



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN

**ENERGIA SOLAR Y SU APROVECHAMIENTO
PARA SUMINISTRAR ENERGIA ELECTRICA
A LA VIVIENDA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N

ENRIQUE CORTES GONZALEZ
BENIGNO SERNA RUIZ

CUAUTITLAN IZCALLI, ESTADO DE MEXICO

ABRIL 1985



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

CONTENIDO

Prefacio.....	1
Introducción.....	3

CAPITULO 1 - APLICACIONES DE LA ENERGIA SOLAR

1.1 Generalidades.....	8
1.2 Colectores de radiación solar.....	9
1.2.1 Colectores planos.....	10
1.2.2 Colectores focales.....	13
1.3 Sistemas donde se utiliza la energía solar.....	16
1.3.1 Sistemas de evaporación en las salinas.....	18
1.3.2 Destiladores solares.....	19
1.3.3 Calentadores solares de agua.....	21
1.3.4 Secadores solares.....	22
1.4 Algunas formas de aplicación de la energía solar que se encuentran en desarrollo.....	24
1.4.1 Calefacción de edificios.....	24
1.4.2 Instalaciones solares de aire acondicionado.....	25
1.4.3 Estufas solares.....	26
1.4.4 Celdas fotovoltaicas.....	28
1.4.5 Máquinas solares.....	29
1.5 Perspectivas sobre el aprovechamiento de la energía solar en México.....	31

CAPITULO 2 - RADIACION SOLAR

2.1 Consideraciones geométricas básicas.....	36
2.1.1 El movimiento de la Tierra; tiempo.....	36
2.1.2 La localización del Sol.....	41
2.2 Radiación Solar disponible en la superficie de la Tierra.....	46
2.2.1 Variaciones en la radiación solar.....	47
2.2.2 Aparatos de medición de la radiación solar.....	52
2.2.3 Medidas usuales y necesidades del futuro.....	55
2.2.4 Distribución geográfica de la radiación solar.....	58
2.3 Radiación solar disponible en México.....	62

CAPITULO 3 - SISTEMAS SOLARES PARA GENERAR ELECTRICIDAD

3.1 Centrales helioeléctricas.....	78
3.1.1 Conversión fototérmica.....	79
3.1.2 Conversión fotovoltaica.....	84
3.1.3 Montaje y localización.....	86
3.2 Demanda de espacio para la generación de electricidad solar a gran escala.....	89
3.3 Almacenaje de electricidad a gran escala.....	90
3.4 Generadores solares individuales.....	90

CAPITULO 4 - LA CONVERSION FOTOVOLTAICA

4.1 La celda fotovoltaica.....	96
4.1.1 Fundamentos y características.....	97
4.1.2 Fabricación de la celda convencional.....	118
4.2 Tipos de celdas.....	123
4.2.1 Celdas de silicio monocristalino.....	124
4.2.2 Celdas de silicio policristalino.....	126
4.2.3 Celdas de silicio amorfo.....	130
4.2.4 Celdas de sulfuro de cadmio.....	132
4.2.5 Celdas en investigación y desarrollo.....	133
4.3 Costos y mercados.....	134
4.3.1 El costo de las celdas solares y las vías para reducirlo.....	134
4.3.2 Estado actual del mercado.....	138
4.4 La investigación y el desarrollo de las celdas fotovoltaicas en México.....	141

CAPITULO 5 - INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA VIVIENDAS

5.1 Componentes de la instalación.....	146
5.1.1 El panel fotovoltaico.....	146
5.1.2 Baterías de acumulación.....	152
5.1.3 Reguladores.....	163
5.1.4 Inversores.....	170
5.2 Dimensionado del sistema fotovoltaico.....	182
5.2.1 Criterios para un dimensionado óptimo.....	182
5.2.2 Dimensionado del panel y de la batería.....	189
5.3 Caracterización y dimensionado de un sistema fotovoltaico aplicado a una vivienda.....	203
5.3.1 Demanda de energía.....	203
5.3.2 Descripción de los subsistemas.....	205
5.3.3 Dimensionado y configuración del panel y de la batería.....	206
5.4 Estudio económico.....	215
Conclusiones.....	229
Bibliografía.....	233

PREFACIO

La reciente demanda de energía en todo el mundo ha suscitado un gran interés hacia el estudio de nuevas fuentes de energía; de entre todas las que se han estudiado, la energía solar es la más prometedora. Las bases científicas de la utilización de la energía solar por el hombre fueron establecidas hace ya bastantes años, pero su utilización a gran escala no fue tecnológicamente viable hasta hace poco.

Junto a los progresos científicos y tecnológicos de los últimos años, que han acelerado la utilización de la energía solar a gran escala, se ha experimentado un cambio en los aspectos económicos de producción de energía mediante procesos convencionales y un mayor conocimiento de sus efectos sobre el ambiente. Además, existe una necesidad social, especialmente en los países en desarrollo, de utilizar técnicas que permitan descentralizar la producción de energía en pequeñas y dispersas comunidades; la energía solar puede garantizar la producción a pequeña escala en zonas apartadas.

El tema a tratar en este trabajo es: la energía solar. Para eso, hacemos una revisión de las aplicaciones en este campo, incluyendo métodos para el uso del calor solar, la radiación solar, la conversión fototérmica y fotovoltaica en energía eléctrica y las características y desarrollo de las celdas fotovoltaicas o celdas solares (también llamadas células solares), -- las cuales convierten directamente la luz en electricidad. Como caso particular, hacemos un análisis del suministro de energía eléctrica a la vivienda a partir de la energía solar, con sistemas fotovoltaicos, esperando que este análisis contribuya a estudios efectuados para construir la casa autosuficiente.

El propósito de este trabajo es fomentar el interés en la investigación sobre el uso de la energía solar; y las razones que nos llevaron a elegir este tema son las siguientes:

- La energía solar es una fuente de energía prácticamente inagotable y no contaminante.
- Aparece como una alternativa para sustituir energéticos -- que están en vías de agotamiento.
- Representa una solución para ofrecer una infraestructura básica para zonas rurales aisladas en nuestro país.
- México tiene aproximadamente dos tercios de su superficie con climas semiáridos, áridos y desérticos que reciben abundante insolación.
- Es una área sobre la cual hay poca información en nuestro país y, en la existente, la mayoría está enfocada al aspecto térmico. Por lo cual este trabajo lo enfocamos al aspecto fotovoltaico.

Las fuentes de conocimiento que consultamos fueron: libros, publicaciones especializadas de diferentes instituciones en -- donde se hacen investigaciones en este campo y consultas con -- personas dedicadas a la comercialización de sistemas fotovoltaicos.

Esperamos que esta publicación dé una útil información a los estudiantes de todos los niveles y sirva como introducción al tema para aquellos que quieran dedicarse al desarrollo de -- esta fuente de energía.

Deseamos expresar nuestro agradecimiento al Ing. Filiberto Leyva Piña, quien nos asesoró en la elaboración de esta tesis. Damos las gracias también a Tonatiuh Hernández Mojica, -- miembro del Grupo del Sol S. C., quien también nos asesoró en la elaboración de este trabajo desde su fase más temprana.

Enrique Cortés González
Benigno Serna Ruíz

INTRODUCCION

Cada 24 horas el Sol manda sobre la Tierra la energía suficiente para satisfacer la demanda eléctrica actual del planeta, durante 500 años. El problema estriba en como aprovechar este potencial tan enorme.

En los últimos años los científicos han estado tratando de aprovechar la energía solar que nos llega en forma de luz y de calor, para mover motores y aparatos.

Todas nuestras máquinas se han fabricado para funcionar con motores de combustión, o con electricidad generada con motores de combustión o plantas hidroeléctricas. En las grandes centrales la electricidad es barata, pero en las unidades pequeñas de 1 a 500 kW, generada por motores Diesel en zonas aisladas, la electricidad es relativamente cara. El mantenimiento y reparación de los motores Diesel y el elevado costo de transporte del combustible a través de carreteras malas contribuye a estos altos costos. En las grandes centrales la electricidad es barata antes de su distribución, pero se encarece al tener que distribuirse a través de grandes distancias entre numerosos pequeños consumidores. Como la energía atómica es un combustible que prácticamente no tiene peso, su costo de transporte es mínimo, pero como sólo se puede producir en grandes y costosas centrales, su costo de distribución a través de líneas eléctricas resulta muy alto. La energía solar no requiere transporte de combustible, porque se puede aprovechar en el mismo sitio donde se vaya a necesitar. Esta ventaja tiende a superar en parte el alto costo actual de los dispositivos que convierten la energía solar en electricidad, así como la seria desventaja que supone el tener que almacenar la energía necesaria para aquellos períodos de tiempo en que no se dispone de luz solar. Por ello resulta práctico tener en cuenta la posibilidad de usar aparatos solares aunque sean más caros que los de combustión.

La energía solar es una fuente cargada de esperanza, especialmente en las zonas rurales y soleadas, aunque no puede competir con fuentes convencionales de energía allí donde estas sean abundantes, en climas nubosos o en las grandes ciudades donde la cantidad de luz solar disponible es demasiado pequeña para abastecer a la demanda de energía.

Para México, considerando que existen 25 millones de marginados en la actualidad, gente que no tiene ninguna infraestructura, y que ocupa casi 100 mil poblados de menos de 2000 habitantes dispersos por el país, la energía solar representa una solución.

En nuestro país la electricidad no está aún disponible en muchas zonas rurales. La construcción de redes de distribución de energía parece antieconómica, por lo menos hasta el momento, ya que las zonas implicadas son grandes, las necesidades pequeñas y, donde hay una baja densidad de población, los usuarios potenciales están ampliamente diseminados. En estas condiciones los generadores solares produciendo electricidad facilitarían en gran medida el desarrollo rural, suministrando energía para bombear agua del subsuelo, haciendo posible la refrigeración no sólo para propósitos médicos, como el almacenamiento de vacunas, sino también para el almacenamiento de comida perecedera producida localmente. Con esta misma electricidad se puede atender la clínica u hospital y proporcionar enseñanza, entretenimiento y comunicación, por ejemplo, alimentando estaciones y receptores de radio.

Las aplicaciones térmicas incluyen destiladores solares para la producción de agua potable, secadores solares para secar el pescado bajo condiciones higiénicas, secadores solares para carne y frutas o granos como el café, y, finalmente, calentadores de agua. Estos aparatos se pueden fabricar en forma local, utilizando solamente vidrio y metal laminado.

Con esta infraestructura básica que ofrece la solución solar podríamos empezar a atender el problema del campo mexicano, considerando además, que los dispositivos para el aprovechamiento de la energía solar son ecológicamente deseables, no producen contaminación ambiental, es muy sencillo mantenerlos, los puede mantener cualquier persona sin ninguna preparación, y lo más importante de esto probablemente sea que, esta tecnología somos capaces de fabricarla 100% en el país, tenemos la plataforma industrial, los materiales y por lo tanto podemos afrontar este problema y llevar adelante esta tecnología que sin duda será una solución al medio rural mexicano.

Esta tecnología cobra importancia en nuestro país, además, por el hecho de que México, junto con los países de -- África del Norte, la Península Arábiga y algunas pequeñas regiones del hemisferio sur, recibe la mayor insolación a nivel mundial.

CAPITULO 1

APLICACIONES DE LA ENERGIA SOLAR

1.1 GENERALIDADES

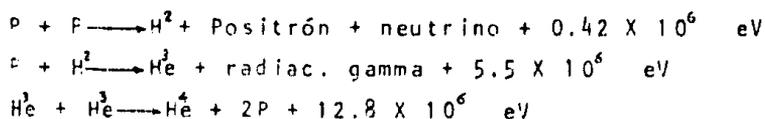
Mucho se habla hoy en día de la energía solar, pero sobre el modo práctico en que puede utilizarse muy poco se ha publicado hasta la fecha.

En el mundo estelar hay un continuo "fenecer y renacer"; anualmente desaparecen estrellas por explosión, autodisociación o por pérdida total de su masa de hidrógeno. Cuanto más hidrógeno consumen las estrellas, más aumenta su densidad, - al mismo tiempo que disminuye su fuerza o intensidad luminosa. Así como todas las estrellas se formaron hace muchos millones de años (muchas de las cuales ya desaparecieron), el Sol se formó también en épocas muy remotas.

Sobre la constitución del Sol hay una diversidad de muy curiosos conceptos. En la antigüedad, Ptolomeo calificó sencillamente al Sol de bola de fuego. El concepto actual es -- que el Sol es, en esencia, una bola o esfera de gas que contiene en sus capas externas un 75% de hidrógeno, 23% de -- helio y una cantidad residual de otros gases incandescentes. En realidad, es el horno luminoso de mayor potencia que conocemos.

La energía que el Sol emite por radiación tiene su origen, en procesos de fusión o unión de elementos químicos ligeros para formar otros más pesados. En esta reacción o síntesis nuclear se provoca una reducción de masa (del orden del 3%), y como consecuencia se libera una cantidad de energía equivalente a la masa perdida ($E=mc^2$).

La reacción en cadena, que mantiene la actividad solar tiene su origen en la combinación de protones, de los núcleos de hidrógeno (H^1), para formar deuterio (H^2), el -- cual captura a uno o más protones para formar el helio. Así,



Para hacer posible el proceso de fusión se requiere una elevadísima energía dinámica de las partículas atómicas, la cual se logra en el plasma solar en el interior del astro, que se mantiene a una temperatura de 20×10^6 K. La misma energía liberada en la síntesis nuclear sostiene las condiciones propicias del plasma.

La Tierra recibe anualmente del Sol una cantidad de energía de unos 7×10^{17} kWh. La radiación solar media que llega a nuestro planeta es de 80 a 300 Watts por metro cuadrado, según la hora del día y las condiciones meteorológicas. Sin embargo, con sus centrales eléctricas y otras instalaciones, el hombre solo puede generar por año 4×10^{13} kWh.

