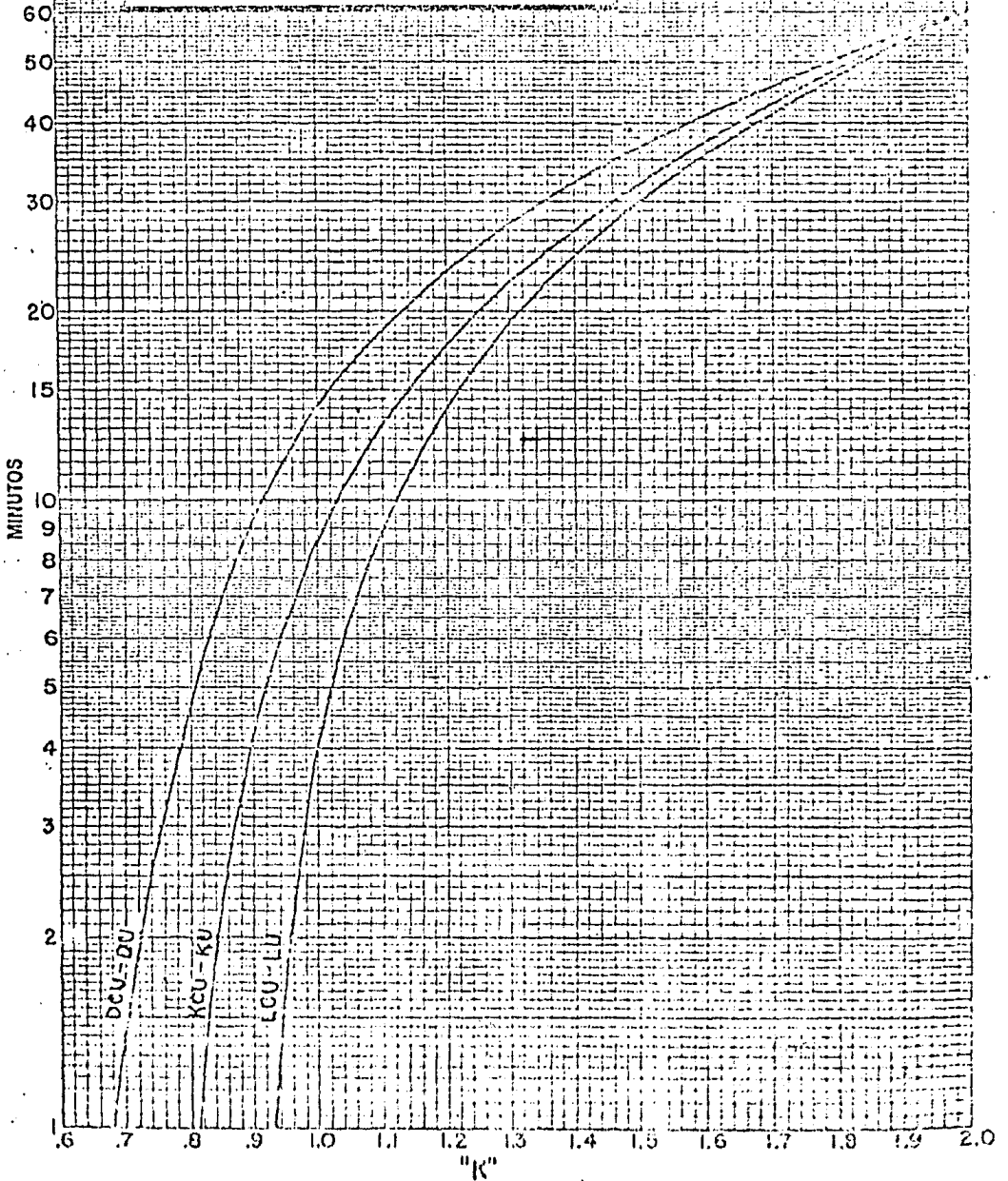
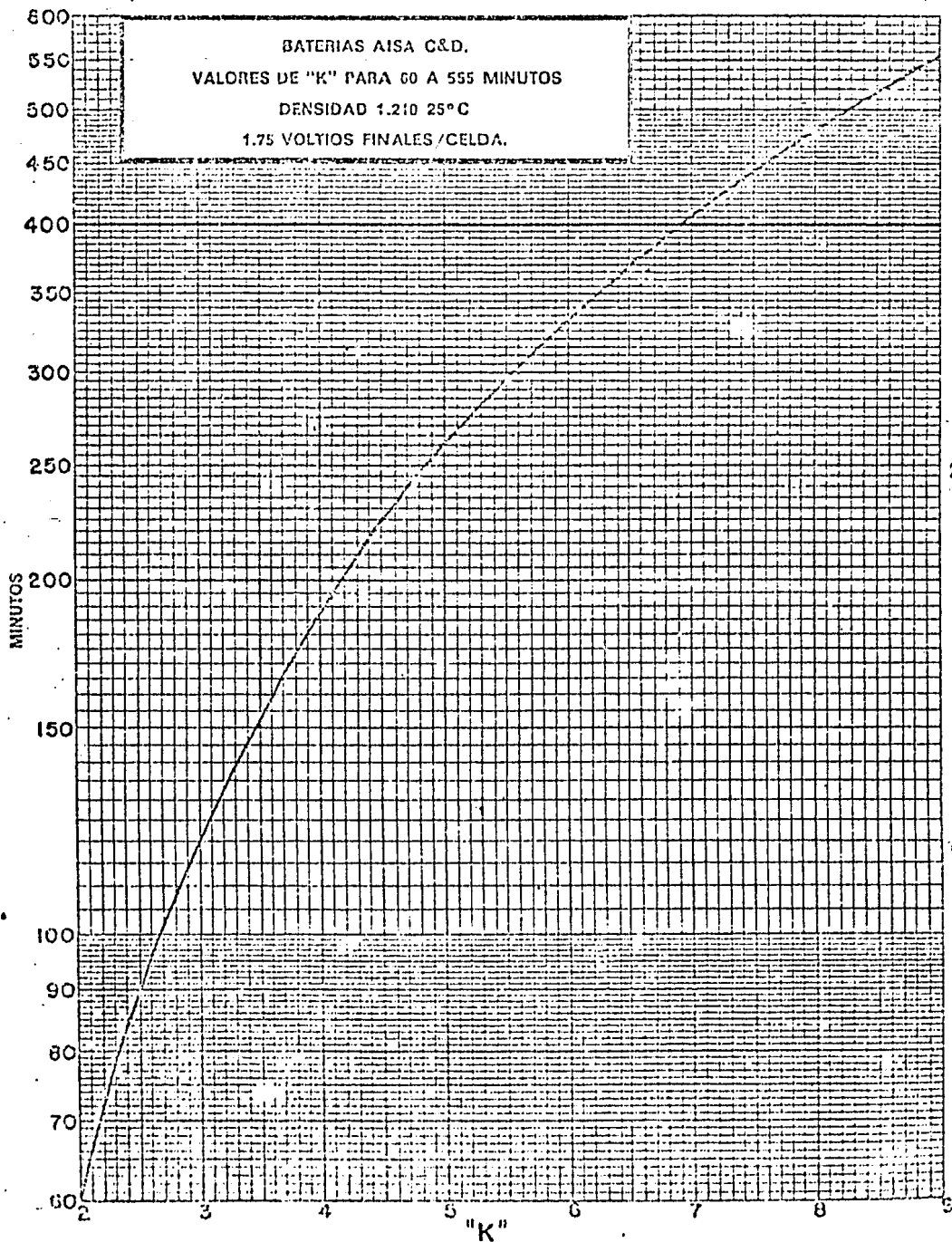
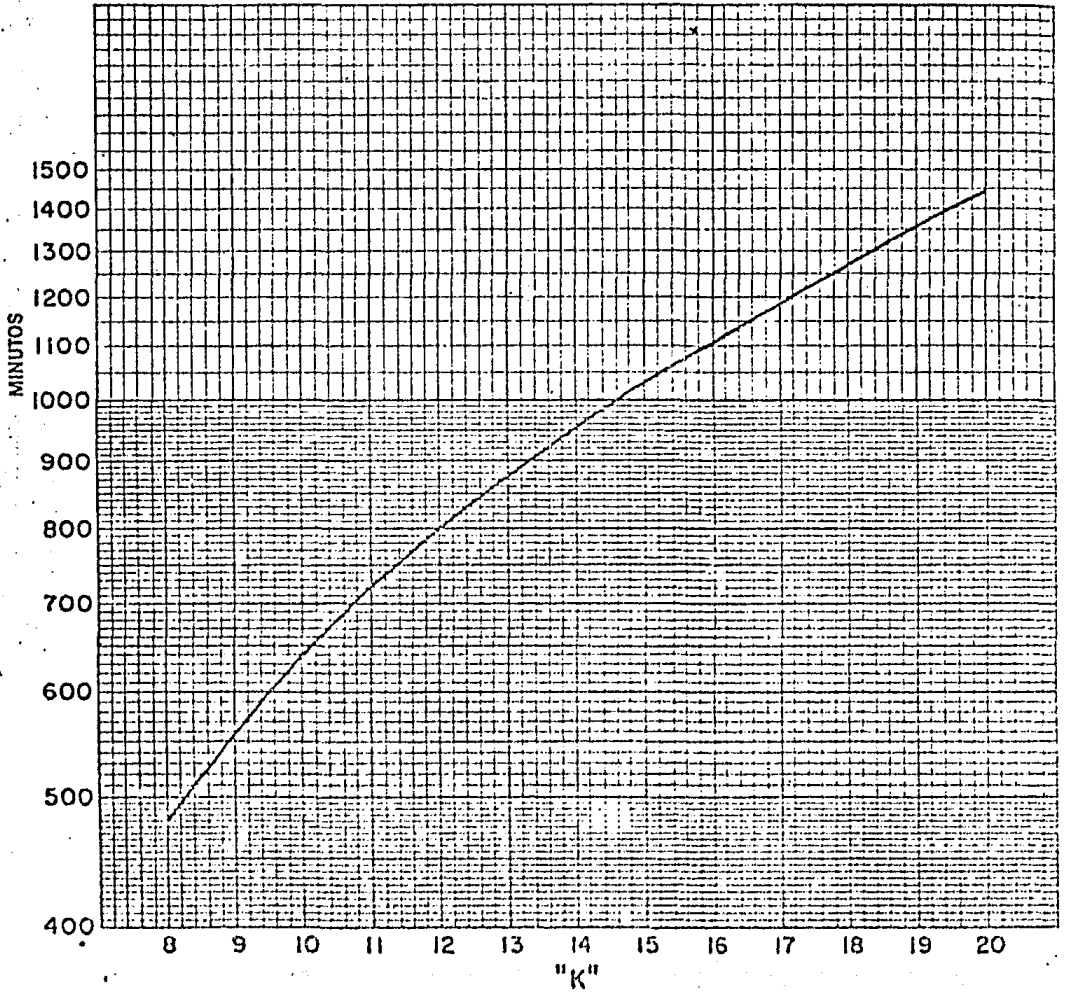