Resulta pues rentable aprovechar la energía que nos ofrece el Sol. El Carbón mineral es demasiado valioso para ser quemado, pues contiene, al igual que el petróleo, sustancias que son indispensables para las industrias químicas y de plásticos, la evidencia de que los combustibles que actualmente tanto utilizamos están en vías de agotamiento, debería ser motivo de gran preocupación para nosotros.

1.2 COLECTORES DE RADIACION SOLAR

Cuando un objeto se expone a la radiación solar su temperatura se eleva hasta que las pérdidas de calor igualan las ganancias. Las pérdidas dependen de la emisión de radiación del material caliente, del movimiento del aire frío que lo rodea y de la conductividad térmica de los objetos en contacto con él. Las ganancias dependen de la intensidad de la radiación solar y del poder absorbente de la superficie. La radiación solar se puede recoger de dos maneras fundamentales para producir altas temperaturas: cubriendo una superficie receptora con una lámina transparente a la luz del Sol que puede ser de vidrio o plástico, y enfocando la radiación

solar recibida en una gran superficie a un receptor de superficie pequeña.

Los colectores solares se clasifican básicamente de la siguiente manera:

- | | |
|---|--|
| a) Colectores Planos | (Bajas temperaturas) |
| b) Colectores Focales
(Altas Temperaturas) | { Concentradores cilindro-
parabólicos,

{ Concentradores parabólicos
de revolución. |

1.2.1 Colectores Planos

Como su nombre lo indica, aparece como una superficie plana constituida por una chapa metálica buena conductora de calor (cobre, aluminio, acero galvanizado o hierro) a la que van adaptados los tubos (de cobre o de hierro) por los que circula el agua que se trata de calentar. La superficie de captación así constituida se ennegrece con pintura mate que a menudo contiene negro de humo, o se cubren con un revestimiento negro producido químicamente para favorecer la absorción del calor, bien por radiación directa o difusa.

Construcción

Se monta este sistema sobre un bastidor de madera o hierro y se protege la cara frontal de incidencia con un vidrio que evita pérdidas de calor por corrientes de aire. La parte posterior del colector se recubre con un material aislante. En la práctica australiana se construyen módulos de 80 X 160-cm constituidos por ocho tubos de 160 cm y dos cabezales de 80 cm con depósito de almacenamiento de 300 litros. El colector se coloca mirando al Sol y con una inclinación correspon-

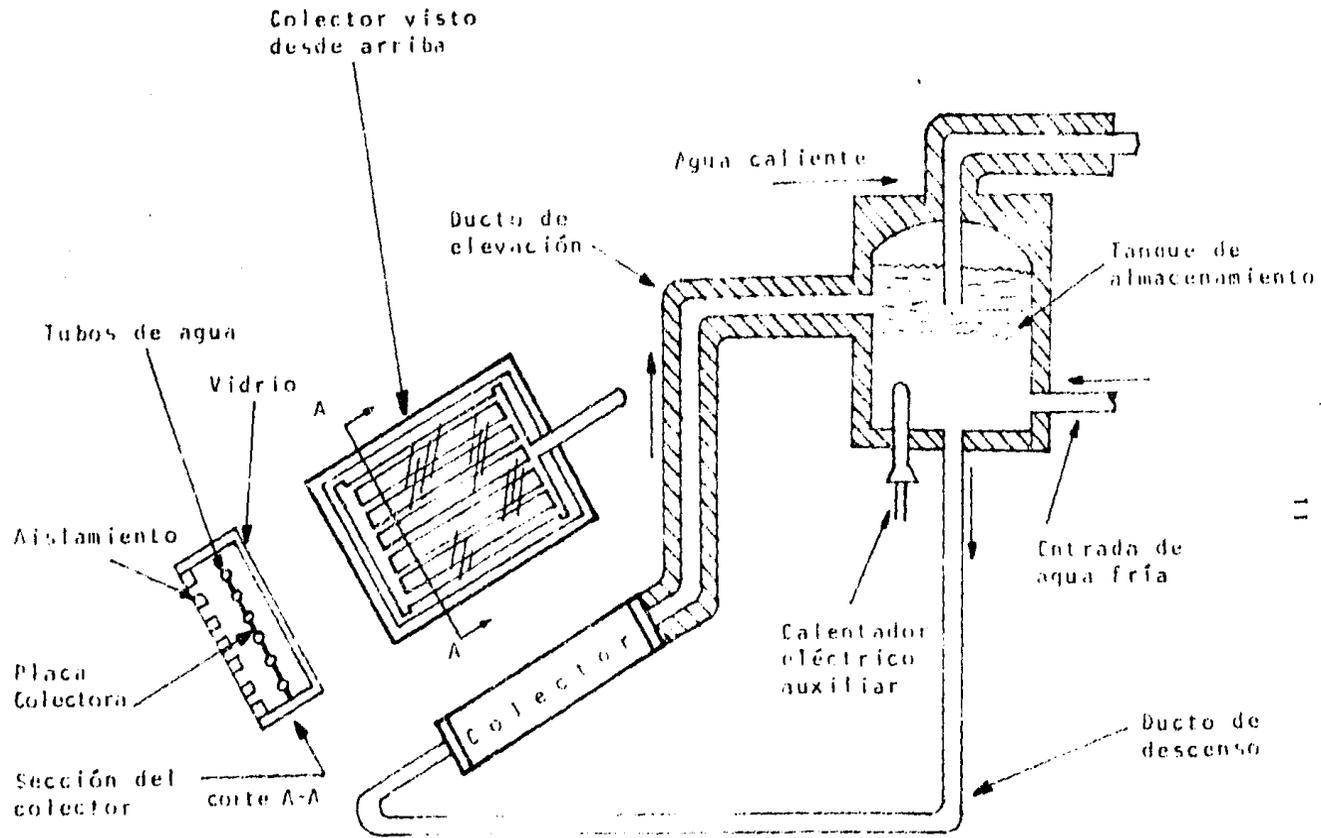


Figura 1.1 Calentador de agua con termosifón mostrando detalles del tanque de almacenamiento y del colector solar.

diente a la latitud del lugar. El agua fría entra por el cabezal inferior, se reparte y asciende por todos los tubos de calentamiento y se recoge en el cabezal superior, desde donde circula por convección hasta el depósito de almacenamiento, el cual debe estar bien aislado. Esto es necesario para garantizar el servicio de agua caliente, estando a cubierto de las intermitencias de la radiación solar y de la ausencia de ésta durante la noche (ver figura 1.1). Esta es la forma normal de operación de los colectores planos que se instalan en las casas habitación.

Cuando la radiación solar continúa incidiendo sobre la superficie receptora oscura, la temperatura sube, y las pérdidas caloríficas crecen hasta que se alcanza un estado de equilibrio cuando el calor que se recoge para ser utilizado y las pérdidas de calor igualan al calor recibido. En el estado de equilibrio se cumplirá:

$$C\tau\alpha = q_0 A = q_{\mu} A + (q_r + q_a + q_c) A$$

donde:

- C = flujo total de energía solar recibida por unidad de superficie.
- A = área total del receptor.
- τ = transmisividad de las láminas de vidrio que atraviesan los rayos del Sol. Depende del ángulo de incidencia si el ángulo es muy oblicuo.
- α = poder de absorción de la superficie receptora. También depende del ángulo de incidencia si este es oblicuo.
- q_0 = absorción de energía radiante por unidad de tiempo y unidad de área.
- $q_0 A$ = calor radiante absorbido por unidad de tiempo en la superficie total del receptor.
- $q_{\mu} A$ = energía calorífica transferida del receptor al aire o agua por unidad de tiempo.

$q_r A$ = pérdidas por radiación del colector por unidad de tiempo.

$q_a A$ = pérdidas por convección y conducción del colector al aire exterior por unidad de tiempo.

$q_c A$ = pérdidas de calor por conducción del colector a través del aislamiento a la estructura soportante.

El calor útil recogido $q_u A$ es el calor del que disponemos y vale:

$$q_u A = q_o A - (q_r + q_a + q_c) A$$

La capacidad de absorción de un colector plano es del orden del 80 al 95%, pero la energía calorífica que se retiene es del orden del 50 al 70%, a causa de la emisividad del mismo colector. Se logran temperaturas de calentamiento de 65°C hasta 150°C con rendimiento de 30 a 50%.

El costo de un colector plano varía mucho de acuerdo con las exigencias de la propia instalación, la temperatura deseada y las especificaciones de rendimiento.

Los colectores planos no son convenientes como fuente calorífica de un sistema de generación de vapor para mover turbinas o producir electricidad. El gradiente de temperatura que se puede obtener es pequeño y se requeriría el movimiento de grandes volúmenes de fluido para obtener potencias razonables. Para esta finalidad es preferible usar colectores concentradores de la radiación (focales).

1.2.2 Colectores Focales

Utilizando colectores focales es mucho más fácil obtener temperaturas más altas, pero normalmente son más caros, necesitan ser movidos para seguir la dirección del Sol y utilizan sólo la radiación que no es dispersada por las nubes o la neblina. Dependiendo de la perfección óptica del concentrador,

se puede obtener una temperatura de hasta 3500°C con radiación solar focalizada con espejos circulares de sección parabólica.

La fórmula que nos da el calor producido por un colector-focal es similar a la que se ha dado anteriormente para el colector plano, con algunos términos más. El equilibrio térmico, para un concentrador sin tapa que está siguiendo continuamente al Sol, es:

$$C_n A_c r s \alpha = q_o A_t = (q_\mu + q_r + q_a + q_c) A_t$$

donde:

- C_n = radiación directa recibida por el espejo normal a los rayos del Sol por unidad de tiempo.
- A_c = área en proyección del espejo.
- r = reflectividad efectiva del espejo para la radiación directa.
- s = factor de forma del concentrador, que nos da la fracción de radiación reflejada que alcanza su objetivo dependiendo de las imperfecciones del espejo a partir de formas ideales parabólicas, esféricas o cilíndricas.
- sr = fracción de la radiación total directa que alcanza el foco después de reflejada en el espejo.
- α = poder de absorción de la superficie receptora que está siendo calentada, esto es, la fracción de radiación reflejada que alcanza el foco y se convierte en calor.
- q_o = cantidad de calor absorbida por unidad de área y unidad de tiempo por el receptor situado en el foco.
- A_t = área del receptor en el foco que está siendo calentado.
- $q_o A_t$ = calor radiante absorbido por el receptor en la unidad de tiempo.
- $q_\mu A_t$ = calor absorbido por el receptor y convertido en energía útil a través del fluido circulante por unidad -

de tiempo.

$q_r A_t$ = pérdida de calor del receptor debido a radiación - por unidad de tiempo.

$q_a A_t$ = pérdida de calor del receptor debido a convección - y conducción por unidad de tiempo.

$q_c A_t$ = pérdida de calor del receptor debido a conducción - a otras partes estructurales del concentrador.

La mayor parte de las medidas de radiación solar se hacen en una superficie horizontal, y nos dan el valor C_h que incluye tanto la radiación directa como la radiación difusa. Para pasar de los valores de C_h a los valores C_n tal como han sido definidos en la fórmula anterior, hace falta restar la radiación difusa de la total y dividir la diferencia por el $\cos \beta$, - en donde β es el ángulo que forman los rayos del Sol con el plano horizontal.

1.2.2.1 El concentrador cilindro-parabólico

Tiene la superficie de captación en forma de medio cilindro parabólico permitiendo concentrar la radiación en una línea focal donde se puede colocar el tubo que conduce al agua, - que puede alcanzar así temperaturas de 400°C a 750°C. Como -- concentrador exige una incidencia normal de la radiación, por lo que se necesita dar al concentrador un movimiento sincrónico con el Sol, si es que se quiere tener buen rendimiento, el cual puede variar entre 50 y 70%.

Aunque las temperaturas que se logran con este concentrador son más altas que con el colector plano, la cantidad de -- agua que se puede calentar es relativamente menor, por ser un solo tubo expuesto a toda la radiación del concentrador. Sin embargo este tipo de concentrador es el que está probando dar mejor resultado para la generación de electricidad por las tem

peraturas a las que se puede operar (ver fig. 1.2). Para evitar la reemisión de energía del tubo de calentamiento se está tratando de adherir al mismo dendritas de tungsteno que permiten absorber energía de la radiación solar comprendida entre 0.5 y 50 micrómetros de longitud de onda produciendo interferencias que impiden la reemisión de la radiación infrarroja.

1.2.2.2 El concentrador parabólico de revolución

Es el tipo de concentrador de la radiación que permite alcanzar más altas temperaturas. Ya que toda la energía incidente en el reflector se concentra en un solo punto que es el foco del paraboloide. Se obtienen temperaturas de varios miles de grados (3 000 a 4 000°C), es aplicable a ciertos procesos de fusión.

Estos concentradores solares se utilizan en aplicaciones de mayor importancia ya que son elementos componentes de hornos solares o de centrales solares.

Una concha parabólica de 2.40 m es capaz de calentar objetos de ensayo hasta una temperatura de unos 3 350°C.

Un modelo constructivo de concentrador de tamaño mayor con un diámetro de 13.5 m y un reflector revestido por ambas caras de una película aluminizada, puede generar unos 15 kWh, energía suficiente para tres viviendas modernas.