Gráfico 1



Gráfica 2

BATERIAS AISA C&D.
VALORES DE "K" PARA 480 A 1440 MINUTOS
DENSIDAD 1.210 25°C
1.75 VOLTIOS FINALES/CELDA.



Gráfica 3

BATERIAS DE NIQUEL CADMIO NIFE

NIFE dispone de 3 series de elementos.

- Tipos KA y KAP (KAP en vasos de plástico). Resistencia interna relativamente grande.

-Tipos MD y MDP. Resistencia interna media.

-Tipos HI y HIP. Resistencia interna muy baja.

-Tipos KA y KAP. Son buenos para descargas prolongadas y por tanto con intensidad pequeña. Por ejemplo, durante tres horas o más.

-Tipos MD y MDP. Son buenos para descargas medias. De 30 minutos a tres horas apropiadamente.

-Tipos HI y HIP. Son buenos para descargas de intensidad grande y tiempos breves o para tensiones finales altas. Tiempo inferior a 30 minutos.

Como ilustración considere lo siguiente:

Tomamos cualquiera de los tres catálogos disponibles en éste apéndice, por ejemplo el de los tipos KAP/KA.

Un elemento KAP-10 tiene una capacidad nominal de 95 A y proporciona 29 A durante 2 horas si se descarga hasta 1.14V.

Si tomamos la serie HIP/HI veremos la extraordinaria respuesta ante descargas muy fuertes.

Un elemento HI-15 de 150 A puede proporcionar 2220A en 1 seg. hasta 0.65V (arranque de un motor).

Tomemos la serie HIP/HI, por ejemplo, vemos las "curvas típicas de descarga a 25°C".

En ordenadas aparece la tensión de cada elemento.

En abscisas podría aparecer el tiempo de descarga pero es mucho más legible y más útil poner el porcentaje de la capacidad real obtenida en

una descarga sobre la capacidad nominal C .

Las diferentes curvas se refieren a una cierta intensidad de descarga I en función de la capacidad.

Supongamos un elemento HI-15, $C = 150$ Ah.

Si lo descargamos con $I = 300$ A tenemos que ir a la curva $I = 2XC$. La curva nos dice que cuando la tensión es $U = 1.0$ V hemos obtenido el 83% de la capacidad nominal, es decir 150 Ah \times $0.83 = 124.5$ Ah.

Como hemos descargado con 300 A el tiempo es:

$$t = 124.5 \text{ Ah} / 300 \text{ A}$$

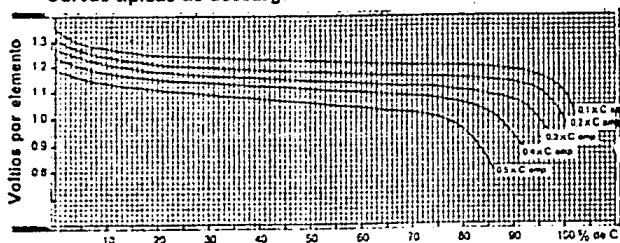
$$t = 0.415 \text{ h} = 25 \text{ minutos.}$$

Datos de prestaciones a 25°C

Estratificación	Caso de uso (C)	Capacidad de descarga en Amperios hora (Ah) a tensiones de 1,14 voltios por elemento								Capacidad de descarga en Amperios hora (Ah) a tensiones de 1,10 voltios por elemento								
		10 h		5 h		3 h		2 h		10 h		5 h		3 h		2 h		
		Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	
Vasos de plástico	KAP 1	10	0,86	1,10	1,77	3,11	2,58	3,68	1	1,24	1,83	2,35	3,9	3,6				
	KAP 2	17	1,05	1,31	2	3,44	2,85	4,15	1,7	2,11	2,99	4	4,83	6				
	KAP 3	30	2,3	2,8	3,3	5,3	6,2	7,7	9,25	3	3,72	5,9	7,1	8,7	10,9			
	KAP 5	45	4,5	5,3	7,9	9,5	11,9	12,9	15,3	4,3	6,6	8,7	10,9	12,1	15,9			
	KAP 6	60	6,2	7,1	10,6	12,6	15,9	18,5	21,5	6	7,4	11,6	14,1	17,4	21			
	KAP 8	85	9,1	11,2	16,8	20	24,5	28	33	8,5	11,9	18,3	22,3	27,9	33,3			
	KAP 10	105	11,2	13,7	20,5	24	29,5	34	40,5	10,5	14,4	21,9	26,9	33,9	40,9			
	KAP 12	125	13	16,7	24	28	35	40,5	48,5	12,5	16,5	24,1	29,4	36,3	43,8			
	KAP 18	175	18,8	23,8	34	37	45	54	63,5	17,5	23,7	33,8	41,8	51	60,4			
	KAP 20	205	19,7	24	36	43	52	62	72,5	20,5	28,3	39,8	48,8	61	73			
Vasos de acero	AA 8	80	8,6	10,8	16	19	23	27,8	33	9	11,2	17,4	21,3	26,8	33			
	AA 12	120	11,3	14	21	25	31	37	12	14,8	22,2	28,4	35,4	43				
	AA 15	150	14,4	17,7	26,5	31,5	38,5	46	55	15	18,6	28	35,6	44,3	55			
	AA 18	175	16,8	20,8	31	37	45	54	64	17,5	21,7	32,8	41,3	51	64			
	AA 20	205	18,7	23	34	41	50	60	71	20,5	25,4	38,6	48	61	75			
	AA 22	230	22	27	40,5	48,5	58	71	84	23	29,5	44,4	55	68	84			
	AA 25	250	24	29,3	44	53	64,8	77	92	25	31	48,1	60	74	92			
	AA 29	290	28	34	51	61	74,5	88	104	29	36	54	68	84	104			
	AA 32	320	30,8	37,8	54,5	65,5	80,5	95,5	113	32	39,7	59	74	91	113			
	AA 35	350	33,8	41	62	74	90	108	128	35	43,4	64	81	101	126			
AA 42	415	40	48	72	87,5	107	128	151,5	41,5	51	75	94	117	146				
AA 48	480	46	56,5	85	101	124	148	176	48	60	87	111	142	178				
AA 55	545	52	64	96	115	140	168	200	55	68	100	126	161	200				
AA 64E	640	61	75	113	135	165	197	239	64	79	117	147	187	235				
AA 70E	745	67	82,5	124	148	180	215	260	70	87	130	164	207	257				
AA 80E	830	80	98	147	175	214	256	313	83	102	150	187	235	296				
AA 90E	940	92	113	170	207	248	299	363	96	118	168	210	263	325				
AA 100E	1040	104	126	192	233	280	335	405	105	130	184	232	292	362				
AA 120E	1245	119	147	220	267	320	380	458	124,5	154	219	275	341	417				