1.3 SISTEMAS DONDE SE UTILIZA LA ENERGIA SOLAR

La energía solar tiene confirmada su utilización en los procesos siguientes:

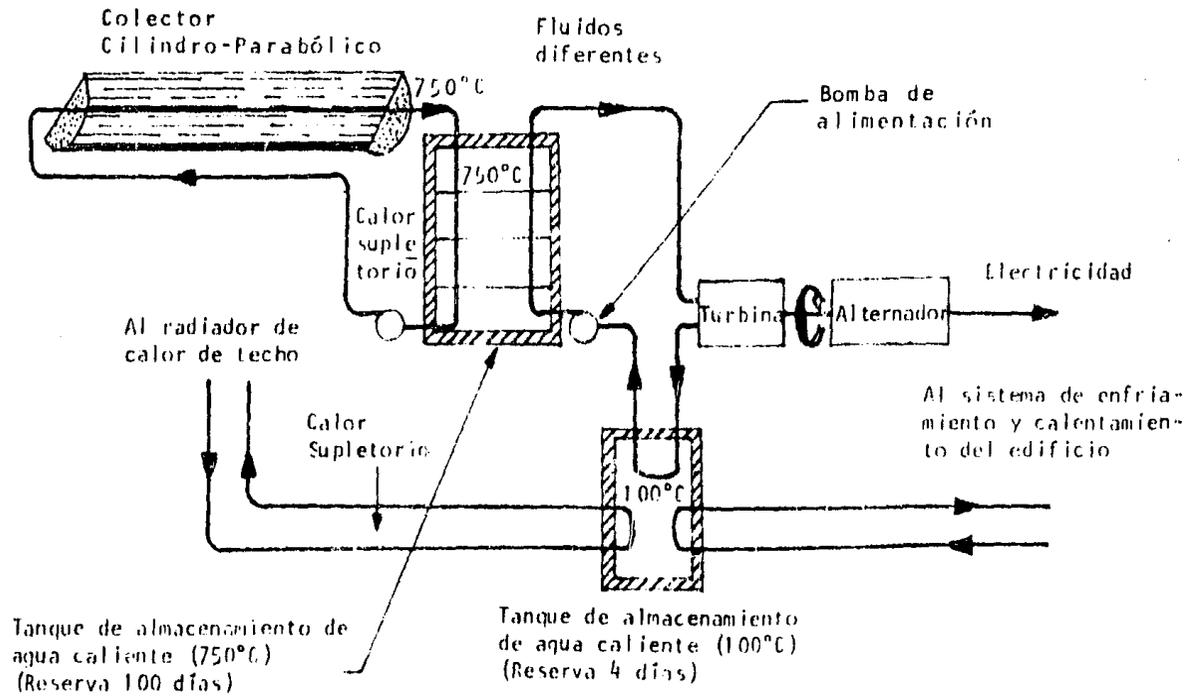


Figura 1.2 Sistema de generación de electricidad con energía solar empleando el concentrador cilindro-parabólico.

1.3.1 Sistemas de evaporación en las salinas

La obtención de sal de pozos, minas de sal o de las aguas de los mares por evaporación, es en realidad uno de los oficios más antiguos de la humanidad, aunque el grado de pureza de la sal de aquellos tiempos dejara mucho que desear.

En los Estados Unidos John Johnson fue quien, en 1854, primero obtuvo sal por evaporación utilizando para ello embalses o lagunas junto a la costa.

En la actualidad, en la bahía de San Francisco la producción anual de sal por evaporación es aproximadamente de un millón de toneladas, además de medio millón más proveniente de otra instalación en Newark. Para obtener un millón de toneladas de sal hay que evaporar unos 40 500 millones de litros de agua de mar, que hay que almacenar o embalsar primeramente en lagunas bien aisladas.

A raíz de minuciosas investigaciones realizadas, la firma Leslie Salt Co. ha podido establecer que de la energía total necesaria para la obtención de la sal, su refinación y transporte, un 99.33%, era producida por radiación solar y tan sólo un 0.07%, por electricidad y combustibles.

Durante los primeros meses de verano, el agua de la bahía pasa a las primeras lagunas de concentración, ya que durante esta época del año el agua alcanza el mayor grado de salinidad. Una vez llenas las lagunas, se inicia la evaporación por radiación solar, hasta que la solución alcanza la concentración suficiente y se cristaliza en cloruro de sodio (NaCl) puro.

Al alcanzar el agua su saturación máxima, se convierte en cloruro sódico húmedo. En primavera las lagunas de cristalización se aplanan y por abril y mayo se bombea la salmuera en unos depósitos cuidadosamente limpios. Poco después de haber sido llenados estos depósitos hasta una altura de unos 60 cm, empieza la formación progresiva de finos cristales de sal. En

otoño la capa de cristales de sal alcanza ya un espesor de 10 a 15 cm. El líquido remanente, que es lo que se llama agua madre, rico en magnesio, bromo y calcio, se extrae de los depósitos y es aprovechado en otras aplicaciones. La sal, que ahora es cloruro sódico de 97.8% de pureza, queda así lista para su cosecha.

1.3.2 Destiladores solares

El proceso de destilación solar es muy conocido y actualmente existen plantas en operación en varios países. Los diseños básicos no son muy diferentes a los que se empleaban a fines del siglo pasado, basados en el efecto invernadero. Un destilador solar es un recipiente cubierto de vidrio o plástico en declive y canales en su extremo inferior (ver figura 1.3). El fondo del recipiente, pintado de negro, actúa como colector solar para calentar el agua, que se evapora, se condensa en la cubierta y se recoge en el canal. Estudios recientes han mostrado que los parámetros principales que influyen en la eficiencia de este tipo de destiladores son: separación entre la superficie de evaporación y condensación, espesor de la capa de agua, magnitud de la insolación, temperatura atmosférica y velocidad del viento. También es importante que la cubierta transparente esté bien sellada para evitar pérdidas de vapor.

Existe otra forma de destilar agua por medio de energía solar; requiere una tecnología más complicada y costos más altos, pero opera con mayores rendimientos. Se han construido equipos todavía de tipo experimental en los que la captación de la energía solar se realiza generalmente en colectores planos y la evaporación del agua se lleva a cabo por separado en un subsistema similar al de los distintos tipos de plantas desaladoras que emplean fuentes convencionales de calor. Una-

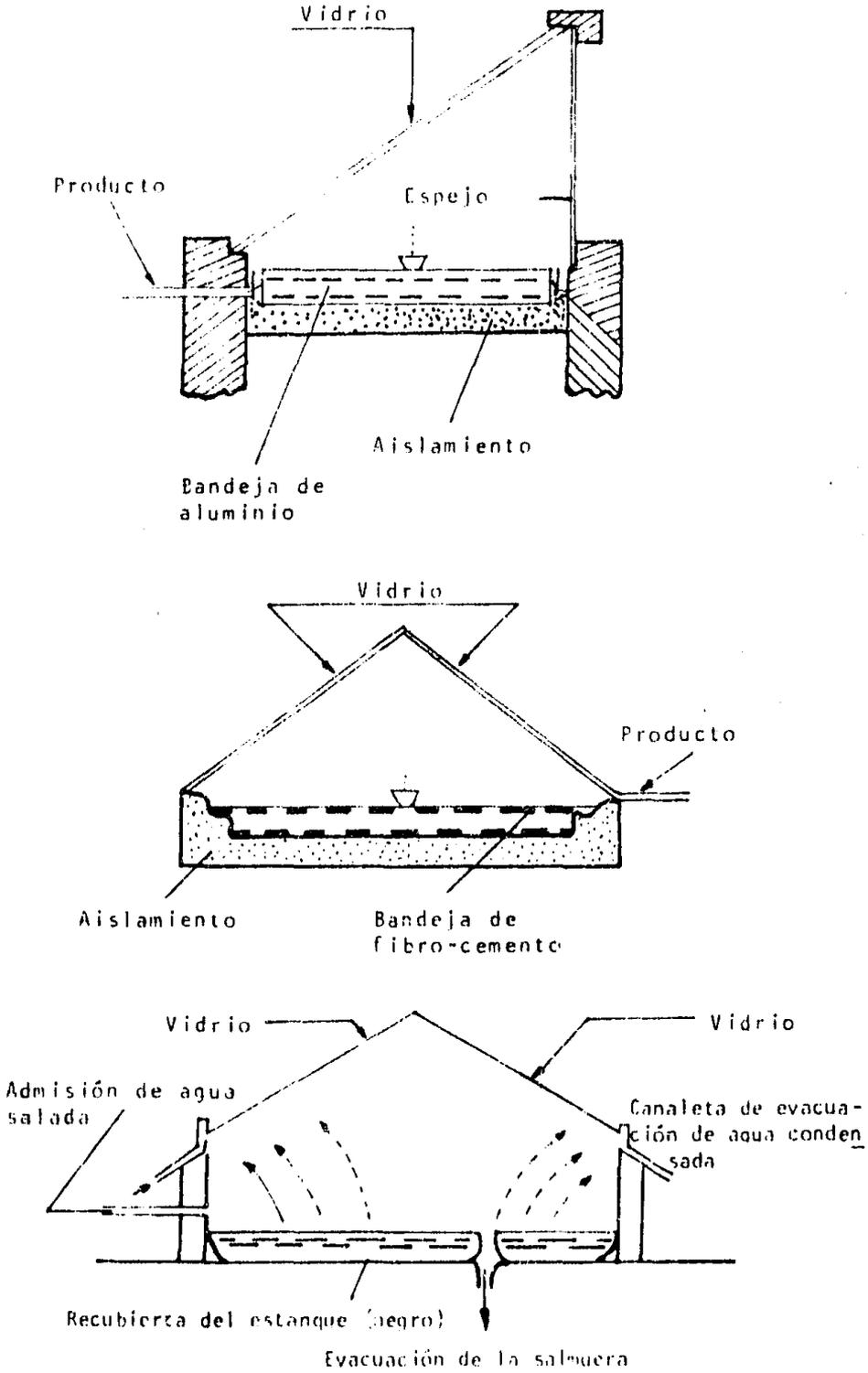


Figura 1.3 Diagrama de varios tipos de destiladores solares.

de estas alternativas se conoce como destilación por "flasheo" o evaporación instantánea.

En este proceso el agua salina es precalentada por intercambio de calor con los vapores que se condensan, pasa a un colector solar donde alcanza una temperatura de 70 a 90°C y después recorre varias etapas en las que la presión se reduce gradualmente y libera vapor que condensa en los tubos que alimentan el colector.

Los destiladores solares suponen altas inversiones iniciales pero bajos costos de operación.

1.3.3 Calentadores solares de agua

El calentamiento de agua es otra sencilla aplicación de la energía solar. Los calentadores solares de agua se han utilizado durante varias décadas, y su utilización se está extendiendo rápidamente en varios países.

Se ha desarrollado una variedad considerable de calentadores solares de agua, según se ha hecho hincapié en la seguridad de funcionamiento, en la facilidad de manejo y en el bajo costo.

Un calentador solar de agua consiste básicamente en un colector plano conectado a un tanque de almacenamiento de agua. Los sistemas pasivos operan sin necesidad de otras fuentes de energía, puesto que el agua circula por convección natural a través de la placa absorbente si el tanque de almacenamiento se encuentra situado a cierto nivel más alto que el colector. Este cuenta con rejillas o un serpentín por el que circula el agua, que al calentarse pasa a la parte superior del tanque, mientras que el agua fría, que se encuentra acumulada en su parte inferior, pasa por gravedad al colector. Usualmente el sistema se diseña para mantener el agua a una temperatura alrededor de 40°C.

En la actualidad se está empleando una técnica para la obtención de agua caliente mediante acumuladores.

Este tipo de instalaciones se encuentra en gran número -- por el norte de África. La iniciadora de la fabricación de acumuladores a base de energía solar, fue la firma RADIOSOL, en Casablanca . Actualmente los calentadores de agua Radiosol los fabrica en grandes series la empresa Paturle & Cia., de Antibes, en el sur de Francia.

En México existen actualmente alrededor de 25 fabricantes de calentadores solares de agua. La producción de estos equipos en pequeña escala se inició en Guadalajara, donde una compañía opera desde 1942; se extendió más adelante a Cuernavaca, Mexicali y la Ciudad de México. Las empresas son pequeñas con métodos de fabricación semiartesanales y se emplean materiales nacionales.

1.3.4 Secadores solares

El secado solar de productos agrícolas es probablemente uno de los usos más antiguos de la energía solar directa.

El secado solar se puede producir directamente exponiendo el material sólido a la radiación solar, con o sin cubierta transparente. También se puede realizar indirectamente por calentamiento a través de una corriente de aire de baja humedad relativa. Cuanto menos húmedo esté el aire que pasa, más agua se evaporará del material a través del que pase.

El proceso de secado consiste en elevar la temperatura -- del aire del medio ambiente. Usualmente el aire se calienta 10 o 15°C para disminuir a menos de la mitad su humedad relativa respecto al medio. Hay dos tipos básicos de secadores solares; en el primero, el calor necesario se obtiene exponiendo los -- productos directamente a la radiación solar a través de una -

cubierta transparente o sin ella (secado directo). La radiación, además de secarlos, permite la descomposición de la clorofila residual en los tejidos de los frutos verdes por efecto de la insolación directa, desarrollando su calor. Sus mayores desventajas radican en daños que ocasiona por sobrecalentamiento y en ser un secado relativamente lento debido a la deficiente renovación del vapor de agua de las cabinas de secado.

En el segundo tipo, los productos se secan circulando -- aire precalentado (secado indirecto). La circulación del aire absorbe el vapor de agua con lo que el secado se acelera. -- Además, se evitan problemas de sobrecalentamiento. El aire caliente se hace circular a través del producto ya sea por convección natural (sistema pasivo) o forzándolo con ventiladores (sistema activo).

Para evitar desperdicios, el grano y las cosechas de forraje se deben almacenar en aire con una humedad relativa de alrededor del 62%, en equilibrio con las cosechas. La humedad del aire caliente debe ser menos del 62%, pero superior al 30% de humedad relativa. Los canales del colector solar deben ser lo suficientemente grandes para que ofrezcan poca resistencia al paso del aire caliente.

Los colectores planos para calentamiento de aire se diferencian de los que se usan para calentar agua debido a las siguientes características; no presentan problemas importantes de corrosión, fugas, congelamiento o presión. Por otra parte, la densidad y calor específico relativamente bajos del aire -- originan colectores más voluminosos.

Las posibilidades de difundir secadores de diferentes escalas, su combinación con otros requerimientos para la conservación del grano y los impactos que esto tendría deben realizarse considerando el secado como una fase del proceso de producción y comercialización del grano en México y el resto del mundo.