* La capacidad nominal se refiere a una descarga en 10 horas hasta una tensión final de 1,10 V/cel. Después de una carga durante 7 horas con 2,3 V/C y un tiempo de reposo de 3 h.

Curvas típicas de descarga a 25°C



Estas Curvas muestran tensiones por elemento a diferentes regimenes de descarga. C = Capacidad nominal

Estratificación	Caso de uso (C)	Capacidad de descarga en Amperios hora (Ah) a tensiones de 1,05 voltios por elemento								Capacidad de descarga en Amperios hora (Ah) a tensiones de 1,00 voltios por elemento								
		10 h		5 h		3 h		2 h		10 h		5 h		3 h		2 h		
		Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	Ah	h	
KAP 1	10	1,01	1,26	1,96	2,4	3,02	3,95	1,00	1,27	1,87	2,4	2,47	3,18	4,20				
	17	1,72	2,14	3,32	4,08	5,12	6,7	1,71	2,16	3,4	4,2	5,4	7,3					
	30	3,03	3,79	5,8	7,2	9,1	11,8	3,06	3,87	6	7,4	9,5	13					
KAP 5	45	4,55	5,67	8,8	10,8	13,6	17,7	4,59	5,7	9	11,1	14,3	19,4					
	60	6,05	7,55	11,7	14,4	18,2	23,6	6,1	7,6	12	14,8	19,1	25,8					
	85	8,6	10,7	16,8	20,8	26,9	37,5	8,7	10,7	16	20,1	26,2	35,7	47,1				
KAP 10	105	11,2	14,1	21,5	26,5	33,5	44,5	11,3	14,2	21,6	26,6	33,6	44,6					
	125	13	16,7	24	28	35	46	13,1	16,6	24,1	29,4	36,3	47,8					
	175	18,8	23,8	34	37	45	54	18,9	23,9	34,1	37,1	45,1	54,1					
KAP 20	205	19,7	24	36	43	52	62	19,8	24,1	36,1	43,1	52,1	62,1					
	230	22	27	40,5	48,5	58	71	22,3	28,3	41,3	49,3	59,3	72,3					
	250	24	29,3	44	53	64,8	77	24,5	30,5	45,5	54,5	66,5	79,5					
KAP 25	270	26	31	45	54	65,5	79	26,5	32,5	47,5	56,5	68,5	82,5					
	290	28	34	51	61	74,5	88	28,5	35,5	51,5	61,5	75,5	90,5					
	320	30,8	37,8	54,5	65,5	80,5	95,5	31,3	38,3	55,3	66,3	81,3	96,3					
KAP 30	330	32,2	39,2	56,5	67,5	82,5	97,5	32,8	39,8	57,8	68,8	83,8	98,8					
	350	34	41	62	74	90	108	34,5	42,5	60,5	72,5	88,5	106,5					
	370	36	43	65	77	93	111	36,5	44,5	62,5	74,5	90,5	108,5					
KAP 35	390	38	46	68	81	97	115	38,5	46,5	64,5	76,5	92,5	110,5					
	415	41	49	72	85	101	120	41,5	49,5	67,5	79,5	95,5	113,5					
	440	44	52	76	89	105	124	44,5	52,5	70,5	82,5	98,5	116,5					
KAP 40	460	46	54	78	91	107	126	46,5	54,5	72,5	84,5	100,5	118,5					
	485	48	57	81	94	110	129	48,5	56,5	74,5	86,5	102,5	120,5					
	510	50	59	84	97	113	132	50,5	58,5	76,5	88,5	104,5	122,5					
KAP 45	530	52	61	85	98	114	133	52,5	60,5	78,5	90,5	106,5	124,5					
	555	54	63	87	100	116	135	54,5	62,5	80,5	92,5	108,5	126,5					
	580	56	65	89	102	118	137	56,5	64,5	82,5	94,5	110,5	128,5					
KAP 50	600	58	67	91	104	120	139	58,5	66,5	84,5	96,5	112,5	130,5					
	625	60	69	93	106	122	141	60,5	68,5	86,5	98,5	114,5	132,5					
	650	62	71	95	108	124	143	62,5	70,5	88,5	100,5	116,5	134,5					
KAP 60	660	64	73	97	110	126	145	64,5	72,5	90,5	102,5	118,5	136,5					
	685	66	75	99	112	128	147	66,5	74,5	92,5	104,5	120,5	138,5					
	710	68	77	101	114	130	149	68,5	76,5	94,5	106,5	122,5	140,5					
KAP 70	720	70	79	103	116	132	151	70,5	78,5	96,5	108,5	124,5	142,5					
	745	72	81	105	118	134	153	72,5	80,5	98,5	110,5	126,5	144,5					
	770	74	83	107	120	136	155	74,5	82,5	100,5	112,5	128,5	146,5					
KAP 80	780	76	85	109	122	138	157	76,5	84,5	102,5	114,5	130,5	148,5					
	805	78	87	111	124	140	159	78,5	86,5	104,5	116,5	132,5	150,5					
	830	80	89	113	126	142	161	80,5	88,5	106,5	118,5	134,5	152,5					
KAP 90	840	82	91	115	128	144	163	82,5	90,5	108,5	120,5	136,5	154,5					
	865	84	93	117	130	146	165	84,5	92,5	110,5	122,5	138,5	156,5					
	890	86	95	119	132	148	167	86,5	94,5	112,5	124,5	140,5	158,5					
KAP 100	900	88	97	121	134	150	169	88										

Datos de rendimiento a 25°C

1.14 voltios por elemento

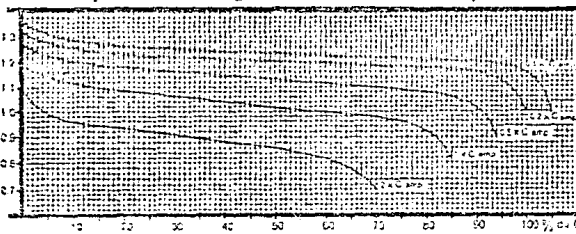
Temperatura (°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
20	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
30	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
40	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
50	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
60	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
70	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
80	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
90	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
100	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14

1.10 voltios por elemento

Temperatura (°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
20	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
30	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
40	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
50	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
60	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
70	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
80	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
90	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
100	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10

Las curvas típicas de descarga en punta se obtienen a una temperatura de 25°C. Para una tensión nominal de 1.50 Voltios. Después de una carga durante 1 hora a 100 mA. Las curvas de descarga en punta se obtienen a 25°C.

Curvas típicas de descarga a 25°C



Las curvas típicas de descarga en punta se obtienen a una temperatura de 25°C. Para una tensión nominal de 1.50 Voltios. Después de una carga durante 1 hora a 100 mA. Las curvas de descarga en punta se obtienen a 25°C.

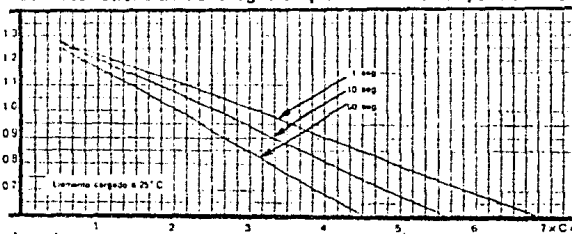
1.05 voltios por elemento

Temperatura (°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
20	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
30	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
40	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
50	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
60	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
70	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
80	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
90	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
100	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05

1.00 voltios por elemento

Temperatura (°C)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
30	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
40	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
50	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
60	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
70	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
80	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
90	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
100	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Características de descargas en punta



Ejemplo: Límite cargado (capacidad nominal = 100 mAh) de punta descargado con 4 mA (100 mA) durante 1 seg. Para una tensión nominal de 1.50 Voltios.

Datos de rendimiento a 25°C

1.14 voltios por elemento

Carga (Ah)	Tiempo de descarga (horas)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
2.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
3.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
4.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
5.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
6.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
7.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
8.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
9.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
10.0	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14

1.05 voltios por elemento

Carga (Ah)	Tiempo de descarga (horas)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
2.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
3.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
4.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
5.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
6.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
7.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
8.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
9.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
10.0	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05

1.10 voltios por elemento

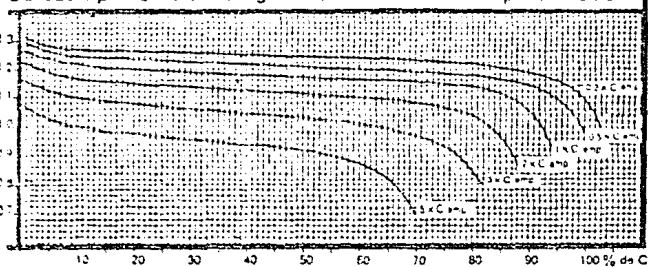
Carga (Ah)	Tiempo de descarga (horas)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
2.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
3.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
4.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
5.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
6.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
7.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
8.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
9.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
10.0	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10

1.00 voltios por elemento

Carga (Ah)	Tiempo de descarga (horas)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
5.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
6.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
7.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
8.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
9.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
10.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

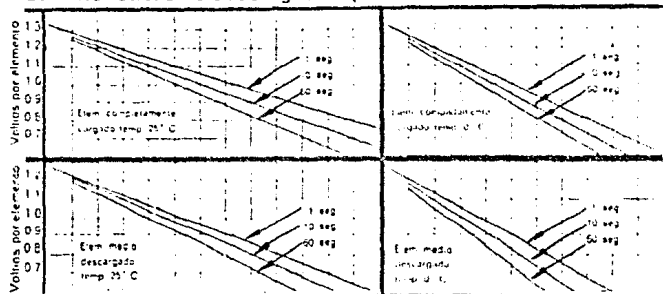
La tabla de rendimiento de voltaje a una descarga en 3 horas hasta una tensión final de 1.10 V, empuja de una carga durante 3 horas con 23°C ± 0.5°C.
Tolerancia de la capacidad ± 5%.

Curvas típicas de descarga a 25°C Voltios por elemento



Estas curvas muestran tensiones por elemento a diferentes regimenes de descarga. C = Capacidad nominal.

Características de descargas en punta



Campo: Elemento cargado completamente = 100 Ah (C). Se puede descargar con 6 A (C/10) durante 13 segundos hasta una tensión final de 1.0 V por elemento. C = Capacidad nominal.

ANEXO A5

NUMERO DE DIAS FULIDOS Y DIAS PARCIALMENTE DECEJADOS
DE LA REPUBLICA MEXICANA.

TABLA 1

ZONAS METEOROLÓGICAS DEL ESTUDIO

NR.	Lugar	Latitud	Longitud	Altitud
1	Aguascalientes, Ags.	21°53'	102°18'	1888 ^m
2	Mexicali, B.C.N.	32 40	112 51	~ 0
3	San Borja, B.C.N.	28 40	113 40	~ 0
4	San Fernando B.C.N.	29 55	115 20	~ 0
5	San Pedro Martir B.C.N.	31 03	115 27	2850
6	Bahía Tortugas, B.C.S.	27 40	114 50	~ 0
7	Cerro de la Giganta, B.C.S.	26 10	111 35	1767
8	La Paz, B.C.S.	24 10	110 21	10
9	Punta Sto. Domingo, B.C.S.	26 20	112 35	10
10	San Javier, B.C.S.	25 50	111 35	~ 0
11	San Luis Gonzaga, B.C.S.	24 55	111 20	~ 0
12	Volcan de las Vírgenes, B.C.S.	27 30	112 35	2000
13	Pustunich, Camp.	19 07	90 25	~ 0
14	Tenalso, Camp.	20 02	90 15	~ 0
15	Las Animas, Coah.	28 28	103 15	2500
16	Palo Verde, Coah.	26 20	101 30	1000
17	Saltillo, Coah.	25 27	100 59	1599
18	Sierra Mojada, Coah.	27 17	102 04	742
19	Unión, Coah.	28 14	100 44	500
20	Colima, Col.	19 14	103 44	508
21	Comitán, Chis.	16 15	92 44	677
22	Ocosingo, Chis.	16 55	92 06	908
23	Tuxtla Gutierrez, Chis.	16 45	93 07	528
24	Villa Flores, Chis.	16 14	93 16	610
25	Ahumada, Chih.	30 37	106 31	1181
26	Allende, Chih.	26 55	105 25	1000
27	Cerro Mahinola, Chih.	25 58	107 03	3300
28	Corrisal, Chih.	30 30	106 36	1000
29	Chapa, Chih.	29 20	104 25	1000
30	Chihuahua, Chih.	28 38	106 05	1430
31	Delicias, Chihuahua	28 15	105 45	1000
32	Ricardo Flores Magón, Chih.	29 55	106 55	1000
33	V. Gomez Flores, Chih.	30 32	105 50	1000
34	Guachochic, Chih.	26 52	107 10	2000
35	Maguarichic, Chih.	27 50	103 03	2000
36	Sierra Tascajera, Chih.	29 29	105 35	1000
37	México, Distrito Federal	19 26	99 08	2233
38	Ciudad Lerdo, Dgo.	25 32	103 31	1135
39	Cuencamá, Dgo.	24 52	103 38	1889
40	Durango, Dgo.	24 02	104 40	1665
41	Nombre de Dios, Dgo.	23 51	104 32	1865
42	Santa María de Coatzacoahuila, Dgo.	24 40	105 56	1839
43	Santa María del Oro, Dgo.	25 57	105 20	1871

TABLA 1 (continuación)

NR.	Lugar	Latitud	Longitud	Altitud
44	Chilpancingo, Gro.	17°33'	90°30'	1360 ^m
45	San Luis de la Loma, Gro.	17 55	100 54	~0
46	Teloloapan, Gro.	18 22	99 53	1620
47	Tepecoacuilco, Gro.	18 17	99 28	1012
48	Guánajuato, Gto.	21 01	101 15	2050
49	San Luis de la Faz, Gto.	21 18	100 31	2020
50	Ixmiquilpan, Hgo.	20 29	99 13	1745
51	Pisaflores, Hgo.	21 12	99 00	1000
52	Cihuatlán, Jal.	19 14	104 34	~0
53	Guadalaajara, Jal.	20 41	103 23	1567
54	Talpa de Allende, Jal.	20 24	104 50	1039
55	Aguililla, Mich.	18 44	102 44	970
56	Huajumbaro, Mich.	19 41	100 44	2390
57	Morelia, Mich.	19 42	101 12	1941
58	Tequicheo, Mich.	18 54	100 44	440
59	Acaponeta, Nay.	22 29	105 22	30
60	Huajimic, Nay.	21 41	104 18	1170
61	Jesús María, Nay.	22 15	104 31	610
62	Ruiz, Nay.	21 57	105 09	24
63	Los Aldama, N.L.	26 04	99 11	288
64	Galeana, N.L.	24 50	100 04	1654
65	Monterrey, N.L.	25 40	100 18	538
66	Villaldama, N.L.	26 30	100 26	469
67	Juquila, Oax.	16 14	97 18	1500
68	Juxtlahuaca, Oax.	17 20	98 01	1650
69	Oaxaca de Juárez, Oax.	17 04	96 43	1550
70	Tecomayaca, Oaxaca	17 58	97 01	660
71	Tequisistlán, Oax.	16 24	95 36	1000
72	Chiautla de Tapia, Pue.	18 17	98 36	1025
73	Huachinango, Pue.	20 11	98 03	1472
74	La Malinche, Pue.	19 14	98 02	4461
75	Querétaro, Qro.	20 36	100 23	1821
76	Cozumel, Q.R.	20 31	86 57	~0
77	Polyuc, Q.R.	19 37	88 31	~0
78	Cerritos, S.L.P.	22 26	100 17	1153
79	Matchuala, S.L.F.	23 39	100 38	1615
80	Sto. Domingo, S.L.P.	23 20	101 44	1971
81	Vieja, S.L.F.	22 02	99 25	~100
82	Cruc, Sin.	23 55	106 55	~0
83	Culiacán, Sin.	24 49	107 34	52
84	La Laguna, Sin.	24 49	103 27	600
85	Topolobampo, Sin.	25 36	109 03	3