1.4 ALGUNAS FORMAS DE APLICACION DE LA ENERGIA SOLAR QUE SE ENCUENTRAN EN DESARROLLO

1.4.1 Calefacción de edificios

El primer factor que se debe tener presente para hacer eficaz un sistema de calefacción de un edificio es un diseño arquitectónico que permita una buena utilización de la energía empleada, sea ésta solar o de otra índole, reduciendo al mínimo la pérdida térmica, sin perjudicar la ventilación natural cuando convenga (orientación, ventanas, tipo de muros y techo, pintura, etc.).

Los sistemas para la calefacción de edificios pueden ser activos o pasivos. Los primeros emplean la arquitectura misma de la vivienda para coleccionar, almacenar y distribuir la energía calorífica.

Los sistemas activos son, en general más eficientes que los pasivos. En ellos, el transporte y distribución del calor se realiza mediante una bomba para forzar la circulación del fluido empleado lo cual requiere del consumo de otros energéticos. Además, la captación de la energía solar se realiza usualmente con colectores más eficientes.

La temperatura necesaria para la calefacción de edificios es baja, por lo que no hace falta utilizar los costosos colectores focales y móviles. La calefacción solar se realiza en su totalidad con colectores planos montados horizontalmente en un techo plano, inclinados hacia el ecuador sobre un tejado, o colocados en la fachada de un edificio que mire al ecuador.

Para lograr un rendimiento óptimo es necesario que los colectores solares se hallen bien orientados al Sol, procurando que la radiación no resulte obstruida por la sombra proyectada por algún elemento. Para que los rayos solares incidan verticalmente hay que considerar en todos los tipos de colec-

tores determinados ángulos de inclinación, dependiendo de la localidad.

Como fluido circulante se emplea agua corriente a la que, en evitación de congelaciones, se le agrega un producto anti-congelante, que se procurará no sea tóxico ni químicamente agresivo. Un peligro que hay que prever es el sobrecalentamiento que puede producirse cuando se interrumpe la circulación del agua por corto tiempo o cuando se reduce la velocidad de paso al vaciar el equipo.

Para lograr una reducción de pérdidas por conducción, puede revestirse la parte interior de los elementos de recubrimiento de capas reflectantes para la radiación calorífica de onda larga, recurriendo además a un sistema de subdivisión vertical de las superficies.

Se están ensayando ya las posibilidades de la acumulación de energía durante períodos prolongados. No obstante, parece ser que un llamado acumulador para todo el año está siendo cada vez más descartado por los técnicos especialistas a medida que se van adquiriendo mayores conocimientos heliotécnicos. El gran depósito de agua y el eventual equipo calefactor auxiliar necesario para este proyecto, no resultarían rentables para la mayoría de usuarios.

1.4.2 Instalaciones solares de aire acondicionado

De todos los usos posibles de la energía solar, uno de los que han sido acogidos con más entusiasmo en todo el mundo es el del enfriamiento solar. En los Estados Unidos, en donde el combustible y la electricidad son abundantes y anteriormente eran baratos, el enfriamiento solar puede llegar a ser la aplicación más extendida de la energía solar.

Uno de los atractivos de desarrollar refrigeradores o sistemas de aire acondicionado operados con energía solar con

siste en que las necesidades máximas de energía coinciden con las mejores condiciones de insolación.

Por indicación de la Fundación Nacional de Ciencia (National Science Foundation) de Estados Unidos, varios institutos y empresas iniciaron una serie de estudios e investigaciones de instalaciones solares de climatización. En el Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de Colorado, se proyectó una instalación que fue destinada a refrigerar un equipo de absorción de litio-bromo.

De todos los productos químicos ensayados, entre los que se incluían el bromuro de litio y el etilenglicol (glicol etilénico), el más apropiado para deshumectar y refrigerar resultó ser el cloruro de calcio (CaCl_2). La condición esencial para el buen funcionamiento de un destilador solar por ejemplo; una solución de CaCl_2 al 50%, es que la radiación solar sea cuanto menos de 0.4 kW/m^2 . Por tal razón las instalaciones de deshumectación sólo resultan rentables en regiones de mucha insolación. Con un cálculo muy aproximado, se puede estimar que el área del colector solar necesaria es igual a la superficie del edificio que se piensa acondicionar. En un edificio con techo plano. La mayor parte del mismo habría de ser cubierto por colectores solares. Obviamente existen problemas económicos y arquitectónicos, aunque el costo de mantenimiento del aire acondicionado eléctrico es muy alto, particularmente en áreas tropicales remotas, y el costo de mantenimiento del aire acondicionado solar es muy bajo.

1.4.3 Estufas solares

Una de las aplicaciones más simples de la energía solar-

consiste en hervir y calentar comida con la luz solar enfocada. Se ha efectuado un esfuerzo considerable en la investigación de diferentes tipos de cocina y se han desarrollado algunos diseños muy ingeniosos.

En uno de los tipos de cocina, se utiliza un reflector circular parabólico de 120 cm de diámetro, que enfoca los rayos solares sobre la base horizontal de una olla de 20 cm de diámetro, proporcionando un calor equivalente al de una resistencia eléctrica de 500 Watts, suficiente para hervir un litro de agua en 15 minutos.

Es posible también utilizar hornos aislados térmicamente con ventanas de vidrio que admiten la radiación solar pero reducen las pérdidas de la radiación infrarroja emitida por el horno caliente, y los aislamientos. Hay un tipo de horno consistente en una caja aislada térmicamente con un recipiente de cocina cuadrado de 25 cm de lado, inclinada hacia el Sol y ajustada cada media hora a medida que se "mueve" el Sol durante el día. Cuatro reflectores inclinados de aluminio pulido colocados a los lados del horno reflejan la luz a través de la ventana hacia dentro del horno. El área total efectiva es por tanto de 0.56 m^2 y se alcanzan temperaturas de 205°C y más altas. Después de la exposición al Sol se coloca un aislante sobre la ventana para mantener el calor. Para almacenar el calor por períodos más largos de tiempo se utilizan depósitos herméticos conteniendo sales de hidróxidos fundidas.

La estufa solar es el aparato del "hombre modesto" en muchos de los países en desarrollo, pero no se ha podido generalizar su uso. Después de algún tiempo de utilización del sistema los usuarios han vuelto a los métodos tradicionales.

El interés por el empleo de estufas solares nace de la intención de reducir el ritmo de deforestación en muchas zonas rurales y de presentar alternativas para cocinar alimentos en aquellas áreas donde los recursos forestales no existen o casi

han desaparecido, y además debido a la escasez de los hidrocarburos.

La aceptación de las estufas solares, depende en gran medida de las costumbres de cocina y alimentación de las personas de un área determinada.

A pesar de que una comparación de costos de estufas solares con otras alternativas pudiera ser muy ventajosa para las primeras, han fracasado varios intentos de introducir estos equipos en algunos países. A falta de un análisis detallado de las causas de tales fracasos, puede decirse que los equipos tienen varios inconvenientes para su uso cotidiano; entre ellos, que algunos diseños no pueden emplearse en días nublados ni fuera de determinado horario y que muchas veces no se adecúan a los hábitos vigentes de preparación de alimentos.

Se podría avanzar muchísimo en la estufa solar si fuese posible colocar un elemento absorbente de calor en la estufa solar durante dos o tres horas soleadas cualesquiera del día y después llevarlo a la cocina para mantenerlo allí en una caja aislada térmicamente a fin de utilizar el calor más tarde. El problema de construir un instrumento de almacenamiento de calor de éste tipo no ha sido resuelto todavía.

Será muy difícil desplazar al gas natural: mientras éste se pueda usar a discreción. Pero el gas parece que se puede acabar en pocos años, y sí vale la pena pensar en otros medios que puedan sustituirlo sin dañar la economía doméstica ni reducir comodidades.

1.4.4 Celdas fotovoltaicas

Una profunda investigación se está desarrollando en los procesos de conversión de la energía solar en energía eléctrica por medio de celdas fotovoltaicas.

Es posible convertir directamente la energía solar en - -

energía eléctrica, sin una etapa térmica intermedia. La conversión fotovoltaica se basa en las propiedades de algunos sólidos (conocidos como semiconductores) que permiten a estos materiales generar una carga eléctrica capaz de producir trabajo útil al exponerse a la luz solar. Los semiconductores son los componentes básicos de las celdas fotovoltaicas.

Los atractivos de los sistemas fotovoltaicos son:

- su larga vida útil debido a que no cuentan con partes móviles que se desgasten;
- su operación simple, y
- prácticamente no requieren mantenimiento.

Además son de tipo modular, de manera que pueden diseñarse para satisfacer necesidades de energía de cualquier magnitud y aumentar la capacidad de los sistemas de manera gradual y flexible (una explicación más detallada acerca de la conversión fotovoltaica se verá en el capítulo 4).

1.4.5 Máquinas solares

En la actualidad para alcanzar un alto nivel de vida se necesita energía abundante y barata. En los países del mundo actualmente industrializados, el combustible y la energía eléctrica son baratos en comparación con el costo de la energía solar. Hasta la fecha no existe ninguna oportunidad para la energía solar de competir con la energía producida con máquinas convencionales que utilizan combustible.

Al comparar el costo de la energía solar con el de la energía producida con combustible se ve claramente que aunque el costo del combustible es grande, la inversión de capital necesaria para una planta solar es mucho mayor que para una planta que usa combustible.

En los motores solares, el problema es tanto del motor -

como de los colectores solares. Los motores solares, que no deben confundirse con los hornos solares o cocinas solares, transforman la energía solar en una fuente de potencia, con la que se accionan directamente bombas, turbinas de vapor y otros dispositivos mecánicos.

Frank Shuman en 1901 construyó en Pasadena, California, una máquina motriz solar, que comprendía un reflector de 11 metros de diámetro, dispuesto en forma de un paraguas invertido. El citado reflector concentraba los rayos del Sol sobre una caldera con 4 050 litros de agua, de la que se alimentaba una máquina de vapor de 10 CV.

El profesor Giovanni Francia, de la Universidad de Génova, desarrolló materiales para el aprovechamiento de la energía solar, muy apropiados para colectores en forma de caldera redonda, con estructura tubular vertical o de panal de abeja. En 1964 se fabricaron con estos aparatos muy diversos y prometedores dispositivos de medida y ensayo.

Se encuentra también en progresivo desarrollo el llamado "embudo de Lorrach", del Laboratorio de Investigación, debido al profesor Dr. Ing. Hans Kleinwächter. Fue concebido como concentrador solar; dirige ópticamente los rayos del Sol a un colector plano, provisto de una nervadura formada por tubos de calefacción, situado en el fondo del embudo. El primer modelo de aristas múltiples, consta de hojas azogadas. Los tubos flexibles que parten del colector conducen el vapor generado a un sistema de tubos colectores o bien directamente a una unidad auxiliar móvil.

Se ha propuesto la incorporación de 12 concentradores solares de forma de embudo que por un sistema de ejes de acoplamiento y juegos de engranajes, movidos por un motor sincrónico, mantengan los embudos constantemente orientados al Sol. Una instalación de este tipo precisaría una superficie no mayor de 900 m² y podría suministrar vapor a alta presión (200°

y 16 bar) con una potencia primaria de 300 W.

Como no sería difícil montar en gran escala las instalaciones productoras de vapor descritas, podríamos muy bien calificarlas de precursoras de futuros grandes proyectos.

1.5 PERSPECTIVAS SOBRE EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR EN MÉXICO

Dentro del panorama energético nacional el papel que puede desempeñar en el futuro la denominada energía no convencional (aquella basada en biogás, energía solar, eólica, etc.) es cada vez más importante. Esto se debe fundamentalmente a: 1) ser hasta hoy el petróleo y sus derivados el pilar del desarrollo del país; 2) la viabilidad que existe de que la energía no convencional contribuya a resolver el problema del desarrollo agroindustrial y de servicios públicos entre varios millones de mexicanos que habitan las zonas rurales más pobres y ciertas áreas urbanas marginadas.

En lo referente a la industria solar nacional, ésta se encuentra en un incipiente desarrollo, debido principalmente a su carácter artesanal y sobre todo a la falta de incentivos fiscales como apoyo por parte del sector público.

Cabe destacar, sin embargo, el alto nivel científico alcanzado en algunas áreas del aprovechamiento de la energía solar, siendo un nivel de frontera con respecto a los países industrializados. Los estudios están enfocados básicamente a los fenómenos físicos y químicos involucrados en la conversión fototérmica y fotovoltaica.

Una proyección fundada del alcance que puede tener la energía solar en el futuro y sus modalidades específicas de aprovechamiento (tecnologías, escalas, etc.) presenta múltiples problemas, entre otros:

- Estimar los costos futuros de las tecnologías solares, que actualmente se encuentran en rápida evolución.
- Proyectar los costos de los combustibles fósiles y de otras alternativas energéticas
- Determinar el impacto del aumento del precio de los combustibles fósiles en los costos de las demás alternativas energéticas.
- Determinar la evolución de la demanda energética en función del desarrollo socioeconómico y de los avances en la eficiencia de producción, distribución, conservación y aprovechamiento de la energía.

Ciertamente puede decirse que cualquier cambio masivo hacia otras fuentes de energía tomaría décadas y que los costos y beneficios de las diferentes alternativas energéticas afectan de manera distinta a diversos grupos sociales y países, de modo que la selección entre estrategias energéticas alternativas reflejan en el fondo una decisión política que no se basa exclusivamente en pronósticos matemáticos precisos, sino que debe analizarse a la luz de las condiciones sociales, económicas y políticas tanto a nivel nacional como internacional.

En México el apoyo financiero del gobierno para la investigación y desarrollo de la energía solar ha sido escaso. Hasta ahora, parecen faltar recursos para avanzar de la fase de laboratorio a las de planta piloto, planta de demostración y planta comercial. En vista de que el paso de la etapa de laboratorio a las fases subsecuentes de desarrollo de la tecnología exige un incremento importante en el monto de los recursos requeridos, es necesario un análisis de las diversas opciones actualmente investigadas en México para jerarquizar la importancia y urgencia de su desarrollo posterior.