TABLA 1 (continuación)

Nr.	Lugar	Latitud	Longitud	Altitud
86	Altar, Son.	30°41'	111°44'	~ 0 ^m
87	Bacadehuachi, Son.	29 46	109 07	~ 0
88	Bacanora, Son.	28 59	109 23	446
89	Cerro Viejo, Son.	30 15	112 15	1625
90	Hermosillo, Son.	29 04	110 58	237
91	Libertad, Son.	29 54	112 45	~ 0
92	Onabas, Son.	28 28	109 15	251
93	Punta Peñasco, Son.	29 55	113 33	61
94	Quiriego, Son.	27 31	109 15	251
95	Comalcalco, Tab.	12 16	93 13	5
96	Villahermosa, Tab.	17 59	92 55	10
97	Abasco, Tam.	24 04	98 23	67
98	Camargo, Tam.	26 19	98 50	68
99	Casas, Tam.	23 44	98 44	120
100	Guerrero, Tam.	26 47	99 20	34
101	Jaumave, Tam.	23 24	99 22	733
102	Jimenez (Santander), Tam.	24 13	99 29	101
103	Matamoros, Tam.	25 53	97 31	12
104	Tampico, Tam.	22 13	97 51	12
105	Coatzacoalcos, Ver.	18 09	94 25	2
106	Coatzintla, Ver.	20 29	97 26	144
107	Cosamalcoapan, Ver.	18 22	95 48	96
108	Ozuluama, Ver.	21 40	97 51	229
109	Pico de Crizaba, Ver.	19 02	97 16	5700
110	San Felipe, Yuc.	21 34	88 14	~ 0
111	Sisal, Yuc.	21 10	90 02	~ 0
112	Valladolid, Yuc.	20 41	89 13	22
113	Concepción del Oro, Zac.	24 37	101 26	2070
114	Ojo Caliente, Zac.	22 35	101 26	2070
115	Finos, Zac.	22 18	101 34	2419
116	Valparaíso, Zac.	22 46	103 34	2140
117	Villa de Cos, Zac.	23 12	102 21	2050

TABLA 2

DÍAS DESPEJADOS EN MEXICO

NR.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1	59.7	50.2	66.2	85.9	76.7	56.6	47.1	36.4	19.3	60.1	77.0	75.8
2	70.0	59.3	83.4	71.4	80.6	78.0	68.3	66.0	82.6	82.0	87.8	74.3
3	74.2	58.2	85.6	82.4	90.1	89.8	77.3	73.6	86.3	87.9	86.3	74.5
4	74.3	74.9	87.8	69.3	87.4	81.1	76.5	71.5	82.3	85.6	86.7	83.4
5	73.5	65.0	92.2	70.6	75.3	82.4	73.0	67.3	88.7	83.3	83.5	76.9
6	65.6	55.8	69.1	61.9	54.3	42.4	69.9	66.8	51.4	67.6	78.5	69.0
7	82.2	67.3	80.1	81.8	96.9	91.2	85.6	76.6	86.3	74.4	88.1	81.2
8	86.5	70.9	77.2	74.7	97.3	88.0	83.3	77.2	70.9	33.1	86.3	63.5
9	80.0	67.9	77.4	74.0	90.0	84.1	86.6	74.1	70.0	77.4	82.3	73.2
10	80.6	63.6	80.6	80.0	92.9	87.2	87.6	81.1	80.1	22.3	81.9	77.7
11	86.5	70.9	77.2	74.7	97.3	89.0	83.3	77.2	70.9	83.1	86.3	63.5
12	70.6	55.8	74.2	72.1	81.0	77.4	76.4	73.4	65.9	72.6	82.0	69.6
13	61.8	52.6	52.8	77.6	73.6	57.8	67.4	58.5	42.9	64.3	67.4	74.1
14	55.2	43.8	70.9	86.7	70.0	64.8	68.2	51.1	43.1	59.8	63.6	76.8
15	73.1	61.6	64.5	70.2	84.0	77.1	63.6	66.1	62.9	77.3	86.7	72.1
16	61.7	52.8	61.8	67.9	71.4	65.8	61.9	59.6	45.9	54.4	77.1	67.2
17	71.9	45.9	70.8	85.0	72.4	67.0	70.6	61.0	49.1	53.0	73.5	72.3
18	73.9	56.6	58.5	68.9	80.8	80.0	66.6	65.0	50.7	68.0	76.5	72.1
19	46.8	58.7	54.4	42.1	52.1	37.9	79.8	64.9	50.3	35.1	51.7	39.0
20	79.8	78.2	76.6	91.8	90.1	47.0	41.4	25.8	23.1	57.5	65.9	76.3
21	49.3	35.1	70.1	71.5	51.4	24.1	32.0	28.5	16.7	35.1	15.7	61.0
22	46.3	45.0	60.3	65.4	53.1	29.8	40.9	23.2	29.8	23.6	44.3	40.6
23	41.7	39.9	57.6	65.2	59.6	34.1	32.8	20.2	15.8	30.7	33.8	60.7
24	54.7	36.1	63.9	78.6	60.3	37.3	38.2	30.7	23.6	43.6	63.2	79.3
25	74.9	56.3	82.7	82.1	70.4	77.5	64.4	77.1	75.9	70.0	76.3	60.3
26	77.8	73.5	71.9	72.2	80.1	81.7	57.5	61.0	68.0	73.8	83.6	77.3
27	84.2	65.2	75.4	77.5	80.5	74.5	44.0	44.6	51.9	71.6	89.6	76.5
28	75.4	70.4	79.2	76.3	74.4	76.0	71.3	70.4	65.4	74.9	59.8	67.7
29	69.4	54.8	70.2	72.1	76.2	80.0	63.3	67.5	71.9	72.4	74.4	76.9
30	81.4	68.8	73.6	79.8	84.7	82.4	50.8	58.1	73.8	76.2	82.1	77.5
31	76.3	60.4	69.9	74.7	84.7	82.4	57.1	64.8	73.2	74.9	87.0	72.7
32	79.9	68.8	78.1	78.2	81.5	80.5	58.3	62.0	78.1	72.7	79.5	71.0
33	76.9	61.0	77.0	69.9	73.0	81.0	64.8	73.0	74.9	74.8	70.8	66.2
34	79.0	79.1	76.9	78.5	81.7	81.4	47.5	53.5	61.1	77.5	80.4	77.1
35	84.7	71.4	86.3	79.8	81.5	79.0	61.3	62.2	72.4	81.2	83.5	74.0
36	69.4	70.3	74.0	70.5	73.0	83.7	62.1	66.1	73.3	73.7	75.6	72.5
37	69.5	66.1	63.9	87.8	80.1	43.8	40.4	20.9	23.1	55.2	81.7	89.9
38	80.6	58.9	67.9	68.3	76.4	72.4	69.9	57.6	50.7	71.1	83.7	70.3
39	72.5	61.0	68.2	75.6	82.3	62.7	64.1	51.6	45.9	77.2	91.0	73.1
40	80.1	53.9	59.5	85.2	82.6	62.3	63.3	51.5	38.6	70.0	89.5	76.2
41	74.3	65.7	70.5	85.2	70.5	60.7	45.2	34.2	35.6	67.5	84.4	71.0
42	70.5	68.4	70.9	78.5	74.1	63.8	55.1	38.6	37.8	74.8	87.4	68.7
43	82.0	69.3	75.2	74.7	80.0	78.4	58.0	53.3	50.5	72.4	87.4	73.7
44	91.0	78.2	85.1	97.4	80.3	32.0	47.6	35.0	33.0	65.7	97.3	32.3
45	94.7	88.5	85.5	97.4	23.3	50.8	46.7	38.0	34.5	74.3	85.7	85.9

TABLA 2 (continuación)

TR.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
46	90.2	81.3	73.2	95.8	83.3	37.4	36.2	24.0	41.1	51.8	54.8	84.4
47	82.2	61.0	74.4	95.8	83.2	51.3	35.1	25.3	26.2	60.7	89.3	82.7
48	69.7	64.7	69.5	90.1	84.1	57.0	37.6	31.1	34.5	63.7	79.3	82.9
49	66.7	73.9	57.4	77.3	68.3	49.0	39.8	32.2	13.8	46.4	56.4	73.3
50	57.1	41.4	58.4	77.6	78.2	44.8	35.1	25.0	27.1	48.8	64.6	73.3
51	48.7	32.5	47.8	48.9	45.5	38.1	39.4	29.0	17.8	39.4	55.0	42.6
52	85.0	92.3	34.3	93.2	93.7	68.7	54.8	42.3	34.8	68.4	86.8	79.8
53	80.6	76.7	68.8	90.1	81.7	50.3	36.7	26.6	29.2	61.2	81.0	77.4
54	86.5	82.4	70.9	91.0	94.1	67.4	45.6	34.0	35.1	56.1	89.5	79.5
55	93.3	81.3	76.9	90.6	87.8	51.5	45.7	25.5	32.5	53.8	93.7	80.7
56	80.5	70.9	73.8	90.3	81.4	39.3	36.4	17.6	18.1	58.8	85.2	90.8
57	81.4	71.0	76.9	89.4	87.7	36.2	39.4	21.3	17.9	50.4	76.8	84.2
58	94.7	38.5	78.6	91.9	90.6	60.5	58.6	29.8	32.1	70.7	84.2	82.5
59	88.8	65.2	64.8	85.0	92.2	60.3	55.8	49.2	36.8	69.8	84.1	75.5
60	81.2	80.9	63.2	85.7	79.0	60.0	53.8	30.9	37.3	68.8	78.9	69.9
61	66.5	62.2	59.8	91.6	80.3	58.8	47.1	39.2	32.1	63.7	84.0	77.6
62	82.8	74.7	66.4	89.1	93.0	61.8	57.6	40.9	45.5	69.6	79.3	73.0
63	33.2	36.5	48.5	52.3	41.1	59.8	86.5	60.1	51.2	32.9	55.0	46.8
64	65.7	50.0	51.7	63.5	50.0	55.8	73.3	53.5	46.8	44.6	65.0	68.2
65	53.2	46.8	60.7	56.5	50.0	49.3	74.8	61.0	49.4	36.1	60.9	63.1
66	39.1	42.3	61.9	45.3	56.1	42.4	81.0	37.1	43.7	30.6	67.5	49.5
67	88.1	54.4	82.5	98.4	69.7	58.4	31.7	33.8	25.1	67.7	87.2	94.1
68	72.5	45.6	74.7	92.9	80.5	62.8	39.8	33.5	22.8	56.5	70.2	68.9
69	54.0	25.8	58.6	80.2	65.6	37.4	43.7	22.5	8.3	37.5	47.3	61.5
70	49.2	31.5	47.8	69.3	55.6	39.3	17.5	23.8	15.8	30.7	38.8	38.7
71	46.0	31.5	55.4	61.7	52.9	28.1	19.0	20.2	7.1	45.2	28.4	49.6
72	59.2	38.3	63.8	90.1	69.9	51.7	17.5	30.6	58.6	56.5	88.8	66.0
73	45.1	33.7	34.6	52.7	50.8	36.3	26.1	28.5	21.1	42.5	44.6	51.6
74	49.4	46.7	48.7	78.3	61.3	34.6	40.1	32.8	22.5	50.0	55.4	74.7
75	70.9	52.2	63.7	38.3	83.2	46.2	40.4	28.6	27.9	63.9	83.6	82.7
76	59.7	69.2	59.4	81.1	69.1	58.8	71.2	60.5	50.6	65.7	75.5	92.5
77	64.0	71.9	64.4	79.8	77.3	49.6	64.9	52.9	45.3	63.2	65.9	71.2
78	63.9	48.3	53.8	69.6	52.5	60.8	72.3	54.8	30.3	53.9	64.4	69.1
79	39.1	42.3	61.9	45.3	56.1	42.4	81.8	37.1	43.7	30.6	67.5	49.5
80	68.5	44.6	50.2	73.1	68.6	54.7	59.0	35.1	19.4	47.7	54.2	56.5
81	50.2	36.7	36.4	43.8	47.1	46.0	46.0	51.7	24.1	31.8	58.5	39.7
82	86.5	66.6	73.2	86.5	84.5	70.1	56.2	39.2	54.4	77.9	85.5	70.1
83	82.0	65.1	72.6	82.4	86.9	74.5	49.2	42.8	47.4	76.3	83.9	74.9
84	85.7	77.6	80.1	80.1	83.8	83.4	56.0	56.8	66.8	78.7	80.3	75.2
85	82.0	70.2	77.3	81.4	92.4	86.7	59.8	58.4	58.1	82.3	92.9	78.5
86	73.4	65.1	81.6	83.1	94.9	86.7	77.2	70.9	83.2	77.3	79.2	75.5
87	71.9	71.9	84.3	84.2	78.1	82.8	72.4	30.7	79.2	75.0	81.9	64.2
88	79.9	68.7	89.1	82.6	84.4	81.8	72.4	66.9	77.1	70.4	83.9	74.2
89	72.3	73.4	92.0	84.9	92.6	60.2	77.1	69.3	35.2	87.6	84.3	74.8
90	78.0	64.6	85.0	86.8	94.5	90.2	76.9	75.6	86.5	90.7	85.8	77.1

TABLA 2 (continuación)