En el área de calentadores de agua para uso doméstico, en México existen por lo menos 25 fabricantes de estos equipos. Fundamentalmente dichos fabricantes están concentrados -

en la Zona Centro Occidente de la República. A este respecto, en la segunda Reunión Nacional sobre Energía no convencional - realizada en Palmira, Morelos, en febrero de 1978, se recomendó la fijación y normalización de requerimientos mínimos para calentadores comerciales. Pero, mientras su producción se mantenga en este nivel, tenderá sólo a complementar el uso de calentadores convencionales en algunas regiones del país.

En el área de secado solar de productos agrícolas y pesqueros, los resultados hasta ahora obtenidos muestran que deben impulsarse proyectos piloto con equipos de diferentes capacidades y de distintos productos para comparar su funcionamiento en condiciones reales con el de los equipos convencionales.

La destilación de agua con energía solar es otro de los procesos que podría considerarse competitivo en pequeña escala en zonas aisladas; pero a condición de que se desarrollen prototipos durables y confiables a partir de varios diseños - ya probados en otros países: seleccionando aquellos que por materiales empleados y técnicas de fabricación se adaptan más fácilmente a las condiciones locales.

La climatización de viviendas, mediante sistemas pasivos, es una de las aplicaciones de la energía solar que puede difundirse a mediano plazo, aunque a escala limitada en algunas regiones y sobre todo a nivel urbano.

Otra aplicación que puede difundirse de manera limitada - a mediano plazo (sobre todo en localidades pesqueras aisladas) es la refrigeración solar.

En lo que se refiere a la fabricación de dispositivos para transformar la luz del Sol en energía eléctrica, a través - del denominado efecto fotovoltaico, existe una sola industria en manos del Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN. Allí, en el Departamento de Ingeniería Eléctrica, a partir de obleas de silicio importadas se completan los pasos in

dustriales para la fabricación de paneles: dopado de silicio, fabricación del enrejado, contactos eléctricos encapsulado y enmarcado.

Aparte de lo que se realiza en el IPN, no existe en México ningún esbozo de actividad industrial, aun cuando en el Instituto de Investigación en Materiales de la UNAM se están dando los pasos necesarios para generar tecnología de fabricación de celdas solares con silicio amorfo. Sin embargo, en el futuro su potencial se desarrollará conforme se puedan incorporar usos que exigen mayor consumo de energía.

En lo que se refiere a bombas solares es conveniente a partir de los resultados ya obtenidos, desarrollar sistemas experimentales de mayor potencia y continuar la investigación. Además deben evaluarse seriamente los resultados del Proyecto Tonatiuh.

Podemos decir entonces que, a excepción de los calentadores solares de agua para uso doméstico y los sistemas de climatización de viviendas, las mayores perspectivas para empleo de equipos solares se encuentran en zonas rurales, sobre todo en pequeñas localidades aisladas, de acuerdo con la situación del país en cuanto a generación y distribución de energía convencional. Existen por ejemplo, alrededor de 100 mil localidades rurales no electrificadas en el país, la mayoría de las cuales no podrán electrificarse por medios convencionales debido a su aislamiento, su tamaño y las inversiones que esto implicaría.

Por todo esto, si deseamos que la energía solar pueda, en un momento dado, contribuir a cubrir parte de las necesidades energéticas, debemos apoyar los desarrollos tecnológicos para que se concreten y en corto plazo hacer posible su utilización.

CAPITULO 2

RADIACION SOLAR

2.1 CONSIDERACIONES GEOMETRICAS BASICAS

2.1.1 El movimiento de la Tierra; tiempo

Dos son los principales movimientos de la Tierra; la traslación alrededor del Sol, y la rotación sobre su eje. Ambos son importantes en aplicaciones de energía solar.

2.1.1.1 El movimiento orbital de la Tierra

La Tierra gira en una órbita elíptica alrededor del Sol, encontrándose éste en un foco de la elipse (figura 2.1). La forma elíptica de la órbita es exagerada en esta figura; de hecho, la órbita es casi un círculo, teniendo ejes semimayor y semimenor de 1.4968×10^8 km y 1.4966×10^8 km respectivamente, y una excentricidad $e=0.0167$. El periodo de traslación se define como una año. El perihelio, punto al cual la Tierra está más cerca del Sol, ocurre aproximadamente el 2 de enero, y el afelio, punto al cual la Tierra está más lejos del Sol ocurre el 2 de julio. Como muestra la figura 2.1, el movimiento orbital de la Tierra y su rotación son contrarios al sentido de las manecillas del reloj, visto desde el Polo Norte.

El plano que contiene la órbita elíptica de la Tierra es llamado el plano de la eclíptica. El plano ecuatorial es el plano que contiene al ecuador de la Tierra. El ángulo entre estos planos es de 23.45° ; puesto que el eje terrestre intersecta al plano de la eclíptica en un ángulo de 66.55° (ver figura 2.1).

Las estaciones se deben al hecho de que el eje terrestre está inclinado con respecto al plano de la eclíptica. Como muestra la Figura 2.1 la radiación solar llega al hemisferio Norte directamente en el afelio, causando el verano en

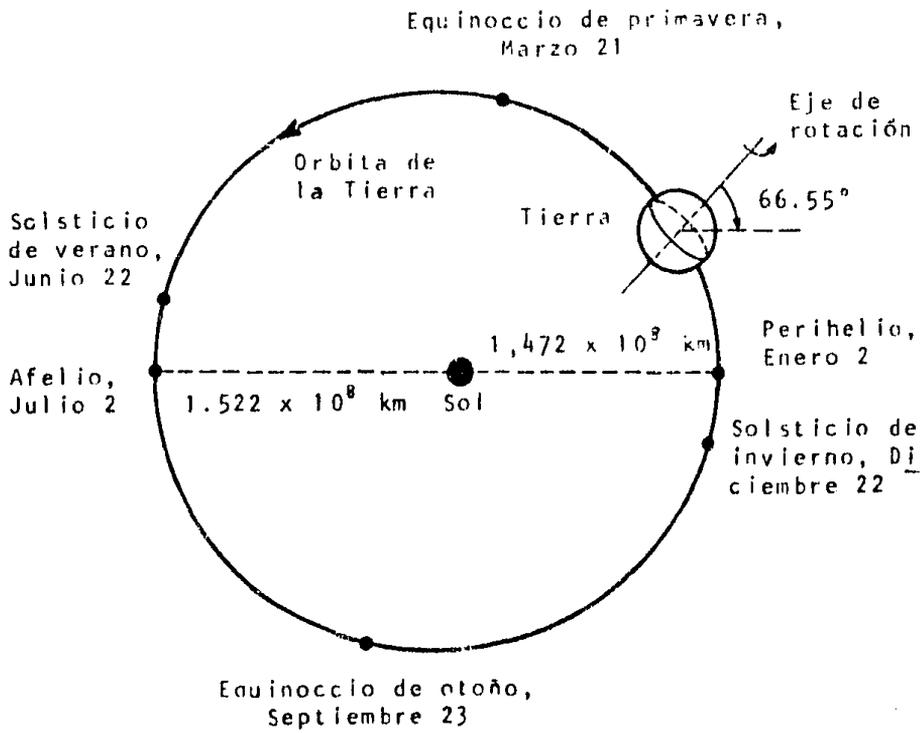


Figura 2.1 La órbita de la Tierra.

este hemisferio durante esa parte del año. Al mismo tiempo, la radiación solar llega al hemisferio Sur oblicuamente, causando el invierno. Los equinoccios son fechas en las cuales el vector Tierra-Sol se halla en el plano ecuatorial.

2.1.1.2 Declinación solar

El ángulo entre el vector Tierra-Sol y el plano ecuatorial es llamado el ángulo de declinación solar, δ . Por convención, es considerado positivo cuando el vector Tierra-Sol apunta al norte del plano ecuatorial. La declinación varía de -23.45° el 21 de diciembre, en el solsticio de invierno, a 23.45° el 22 de junio, en el solsticio de verano. La declinación solar está dada aproximadamente por la ec. (2.1):

$$\sin \delta = 0.39795 \cos [0.98563 (N-173)] \quad (2.1)$$

Donde N es el número del día con respecto al año.

2.1.1.3 La rotación de la Tierra. Tiempo solar

La rotación de la Tierra sobre su eje ocasiona el ciclo día-noche y da la impresión de que el Sol viaja a través del cielo cada día de este a oeste. Este ciclo es la base para el "Tiempo Solar", un "día solar" se define como el intervalo de tiempo desde el momento que el Sol atraviesa el meridiano local hasta el próximo tiempo en que cruza el mismo meridiano. Como la Tierra sigue su camino en su órbita durante este intervalo, el tiempo requerido para una rotación completa de la Tierra es menor que un día solar alrededor de 3.95 minutos - (figura 2.2).

2.1.1.4 Tiempo solar, tiempo medio y la ecuación de tiempo

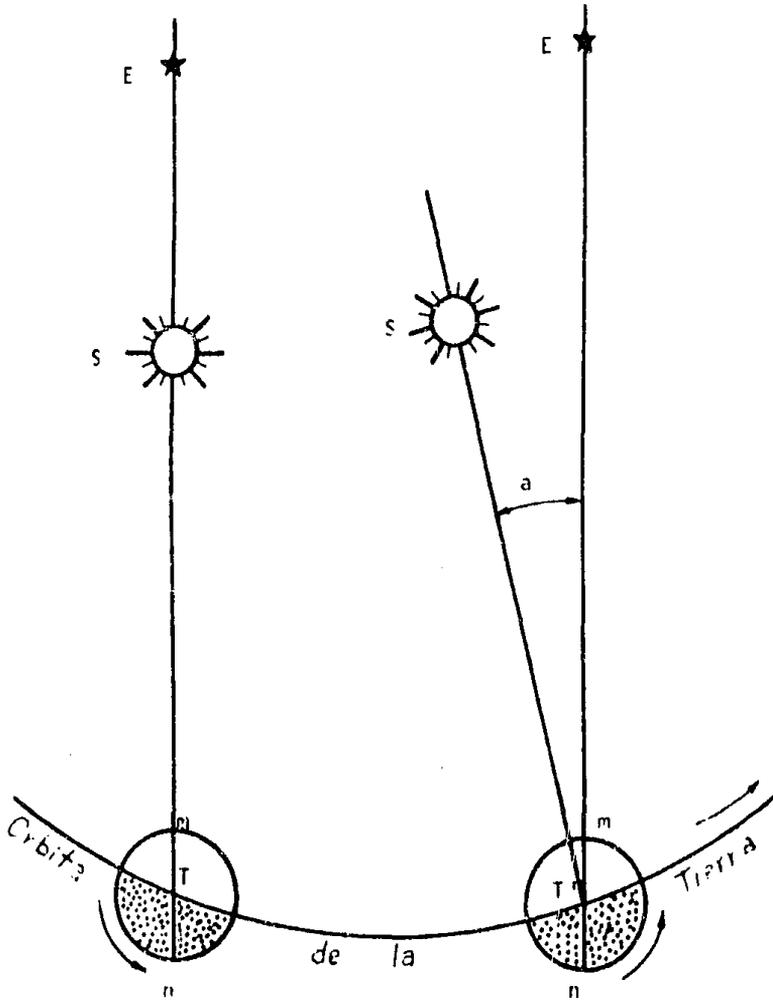


Figura 2.2 Diferencia entre el día solar y el día sidereal.

El día solar varía en duración a través del año porque el eje terrestre está inclinado con respecto al plano de la eclíptica y el ángulo recorrido por el vector Tierra-Sol durante un período fijo de tiempo depende de la posición de la Tierra en su órbita elíptica. Además, el mediodía solar, tiempo al cual el Sol atraviesa el meridiano local, difiere para lugares de diferente longitud. Consecuentemente, el tiempo medio (llamado también legal o civil), que es un tiempo uniforme, y el tiempo solar difieren. Esas diferencias constituyen la llamada ecuación de tiempo; diferencias que llevan calculadas para todos los días del año los anuarios de los observatorios astronómicos. La ecuación de tiempo (ET) está dada aproximadamente por la ec. (2.2):

$$ET = (0.1236 \text{ sen } x - 0.0043 \text{ cos } x + 0.1538 \text{ sen } 2x + 0.0608 \text{ cos } 2x) \text{ horas} \quad (2.2).$$

donde el ángulo x es una función del día N del año:

$$x = \frac{360 (N-1)}{365.242} \quad (2.3)$$

La expresión (2.2) para la ecuación de tiempo puede ser usada para convertir tiempo local medio (TLM) a tiempo solar (TS):

$$TS = TLM - ET - LA \quad (2.4)$$

donde LA es la expresión para el ajuste de la longitud expresada en horas. Como la conversión de grados a horas está dada por $15^\circ = 1h$ (ó $360^\circ = 24h$), la longitud ajustada LA en horas es:

$$LA = \left[(\text{longitud local}) - (\text{longitud del meridiano del tiempo local}) \right] / 15 \quad (2.5)$$

donde las longitudes están en grados.

2.1.1.5 Cálculo del mediodía solar

Una técnica muy simple para obtener un cálculo aproximado del tiempo local medio al cual ocurre el mediodía solar es simplemente, encontrar el punto medio entre los tiempos locales para la salida y puesta del Sol.

El tiempo local medio para el mediodía solar puede ser determinado aproximadamente usando la ec. (2.4). Este tiempo puede encontrarse con mayor precisión en las tablas de la posición del Sol en los anuarios de los observatorios astronómicos.

2.1.1.6 Angulo horario

En algunos sistemas de tiempo, es conveniente expresar el tiempo en grados en lugar de horas. Especialmente para especificar las posiciones de cuerpos en el espacio como funciones del tiempo. La unidad de medición angular del tiempo es el ángulo horario; que es la distancia angular al Sol desde el meridiano del observador. La conversión básica es que 24 horas equivalen a 360° .