NR.	Enc.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
91	73.4	79.2	90.7	87.1	88.3	86.8	73.8	72.4	85.1	85.0	78.9	74.0
92	76.4	68.9	84.8	83.1	91.4	89.8	72.5	67.0	77.3	84.5	83.9	74.0
93	70.4	61.9	92.2	79.7	93.1	91.4	76.9	77.0	85.7	85.6	86.3	75.4
94	82.8	64.6	83.1	80.1	89.7	83.4	73.8	70.9	71.9	83.4	89.0	74.3
95	37.3	31.4	42.6	62.6	58.1	38.4	42.3	26.8	29.0	37.8	36.9	39.0
96	47.0	60.0	48.8	69.3	72.4	54.1	61.2	51.0	37.4	47.1	52.1	64.5
97	44.8	50.4	58.9	51.4	50.6	55.0	85.2	72.9	46.9	43.9	54.5	55.4
98	33.2	36.5	48.5	52.3	41.1	59.8	86.5	60.1	51.2	32.9	55.0	46.8
99	44.5	68.1	37.7	47.9	46.5	51.0	31.4	65.4	52.6	34.6	49.1	53.0
100	33.2	46.0	52.6	44.1	32.2	47.2	91.8	67.1	64.8	38.9	59.3	47.7
101	44.6	46.2	41.0	58.5	48.9	47.2	74.6	54.3	40.2	25.8	46.2	56.3
102	49.6	45.1	48.7	53.4	46.1	56.7	79.9	62.0	46.8	34.1	42.7	57.1
103	29.2	33.5	44.4	49.5	53.0	59.8	86.5	78.6	54.3	41.3	56.5	42.1
104	50.7	53.4	35.1	45.7	42.4	43.2	52.9	52.8	38.2	44.1	42.6	42.1
105	54.8	60.0	39.2	66.4	59.4	48.1	40.1	33.5	26.4	34.2	39.2	41.1
106	52.6	55.4	34.6	51.4	61.7	39.0	42.9	43.6	32.1	42.6	51.0	54.3
107	38.0	30.1	43.2	57.5	57.4	32.9	18.3	21.9	13.2	29.5	22.3	22.7
108	46.5	42.1	38.6	37.4	40.5	35.2	43.8	42.5	27.6	41.6	51.7	27.3
109	40.1	49.6	39.2	56.3	48.3	44.4	29.1	32.3	34.3	34.4	44.1	39.9
110	53.3	49.5	54.9	77.3	68.8	66.7	76.7	65.3	44.6	56.0	67.7	86.1
111	63.1	49.5	66.8	83.0	72.2	67.7	83.2	69.0	54.6	60.6	70.0	86.2
112	57.3	69.4	53.2	76.5	58.9	54.2	75.3	52.3	44.6	60.8	65.9	78.7
113	70.5	49.6	58.8	76.9	74.3	67.2	69.6	57.4	50.0	64.9	68.2	74.9
114	68.2	47.7	62.1	82.7	77.2	60.3	59.5	42.9	29.0	68.4	74.4	79.9
115	81.2	63.7	63.2	85.7	79.0	60.0	53.8	30.9	37.3	68.8	78.9	69.9
116	66.5	62.2	59.8	91.6	80.3	58.8	47.1	39.2	32.1	63.7	84.0	77.6
117	71.4	47.0	60.3	65.8	63.7	67.6	72.1	52.8	35.8	69.8	78.5	79.5

TABLA 3

DIAS PARCIALMENTE NUBLADOS

Día	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1	17.0	14.2	13.6	8.6	6.9	10.3	22.1	25.3	24.7	19.9	12.6	7.9
2	17.5	14.3	9.1	13.3	12.7	11.5	13.5	0.6	11.9	9.7	5.7	15.7
3	7.4	13.6	5.6	10.7	6.7	4.4	8.0	10.1	7.6	7.5	3.2	10.4
4	7.3	7.3	4.8	16.7	8.1	10.3	10.8	12.7	7.6	7.4	1.7	5.2
5	13.3	20.5	3.4	15.7	20.8	7.3	14.0	17.3	6.2	5.0	4.9	9.7
6	17.2	14.1	14.7	21.8	21.7	23.2	22.7	8.5	21.9	16.9	11.8	0.0
7	8.8	19.3	7.7	4.5	3.1	3.7	10.7	11.3	9.1	21.0	6.8	4.6
8	13.5	6.2	10.6	9.1	1.4	3.4	11.3	4.1	12.4	10.6	6.0	21.0
9	8.8	16.1	10.2	11.0	6.9	14.1	3.0	12.4	19.2	9.6	12.0	11.0
10	5.1	10.4	9.2	4.2	5.8	7.8	6.7	8.4	7.4	4.8	8.0	7.2
11	12.7	14.6	8.4	10.6	4.6	4.6	6.9	6.8	9.6	7.0	8.8	16.4
12	13.9	20.9	19.6	18.4	12.3	13.9	17.9	14.0	21.9	19.2	11.7	18.1
13	17.7	19.2	14.7	10.7	9.1	16.0	11.0	9.8	10.8	7.6	8.7	11.0
14	23.6	19.8	14.1	1.2	10.0	14.5	15.3	13.9	17.5	9.7	16.7	10.7
15	11.0	10.4	14.0	5.5	10.7	9.9	18.9	15.8	13.6	3.7	4.0	9.1
16	14.8	4.8	18.4	8.4	16.5	16.3	19.8	17.9	24.9	14.5	5.3	5.9
17	4.4	7.8	9.8	0.0	16.8	10.8	12.0	14.3	23.7	18.2	6.6	12.4
18	7.3	20.9	12.2	11.3	9.3	4.6	18.8	15.1	28.7	6.2	3.6	10.9
19	8.1	10.4	10.2	14.8	16.7	18.6	8.5	11.0	7.6	5.4	7.3	10.4
20	13.5	6.2	17.2	5.6	4.1	24.6	25.9	20.8	18.8	24.4	8.6	14.5
21	12.8	29.4	9.9	14.2	14.9	14.1	13.1	9.8	20.3	14.6	32.4	14.3
22	10.2	21.6	11.1	14.8	20.1	20.1	20.0	21.5	10.8	14.6	11.9	15.8
23	5.9	20.7	9.8	14.5	9.5	14.0	22.4	20.4	7.6	16.7	16.9	13.5
24	9.0	23.3	17.3	14.4	8.3	22.0	19.7	12.8	21.5	14.3	9.7	9.0
25	15.5	13.6	7.6	5.5	14.4	7.6	18.9	10.3	10.9	4.9	21.3	9.4
26	9.5	7.2	8.9	8.3	11.3	6.0	15.4	14.5	11.0	7.1	5.1	1.5
27	9.0	14.5	15.2	9.1	1.4	13.2	33.0	17.7	18.0	10.8	9.1	8.1
28	10.6	9.3	4.4	4.6	14.4	11.3	12.7	12.7	14.3	3.4	21.4	4.4
29	9.7	16.7	6.7	7.8	10.8	8.5	23.1	11.3	7.5	5.0	7.1	7.4
30	12.0	12.1	6.6	2.7	8.6	10.5	13.8	21.3	4.4	4.8	5.3	5.2
31	9.5	11.0	8.7	2.6	8.7	7.4	22.5	15.8	10.6	5.0	4.1	8.0
32	10.5	18.2	3.0	7.8	8.6	4.1	22.0	18.5	8.8	9.6	10.1	8.1
33	9.8	11.9	5.0	8.1	15.2	14.5	13.6	11.8	6.9	4.9	5.7	6.3
34	9.8	9.4	12.6	11.9	9.2	6.5	25.1	9.2	20.6	1.4	6.8	3.0
35	7.5	16.1	1.5	5.2	6.8	13.5	10.3	15.5	10.9	8.3	5.5	6.2
36	13.5	13.6	4.0	7.8	15.3	7.0	18.8	24.0	4.6	4.9	3.7	8.1
37	15.0	15.7	14.3	9.7	10.5	23.0	21.6	25.6	19.9	20.8	11.8	5.1
38	7.4	11.9	15.8	9.4	9.9	10.9	12.1	17.3	21.4	10.1	4.1	7.6
39	14.9	11.5	13.7	15.2	8.3	15.9	23.6	21.2	16.7	9.9	1.7	9.5
40	9.6	11.8	24.3	12.0	12.4	21.4	18.7	15.6	21.0	16.2	6.0	4.9
41	17.9	3.1	18.3	11.0	16.8	19.3	35.1	20.4	19.0	14.8	7.2	9.7
42	12.1	13.0	16.9	11.0	8.3	16.2	24.5	26.3	21.3	10.0	4.1	12.6
43	6.8	14.6	14.6	8.4	6.9	10.3	20.8	37.6	12.1	8.9	5.2	6.1
44	3.0	4.6	7.2	0.1	14.4	22.3	18.1	19.1	15.6	16.9	0.0	14.4
45	3.1	5.7	10.0	1.4	2.7	11.0	6.4	8.1	12.6	10.9	8.2	11.1

TABLA 3. (continuación)