En energía solar, el ángulo horario solar H es usado ampliamente para expresar el tiempo solar, porque está relacionado directamente a la posición del Sol en el cielo. El ángulo horario solar es medido desde el mediodía solar y es positivo antes del mediodía solar y negativo después de éste. Por ejemplo, a las 8 A.M. tiempo solar, el ángulo horario solar H es 60° , y a las 9 P.M. tiempo solar H es -135° .

Como el tiempo solar varía con la longitud, el ángulo horario solar también lo hace.

2.1.2 La localización del Sol

2.1.2.1 La trayectoria aparente del Sol

La esfera celeste es una esfera imaginaria a una distancia indefinida de su centro, la Tierra. Este es un invento conveniente para localizar objetos celestes cuando su distancia a la Tierra no es importante. Todos los objetos celestes son considerados como viajeros en esta esfera, y solamente se especifica su posición en ella.

El sol viaja a través de la esfera celeste de este a oeste cada día: la trayectoria aparente del Sol es un círculo en esta esfera. Esta trayectoria diaria depende de el tiempo del año y de la latitud del punto de observación en la Tierra. La figura 2.3 muestra la trayectoria aparente del Sol para una latitud N para los equinoccios y solsticios.

2.1.2.2 Azimut, cénit y altura solar

La posición del Sol en la esfera celeste se especifica usualmente en términos de altura solar E y azimut A (figura 2.4). La altura solar mide la distancia angular al Sol desde el horizonte, y el azimut mide la distancia angular entre el plano vertical que pasa por el Sol y el plano del meridiano del lugar. El ángulo se mide sobre el horizonte, a partir de la línea meridiana, desde el sur. El azimut se considera positivo hacia el este y negativo hacia el oeste.

La distancia cenital Z es la distancia angular entre el Sol y el cénit, que es el punto en que la vertical prolongada indefinidamente corta a la esfera celeste. Por lo tanto, E y Z son ángulos complementarios:

$$E + Z = 90^\circ \quad (2.6)$$

La altura solar y el azimut son calculados para cualquier tiempo, fecha y lugar usando las siguientes fórmulas (donde ϕ es la latitud tomada como positiva al norte del ecuador).

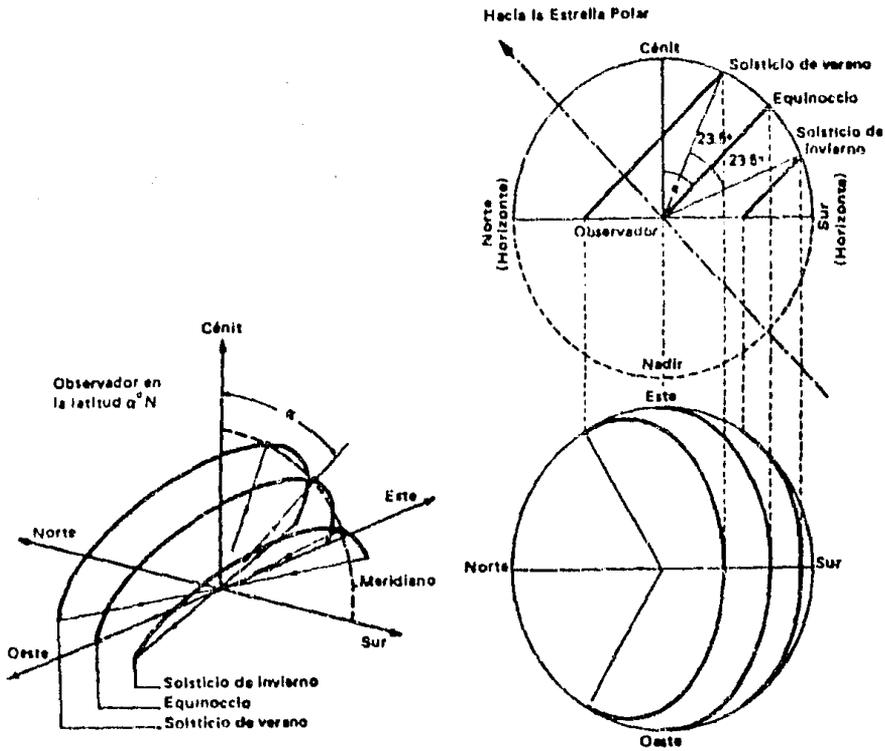


Figura 2.3 (a) Movimiento aparente diario del Sol en la latitud α° norte en el solsticio de invierno, en el solsticio de verano y en el equinoccio; (b) Vista lateral y desde arriba de la curva diurna del Sol para un observador en la latitud α° norte.

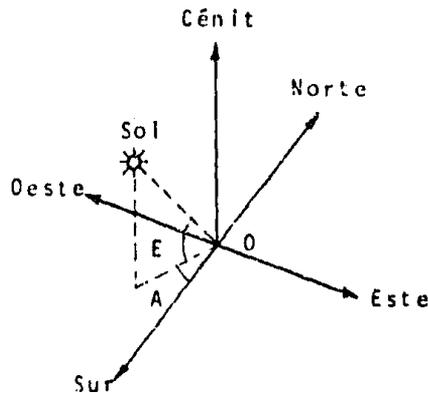


Figura 2.4 Ilustración de la altura solar E, el azimut A y el cénit.

$$\text{sen } E = \cos\phi \cos\delta \cos H + \text{sen}\phi \text{sen}\delta \quad (2.7)$$

$$\text{sen } A = \frac{\cos\delta \text{sen } H}{\cos E} \quad (2.8)$$

Para calcular E es suficiente aplicar la función inversa del seno en la ec. (2.7). Sin embargo, usando la ec. (2.8) para encontrar el azimut, es necesario distinguir cuando el Sol está en la parte norte del cielo y cuando está en la parte sur. La fórmula completa para A es:

$$A = \begin{cases} \text{sen}^{-1} \left(\frac{\cos\delta \text{sen } H}{\cos E} \right), & \text{si } \cos H > \frac{\tan\delta}{\tan\phi} \\ 180^\circ - \text{sen}^{-1} \left(\frac{\cos\delta \text{sen } H}{\cos E} \right), & \text{si } \cos H < \frac{\tan\delta}{\tan\phi} \end{cases} \quad (2.9)$$

Si $\cos H = \tan\delta/\tan\phi$, entonces el azimut es -90° ó 90° , dependiendo si el ángulo horario H es negativo o positivo, respectivamente.

2.1.2.3 Salida y puesta del Sol

La salida y la puesta del Sol ocurre cuando la altura solar es cero. De la ec. (2.7) vemos que el ángulo horario solar para la salida del Sol está dado por:

$$H_s = \cos^{-1} (-\tan\phi \tan\delta) \quad (2.10)$$

El ángulo horario solar para la puesta del Sol es el negativo de éste:

$$H_p = -H_s \quad (2.11)$$

2.1.2.4 Orientación de colectores fijos

La orientación de un colector plano fijo está especificada en términos de su "azimut" A_w y su ángulo de inclinación β .

Estos se muestran en la figura 2.5; en esta figura, el vector n es normal (perpendicular) a la superficie. El azimut A_w de la superficie se mide desde el sur, y se considera positivo hacia el este, el ángulo de inclinación β es simplemente el ángulo al cual el colector esta inclinado con respecto al horizonte y se considera positivo para colectores orientados hacia el sur.

2.1.2.5 Angulo de incidencia para un colector fijo

El ángulo de incidencia i para un colector fijo se muestra también en la figura 2.5. Este se define como el ángulo entre la normal a la superficie y los rayos del Sol. Este ángulo es importante porque la intensidad de la radiación solar directa sobre la superficie del colector es proporcional al $\cos i$; por lo tanto, valores de i cercanos a 90° implican una gran reducción en la captación de la radiación solar.

El ángulo de incidencia solar i se puede calcular en términos de las coordenadas solares E y A y de los parámetros de orientación del colector β y A_w utilizando la siguiente ecuación:

$$\cos i = \cos E \cos (A - A_w) \sin \beta + \sin E \cos \beta \quad (2.12)$$

Si el lado derecho de la ecuación anterior es negativo, significa que los rayos del Sol no llegan a la superficie del colector. El "amanecer" y "atardecer" para esta superficie ocurrirá cuando $i = 90^\circ$; por lo tanto, los tiempos para el amanecer y el atardecer para una superficie inclinada se pueden obtener por medio del ángulo horario al cual:

$$\cos (A - A_w) = - (\tan E / \tan \beta) \quad (2.13)$$

2.2 Radiación solar disponible en la superficie de la Tierra

La radiación solar se acostumbra medir en langleys por minuto, en kW/m^2 o en kWh/m^2 por día. Un langley vale 1 caloría de energía radiante por centímetro cuadrado. La mayor parte de las estaciones meteorológicas del mundo dan la medida de la radiación solar en langleys recibidos en una superficie horizontal al nivel del suelo. La intensidad varía de acuerdo con el lugar, hora, estación, nubosidad y contenido de polvo en la atmósfera de 0 hasta 1.5 langleys/min (1.05 kW/m^2).

Suponiendo una radiación solar de 1 langley por minuto, un metro cuadrado recibe $10\,000 \text{ cal/min}$, o bien 10 kcal/min . Un techo de un edificio de 100 m^2 recibirá un millón de calorías por minuto. Suponiendo una media de 1 langley/min durante 500 minutos al día (algo más de 8 horas), el techo de 100 m^2 recibe, en un día caluroso, $5 \times 10^8 \text{ cal}$ o bien $500\,000 \text{ kcal/día}$. Este calor es equivalente a quemar 53 litros de gasolina. Convertido a energía eléctrica con un rendimiento del 10%, se podría obtener una media de 7 kW o 56 kWh mientras haya Sol.

2.2.1 Variaciones en la radiación solar

2.2.1.1. Intensidad y respuesta espectral en el espacio y en el suelo

La intensidad de la radiación solar media fuera de la atmósfera y alrededor de la Tierra es llamada "la constante solar". Las mediciones más recientes indican que el valor de la constante solar es de 1.377 kW/m^2 ($1.97 \text{ langleys/min}$). Este es un valor medio, pues debido a la variación de la distancia de la Tierra al Sol durante el año, la intensidad de la radiación solar justo fuera de la atmósfera terrestre varía de 1.32 a 1.42 kW/m^2 . El total de radiación solar incidente en la atmósfera es de $1.7 \times 10^{14} \text{ kW}$ ($2.4 \times 10^{15} \text{ kcal/min}$) y varía únicamente en un 3.3 %, a medida que la órbita elíptica de

la Tierra hace que ésta se aproxime o se aleje del Sol. Parte de esta radiación es reflejada al espacio exterior por la atmósfera y las nubes, otra parte queda absorbida o dispersada por moléculas de ozono, de CO_2 , de H_2O y por partículas de polvo. Por regla general, la intensidad disponible y la respuesta espectral dependen de las condiciones atmosféricas y de la masa de aire atravesada por la radiación. Bajo condiciones atmosféricas favorables, la intensidad máxima observada a mediodía en una superficie orientada y al nivel del mar es de 1 kW/m^2 . A la altitud de 1 000 metros, el valor se eleva a 1.05 kW/m^2 y, en las montañas más altas los valores están por encima de 1.1 kW/m^2 , comparado con 1.377 kW/m^2 en el espacio exterior. Este último valor es llamado algunas veces "Masa de aire 0" AM0, mientras que al nivel del mar, la máxima intensidad posible se llama AM1.

La radiación solar total en la superficie de la Tierra es la suma de dos componentes: la radiación directa y la difusa. La radiación directa es la que viene directamente del Sol y la difusa es la radiación solar dispersada que viene de todas partes del cielo, incluso cuando el Sol no está oculto tras las nubes. En tiempo nuboso la radiación total se reduce mucho y la mayor parte de luz que atraviesa las nubes es luz difusa.

Para cielos nublados, las magnitudes relativas de radiación directa y difusa varían durante el día con la distancia cenital. La proporción también depende del agua, CO_2 o polvo contenidos en la atmósfera.

Normalmente la cantidad y tipo de nubosidad se miden subjetivamente de forma regular en el programa de observaciones de la mayoría de los observatorios meteorológicos. La nubosidad es calculada en décimos de cielo cubierto. Los tipos de nubes se diferencian por sus alturas (bajas, medias y altas) y por su construcción vertical (los lechos horizontales se deno

minan estratos; las nubes con extensión vertical se llaman cúmulos). Las nubes altas, clasificadas como cirros, normalmente producen la mínima atenuación solar.

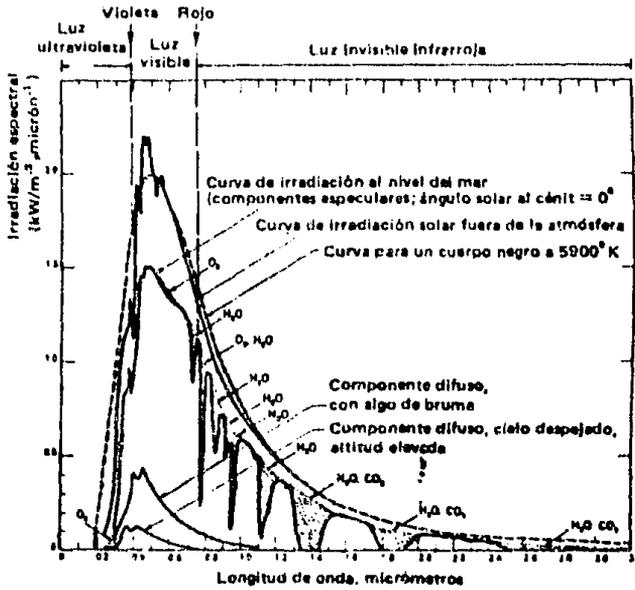


Figura 2.6 Espectro solar exterior a la atmósfera y al nivel del suelo.

En la radiación solar que incide sobre la atmósfera exterior, la distribución de energía entre las diferentes longitudes de onda es similar a las de un radiador negro perfecto, o cuerpo negro, calentado a 5 900 K como indica la línea punteada de la figura 2.6. Sin embargo, en el suelo la radiación solar es sensible a las condiciones atmosféricas. Los rayos X y la luz ultravioleta de longitud de onda menor de 2 micrómetros son absorbidos por el oxígeno y el nitrógeno, y la mayor-

parte de la radiación de 2 a 3 micrómetros es absorbida por el ozono de la atmósfera exterior. Existen anchas bandas de absorción en el rojo y el infrarrojo (longitudes de onda superiores a 0.8 micrómetros) por el paso de luz a través del dióxido de carbono que existe en la atmósfera en cantidad bastante constante (0.03%) y a través de las moléculas de ozono y agua que varían mucho en concentración. El agua mediante el vapor y las pequeñas gotas de las nubes absorbe los rayos de mayor longitud de onda y dispersa una pequeña parte de la radiación solar de onda corta.

2.2.1.2 Angulo de incidencia solar

La intensidad de la radiación solar depende del ángulo al cual los rayos del Sol llegan a la superficie. La intensidad es proporcional al coseno del ángulo entre los rayos solares y la normal a la superficie. Este ángulo es el "ángulo de incidencia solar".

Como ya se ha mencionado, los datos oficiales de radiación solar vienen referidos a la energía recibida por una superficie horizontal. Con un cielo despejado, el valor de la radiación solar incidente sobre una superficie horizontal es máximo en el ecuador a mediodía. En estas condiciones los rayos solares atraviesan perpendicularmente la atmósfera con un recorrido mínimo a través del aire. En todas las latitudes el Sol se mueve de este a oeste y recorre un ángulo de 15° cada hora. Por la mañana temprano y al final de la tarde, los rayos atraviesan oblicuamente la atmósfera siguiendo un camino más largo, de lo que resulta una absorción y dispersión mayor. La intensidad de la radiación depende de la hora del día, el día del año, la latitud del punto de observación y la limpieza de la atmósfera.

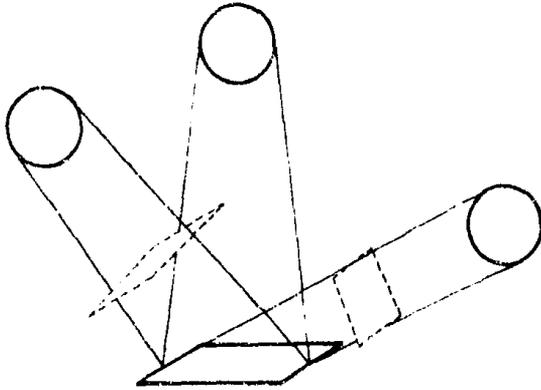


Figura 2.7 Energía recibida en una superficie horizontal y en una superficie normal a los rayos solares.

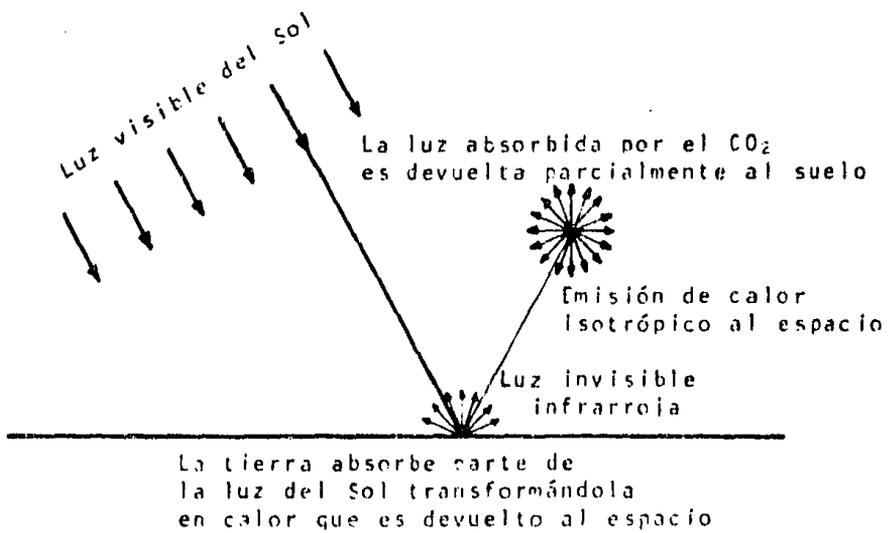


Figura 2.8 Radiación proveniente de la Tierra.

Inclinando el receptor, se puede reducir bastante la pérdida de intensidad causada por el ángulo de incidencia solar. El máximo de energía radiante se obtiene girando e inclinando el receptor continuamente para colocarlo siempre perpendicular a los rayos del Sol, como muestra la figura 2.7. Las superficies de líneas punteadas, colocadas perpendicularmente a los rayos del Sol, interceptan siempre la misma cantidad de radiación. Para recibir la misma cantidad de energía, una superficie horizontal, representada por la línea continua, tiene que ser mucho más grande.

Para algunas aplicaciones de la energía solar es necesario tener en cuenta la radiación proveniente de la Tierra. Esta puede ser de dos tipos: primero, la radiación solar reflejada por el suelo, el agua o la nieve, y segundo, la radiación infrarroja de gran longitud de onda emitida por la tierra cálida hacia un cielo de menor temperatura (figura 2.8). La luz del Sol reflejada se conoce con el nombre de albedo y en algunas partes es un componente importante del calentamiento solar.

La radiación infrarroja de gran longitud de onda emitida hacia el cielo más frío, puede llegar a ser, según el lugar y las condiciones meteorológicas, del orden de 0.07 kW/m^2 (0.1 langley/min). Aumenta en tiempo despejado y disminuye cuando la superficie de la Tierra está cubierta de nubes, ya que éstas tienen una temperatura muy próxima a la de la Tierra.

2.2.2 Aparatos de medición de la radiación solar

Hay docenas de diferentes tipos de instrumentos en uso para medir la radiación solar. Solamente daremos una breve descripción de los tipos más comunes.

En primer lugar, existen aparatos para medir la duración de la luz solar. El tiempo de duración que el disco solar puede

ser visto detrás de las nubes o, dicho en otras palabras, si el Sol proyecta sombras, los meteorólogos cuentan la luz como luz directa del Sol, que es sumada al cabo del año en horas de luz solar. Se puede tomar como ejemplo de este tipo de instrumentos el grabador de luz Campbell-Stokes. Consiste en una esfera de cristal de unos 10 cm de diámetro, montada concéntricamente en una sección de una bola esférica cuyo diámetro es tal que los rayos del Sol son enfocados en una gráfica sostenida en las ranuras de la misma bola. Las gráficas registradoras deben ser de un cartón de muy buena calidad que no se deforme con la humedad. Estas están impresas en color, de un tono azul claro, para que absorban la radiación solar. La duración de la luz solar es la medida más común. La frecuencia de lecturas es de 10 por hora.

Los pirheliómetros son usados para medir la intensidad de la radiación solar directa sobre una superficie normal a la dirección de los rayos. Tales mediciones son directamente aplicables a los colectores focales, que pueden utilizar únicamente la componente directa de la radiación solar, y se usan en casos extremos para calcular la radiación solar total disponible para colectores estáticos cuando no se dispone de medidas de radiación solar en una superficie inclinada.

Un pirheliómetro típico consiste en un sensor de radiación montado dentro de un tubo; este aparato es montado en un mecanismo de seguimiento del Sol (montaje ecuatorial). El pirheliómetro recibe energía del disco solar y de un estrecho anillo adyacente de cielo a través del tubo. El sensor se encuentra colocado en la parte más baja de este tubo con un diafragma para limitar el ángulo del campo visual en 5.7° , por eso la medida de la radiación directa usualmente incluye algo de radiación difusa. En condiciones de cielo claro, esta radiación difusa generalmente no representa más de un 5% en la lectura del instrumento.

El sensor puede ser una termopila o una celda fotovoltaica. Los dos son apropiados bajo ciertas circunstancias. La termopila es un "receptor negro" en el sentido de que es igualmente sensitivo a la radiación de todas las longitudes de onda. Como tal, mediciones hechas con termopila son directamente aplicables a colectores de energía solar que utilizan receptores que no dependen de la longitud de onda; esto incluye esencialmente los colectores solares térmicos.

Los pirheliómetros con celda fotovoltaica son más apropiados para usarse con colectores solares fotovoltaicos. Esto es especialmente verdad si el sensor y el colector son dispositivos fotovoltaicos similares, esto es, teniendo la misma respuesta espectral. En este caso, el pirheliómetro registra la medida de la energía solar disponible en el mismo rango de longitudes de onda donde el colector es sensible.

El instrumento que ha sido más usado para hacer mediciones de radiación solar en la Tierra es el piranómetro. Este mide la intensidad de la energía radiante que llega de todas las direcciones del hemisferio celeste (de horizonte a horizonte). Dicha radiación es llamada total o global. En una posición horizontal, un piranómetro mide la intensidad de la radiación solar total en una superficie horizontal. En una posición inclinada mide la intensidad de la radiación total en una superficie inclinada; en este caso, la parte difusa incluye radiación reflejada de la parte de la Tierra que el piranómetro ve.

La importancia de los piranómetros radica en el hecho de que la radiación total que miden es el mismo tipo de radiación que captan los colectores solares planos. En la posición horizontal, el piranómetro mide también la energía calorífica que llega a la superficie de la Tierra.

Los piranómetros consisten en un sensor de radiación bajo una cubierta transparente, generalmente un domo de cuarzo. --

Como en los pirheliómetros, el sensor puede ser una termopila o una celda fotovoltaica.

Otro tipo de medida es la de la radiación solar difusa. Se apantalla el sensor de un piranómetro de los rayos directos del Sol con un disco. Este es sostenido a mano en el extremo de una varilla mientras se registra una medida. En la práctica, es imposible apantallar el disco solar sin, al mismo tiempo, evitar que una pequeña parte de luz del cielo alrededor del Sol llegue al sensor. Para registradores continuos, el piranómetro es resguardado de la luz directa del Sol durante todo el día, ya sea mediante un disco sostenido en el rayo por un elemento automático, o por un anillo que haga sombra montado en el eje.

2.2.3 Medidas usuales y necesidades del futuro

Los meteorólogos encuentran que las observaciones de radiación total procedentes de buenos observatorios y siguiendo procesos muy cuidadosos son de una exactitud de $\pm 5\%$ relacionadas con las estándar. Sencillamente, muchos países no están dispuestos o son incapaces de suministrar el dinero y personal necesario para mantener unas observaciones esmeradas. En la práctica los errores de más del 10% son usuales.

Para obtener una calidad aceptable en el sistema de observaciones se debe poner mucha atención a cierto número de condiciones de trabajo, como las siguientes:

- El lugar del instrumento debe estar libre de obstáculos.
- El piranómetro debe estar correctamente nivelado.
- El recinto del cristal de exposición de todos los instrumentos debe limpiarse regularmente. Los pirheliómetros precisan de un cuidado diario en su colocación.

— Los instrumentos deben compararse, de vez en cuando, con instrumentos estándar.

Debido a la falta de una red lo suficientemente densa de estaciones de medida de radiación solar en todos los países, la insolación en los lugares de interés sólo pudo ser estimada, por ejemplo, con datos de las localidades más próximas. Los resultados obtenidos en lugares como montañas o cerca del mar incluyen un elevado porcentaje de error debido a los microclimas. No es del todo extraño que las montañas reciban de pleno el Sol durante varios días, mientras que los valles más próximos están cubiertos de nubes. En áreas costeras pueden aparecer gradientes horizontales en forma de picos; por todo esto, es preferible utilizar los datos procedentes de localidades que tienen casi siempre el mismo clima básico, incluso si estos están más distantes que el dato del punto más cercano. Un ejemplo de un gradiente horizontal nos lo proporciona la costa del pacífico, en donde el clima de la costa es muy diferente al de 50 km hacia el interior. Se deben tener en cuenta como guía para la radiación solar, datos tales como temperaturas, precipitación y nubosidad.

En determinadas áreas, la única información que se posee es la procedente del aeropuerto. Si el aeropuerto está fuera de la ciudad, la información es válida, aunque la radiación recibida es mayor que en las zonas urbanas debido a la mayor polución atmosférica en dichas zonas. Existe también la evidencia de un 5 a 10% de nubosidad más sobre las ciudades, que en las afueras de las mismas.

En observatorios, los datos obtenidos son por lo general pesimistas en lo que respecta a la radiación solar, debido a que los piranómetros están siempre instalados horizontalmente. Entre el solsticio de verano y el de invierno, el punto donde caen verticalmente los rayos del Sol se desplaza desde la ---

latitud $23^{\circ} 26' 54''$ norte a la misma latitud sur (tal como se ve desde el hemisferio Norte; para el hemisferio Sur, el solsticio de verano y el de invierno están invertidos). Sobre esto se debe tener en cuenta dónde y a qué extensión las superficies inclinadas reciben más radiación que las superficies horizontales, bajo condiciones prácticas.

Para casi todas las zonas del globo terrestre existe una diferencia considerable entre la radiación solar en invierno y en verano. Los registros son para superficies horizontales; se recibirían cantidades más elevadas de energía en sus superficies inclinadas en un ángulo igual a la latitud con respecto a la horizontal. Se puede esperar un 10% más de energía recogida en la cara orientada al sur siguiendo las variaciones estacionales del Sol que en la cara similarmente orientada y colocada en un ángulo igual a la latitud con respecto al horizonte.