NR.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
46	6.7	7.2	18.1	3.9	11.0	22.8	22.2	21.7	9.9	25.8	10.2	11.1
47	8.2	13.9	8.7	1.7	11.8	16.0	35.1	22.9	17.1	14.8	6.8	11.1
48	8.4	13.6	12.4	7.4	14.1	13.3	26.1	15.7	23.0	14.8	3.7	7.6
49	17.7	11.9	16.3	7.1	22.7	16.5	30.1	26.8	17.8	25.7	15.6	14.1
50	21.4	16.6	14.3	9.9	12.3	20.0	26.1	20.9	17.2	27.0	15.2	11.3
51	19.8	6.2	12.8	16.8	23.0	17.5	23.7	22.5	16.9	21.8	10.4	18.2
52	12.0	6.2	8.8	3.0	0.1	7.6	11.7	4.4	16.6	4.8	7.1	7.7
53	12.7	16.1	16.6	4.3	10.6	22.9	26.3	21.2	14.3	12.6	8.6	8.2
54	8.2	11.9	14.0	4.6	1.9	11.3	23.5	12.7	22.9	22.4	1.7	4.7
55	6.7	8.7	16.7	4.3	7.8	17.1	15.7	14.8	17.5	24.3	5.2	9.9
56	14.9	9.4	13.9	5.9	9.7	29.3	27.2	21.7	29.8	21.7	4.3	4.5
57	11.9	9.2	16.7	5.5	7.8	26.6	31.6	15.0	25.4	25.2	15.3	8.2
58	3.1	8.4	15.4	3.0	5.8	12.3	22.6	16.8	16.1	7.2	4.8	6.4
59	16.0	21.8	13.9	6.8	3.3	12.2	23.5	12.9	25.5	15.9	3.6	6.9
60	10.6	23.2	13.7	8.9	13.3	15.0	19.5	25.9	20.5	12.4	5.7	9.2
61	21.5	16.4	21.4	4.3	8.1	13.0	34.0	21.7	22.1	17.2	2.1	8.4
62	11.3	14.9	11.9	5.5	2.0	13.0	16.9	18.6	14.3	11.3	6.8	6.3
63	8.1	10.5	12.9	22.5	24.0	10.0	1.5	13.3	7.5	14.6	3.3	17.2
64	15.3	3.0	18.1	12.5	32.4	12.3	10.3	12.1	20.8	20.6	10.4	15.6
65	13.2	4.7	11.1	21.5	22.4	16.2	12.0	14.3	12.5	13.7	11.2	14.5
66	12.4	8.0	19.5	30.4	21.2	22.2	12.7	36.9	22.0	18.4	2.9	16.6
67	8.1	21.6	4.1	0.0	22.6	13.4	11.0	11.3	13.4	6.3	8.2	4.4
68	13.3	18.5	11.4	4.6	9.6	5.7	6.3	19.1	14.7	12.5	10.4	17.2
69	19.1	25.8	11.7	9.0	14.3	15.4	3.9	21.2	15.1	15.8	17.0	17.6
70	12.3	22.9	11.7	7.1	38.1	21.6	25.1	22.8	15.2	10.5	11.3	10.1
71	11.9	21.3	16.7	16.0	23.0	18.7	15.8	15.8	20.6	1.9	19.5	14.2
72	12.4	19.9	14.2	4.5	16.4	15.8	25.1	16.0	11.8	11.3	0.5	10.6
73	26.3	17.0	15.9	12.6	11.9	22.7	34.9	16.7	26.5	21.1	19.5	16.7
74	14.7	14.2	12.8	9.6	17.5	33.0	24.8	13.9	23.2	14.7	20.4	15.6
75	20.9	9.5	14.2	4.5	12.3	24.6	26.4	24.5	21.3	22.9	5.2	6.3
76	17.0	9.5	17.3	5.3	8.1	16.7	11.6	11.0	17.6	17.4	3.4	4.8
77	17.7	13.4	10.3	7.2	13.2	15.8	10.7	11.4	11.4	6.3	8.6	7.6
78	16.3	11.9	14.8	14.8	33.1	13.0	14.9	8.5	22.5	14.8	10.0	10.4
79	12.4	8.0	19.5	30.4	21.2	22.2	11.9	36.9	22.0	13.4	4.9	16.6
80	17.4	14.0	16.9	8.8	4.3	15.9	21.3	26.8	17.8	14.9	11.6	21.5
81	22.2	10.7	16.3	18.0	16.3	16.6	27.0	28.1	20.1	19.7	7.4	23.6
82	8.2	6.2	8.7	6.9	3.3	5.9	18.3	13.6	14.8	7.7	2.1	13.1
83	10.5	16.1	13.9	3.3	2.7	7.8	27.7	11.2	29.1	10.8	11.2	8.6
84	8.3	9.4	7.7	9.0	7.7	5.3	26.1	12.9	19.3	6.1	9.6	6.5
85	3.7	8.0	9.5	5.2	4.6	4.5	13.4	10.7	16.8	4.8	7.5	4.5
86	14.9	21.9	9.2	7.8	3.3	5.0	12.4	17.0	0.0	9.8	2.0	8.0
87	10.4	12.5	3.3	5.6	15.1	9.2	11.9	8.5	9.2	12.0	5.2	11.6
88	11.9	15.7	3.2	5.6	8.4	11.9	9.6	15.2	13.6	15.6	5.1	10.7
89	12.5	7.3	4.0	3.7	0.1	23.3	8.9	5.8	6.0	2.9	10.7	9.7
90	6.5	12.1	4.0	8.1	0.1	2.0	12.9	8.5	4.5	3.7	5.7	6.0

TABLA 3 (continuación)

NR.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
91	4.4	9.4	3.5	2.7	6.4	7.9	14.4	14.1	4.4	7.2	8.2	4.8
92	12.5	15.5	7.6	8.0	5.1	3.9	12.0	21.0	10.5	5.0	4.0	11.2
93	14.9	17.8	3.4	9.9	5.6	3.6	13.3	9.7	7.3	8.5	3.7	14.1
94	9.0	23.5	6.2	9.4	4.1	11.8	11.8	7.2	6.4	7.2	2.1	6.9
95	19.6	26.6	10.2	10.7	13.7	20.3	40.5	19.6	17.2	13.6	17.3	16.7
96	14.5	21.5	19.9	8.1	6.5	12.9	12.0	12.7	12.8	11.4	7.7	7.3
97	10.9	10.4	10.2	10.4	16.8	12.6	6.9	16.5	10.6	12.1	6.3	7.8
98	8.1	10.5	12.9	22.5	24.0	10.0	1.5	13.3	7.5	14.6	3.3	17.2
99	11.5	5.8	13.7	10.7	16.1	12.0	6.8	25.4	8.4	23.4	4.8	9.9
100	3.6	12.5	14.8	23.7	31.6	9.1	4.4	10.9	18.3	7.5	1.6	6.2
101	12.4	4.7	8.2	14.2	18.1	17.8	12.3	12.4	22.6	20.9	9.5	7.3
102	4.6	4.7	8.9	19.2	14.9	14.0	9.3	12.2	12.0	10.0	13.2	15.8
103	10.7	16.2	16.4	9.1	12.6	12.4	7.1	3.1	8.4	11.0	8.1	8.2
104	12.1	9.3	17.9	12.6	26.2	16.2	15.4	10.9	17.4	14.7	9.8	21.6
105	13.3	7.3	17.4	8.1	12.0	9.2	12.1	8.1	15.4	32.0	8.3	6.5
106	12.7	5.2	15.9	8.4	6.4	13.8	20.7	9.9	14.0	11.1	5.4	9.4
107	15.1	24.4	8.9	10.3	36.3	16.2	22.0	18.9	13.2	8.4	11.7	9.2
108	14.9	11.9	12.8	13.8	14.8	13.2	23.4	2.8	12.7	11.4	2.1	17.6
109	14.8	6.2	17.4	10.3	18.9	19.8	27.7	11.4	6.2	8.8	13.5	18.6
110	23.4	16.7	18.2	10.7	7.6	16.9	14.3	11.2	30.2	28.2	19.5	8.0
111	21.6	16.7	6.3	6.5	6.9	13.9	9.0	11.8	20.6	12.4	17.3	7.9
112	20.8	13.7	18.9	9.1	26.5	12.5	9.1	13.9	17.5	6.6	16.4	11.9
113	9.0	9.2	19.6	15.5	18.8	6.6	17.0	15.4	16.0	16.3	12.3	7.7
114	15.6	15.7	11.8	8.1	8.4	11.3	21.4	21.0	14.7	12.7	9.7	3.2
115	10.6	23.2	13.7	8.9	13.3	15.0	19.5	22.9	20.5	12.4	5.7	9.2
116	21.5	16.4	21.4	4.3	8.1	13.0	34.9	22.7	22.1	7.2	2.1	8.4
117	12.6	14.9	18.4	24.8	3.2	12.4	12.3	18.7	20.8	11.2	3.7	7.9