Evidentemente, las pérdidas en las superficies horizontales, con relación a las que están en posición inclinada, aumentan progresivamente a medida que nos acercamos al norte, en el hemisferio Norte o al sur, en el hemisferio Sur. En los polos, los paneles horizontales son inútiles. No obstante, es extremadamente difícil valorar las pérdidas en los climas templados - ya que la proporción de luz difusa es más grande debido a la presencia de polvo, vapor de agua y nubes. La orientación no ofrece ninguna ventaja en cuanto a la energía recibida mediante la radiación indirecta. Por el contrario, debido a que los paneles inclinados reciben luz de una parte del hemisferio celeste, éstos recogen menos luz difusa que los receptores horizontales.

Sin duda, existe una discrepancia entre los datos actualmente utilizables la mayoría de los cuales están relacionados con las superficies horizontales y el resultado para las superficies inclinadas, que son en su mayoría utilizadas para sistemas solares. Comparada con la radiación total, la situación -

resulta peor teniendo en cuenta la radiación directa que es de fundamental importancia para todos los colectores con enfoque solar. La actual situación crea dificultades a los ingenieros, quienes se ven obligados a sobredimensionar los diversos sistemas solares para evitar el riesgo de falta de energía.

Varios países reconocen ya la necesidad inmediata de información más completa y precisa. Se están promoviendo programas amplios con los siguientes objetivos.

- aumentar el número de observatorios en todo el mundo;
- obtener medidas en superficies inclinadas;
- obtener información completa de radiación difusa y total.

Se está trabajando en la producción y formación de datos en los siguientes aspectos:

- Producción de anuarios meteorológicos de consulta: ello supone la recopilación, para un año normal y sobre base horaria, de los datos de radiación directa. Se necesitan los datos anuales de todos los climas e incluso microclimas.
- La producción de datos para superficies inclinadas, sobre una base mensual y anual, y su publicación en forma de atlas, fácilmente accesible para cálculos simplificados.

2.2.4 Distribución geográfica de la radiación solar

La radiación solar varía mucho de acuerdo con la latitud, con el ángulo formado por la Tierra y los rayos del Sol y el tipo de camino recorrido por los mismos a lo largo de la atmósfera, y particularmente con la cantidad de nubes. Por lo tanto la radiación varía con la localización geográfica, la altitud y el clima. La figura 2.9 muestra las líneas de igual número de horas de Sol en una superficie horizontal en todo el mundo.

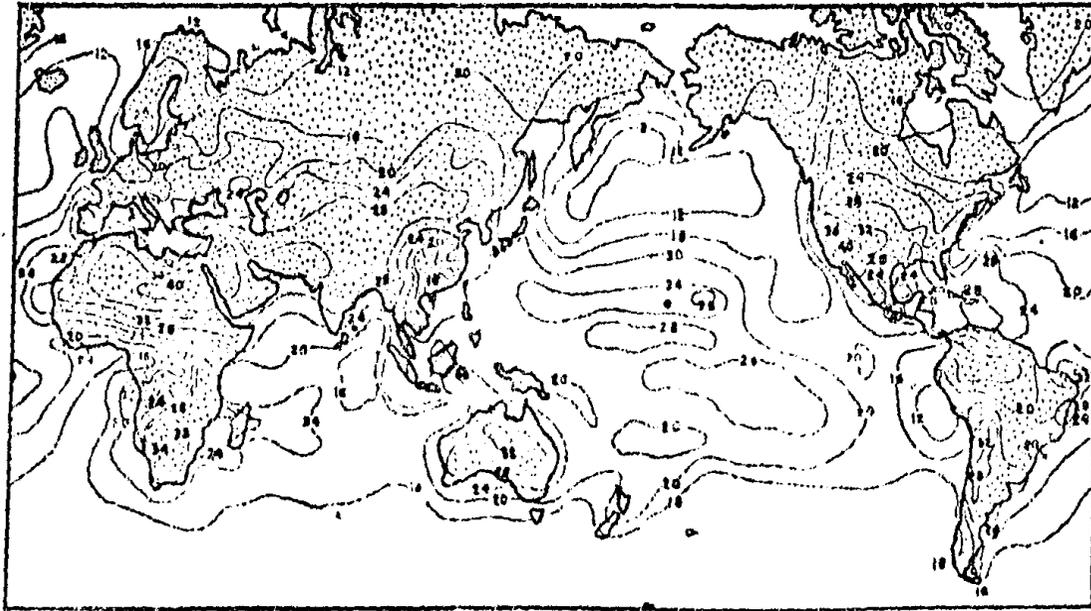


Figura 2.9 Distribución mundial de la energía solar en cientos de horas al año.

La figura 2.10 muestra el promedio de la radiación solar total recibida en el mundo. Isolíneas de la radiación solar cubren todas las regiones de la Tierra, excepto las áreas montañosas.

La figura 2.11 es un mapa de la radiación difusa. Está basado en datos menos completos que los utilizados en el de radiación total.

Debe subrayarse que los datos de estos mapas se aplican a la radiación recibida en un plano horizontal. Esta es mucho menor que la que se puede obtener con una superficie inclinada como se explicó anteriormente.

Examinemos ahora las regiones del planeta donde existe una cantidad mayor de energía solar para aplicación directa. En general, las cantidades mayores de energía solar se encuentran entre dos anchas bandas que rodean la Tierra entre 15° y 35° de latitud norte y sur. En las mejores regiones hay una radiación mínima mensual media de 500 langleys/día y una variación mensual total menor de 250 langleys/día. Estas regiones están situadas en las zonas áridas y desérticas de la Tierra. La pluviosidad es menor de 25 cm al año. En algunos países más de dos tercios de su superficie es tierra árida, con más de 3 000 horas de Sol al año casi siempre, de las que el 90% llegan como radiación directa. Estas zonas son muy apropiadas para la aplicación de la energía solar.

La zona más favorable a continuación, es el cinturón ecuatorial entre 15° N y 15° S. Aquí la humedad es alta, la nubosidad grande y la proporción de radiación difusa alta. Hay alrededor de 2 300 horas de Sol al año y variaciones estacionales muy ligeras. La radiación varía de 300 a 500 langleys/día a lo largo del año, y hay pocos días sucesivos de radiación baja.

Entre 35° y 45° en el borde de los desiertos, la radia -

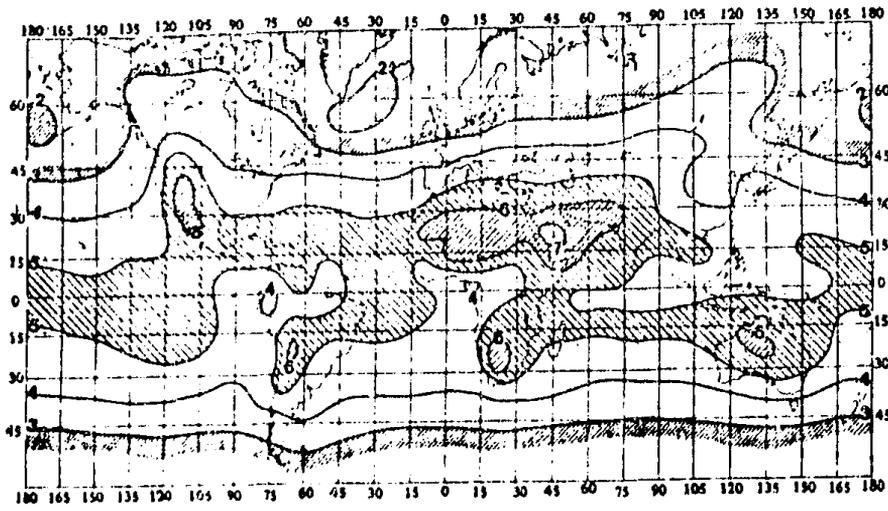


Figura 2.10 Radiación solar total anual media (kWh/m^2 por día)

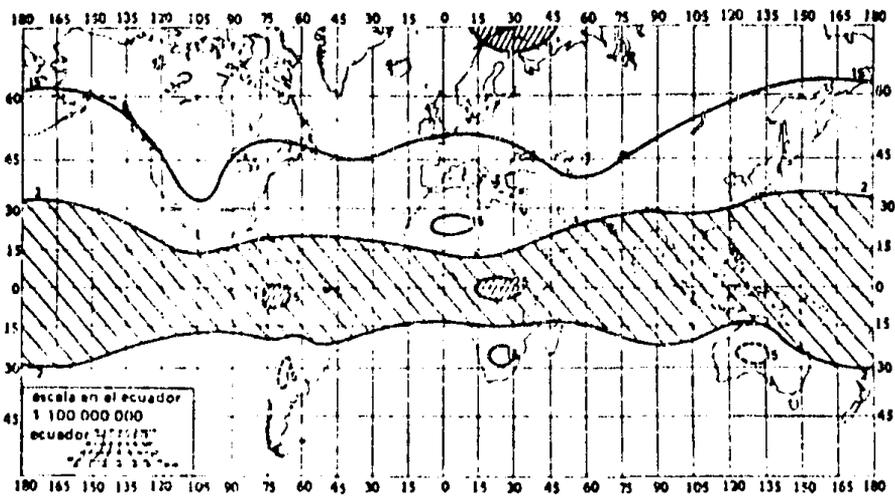


Figura 2.11 Radiación difusa anual media (kWh/m^2 por día)

ción varía de 400 a 500 langleys/día en una superficie horizontal a lo largo del año, pero las estaciones son muy distintas y en el invierno hay poca radiación. Esta variación estacional se puede amortiguar variando la inclinación de las superficies receptoras para obtener una mejor captación.

Las regiones al norte de los 45° N y al sur de los 45° S tienen una capacidad limitada en cuanto al uso directo de energía solar durante el año.

Se podría pensar que las regiones polares no son apropiadas para utilizar la energía solar, pero en el verano ésta puede ser muy importante. Algunos datos tomados en la Antártida muestran días solares muy largos que producen 700 langleys de radiación, una cifra extraordinariamente alta. Por supuesto que en el invierno no pueden usarse aparatos solares.

2.3 RADIACION SOLAR DISPONIBLE EN MEXICO

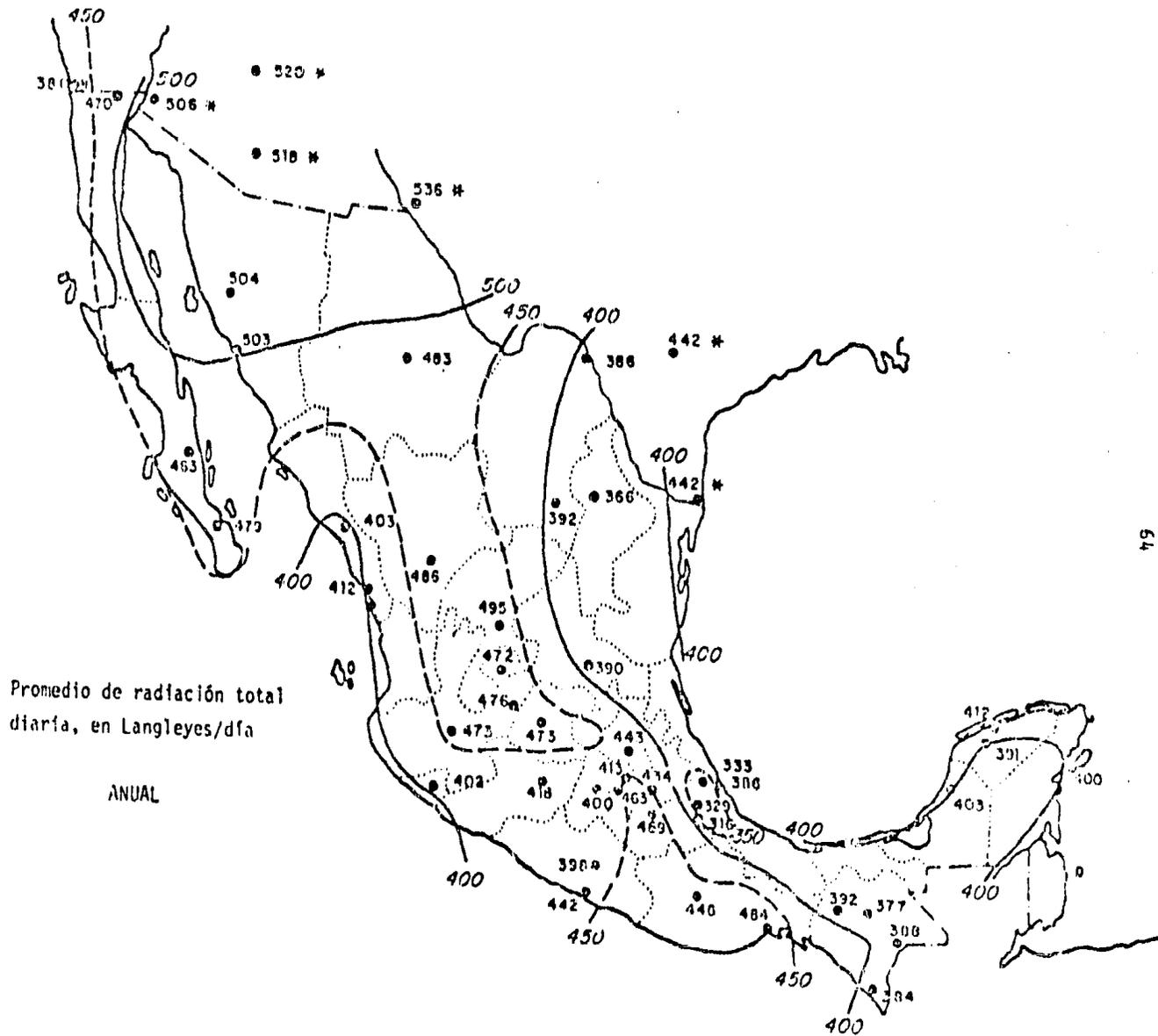
Mediante el empleo de medidas de insolación, se obtuvo una serie de 12 mapas mensuales y uno anual de radiación solar total sobre una superficie horizontal; además, se trazaron las isolíneas de radiación constante en intervalos de 50 langleys/día para isolíneas con valores menores de 500 langleys/día, y en intervalos de 100 langleys/día para las mayores de 500 langleys/día.

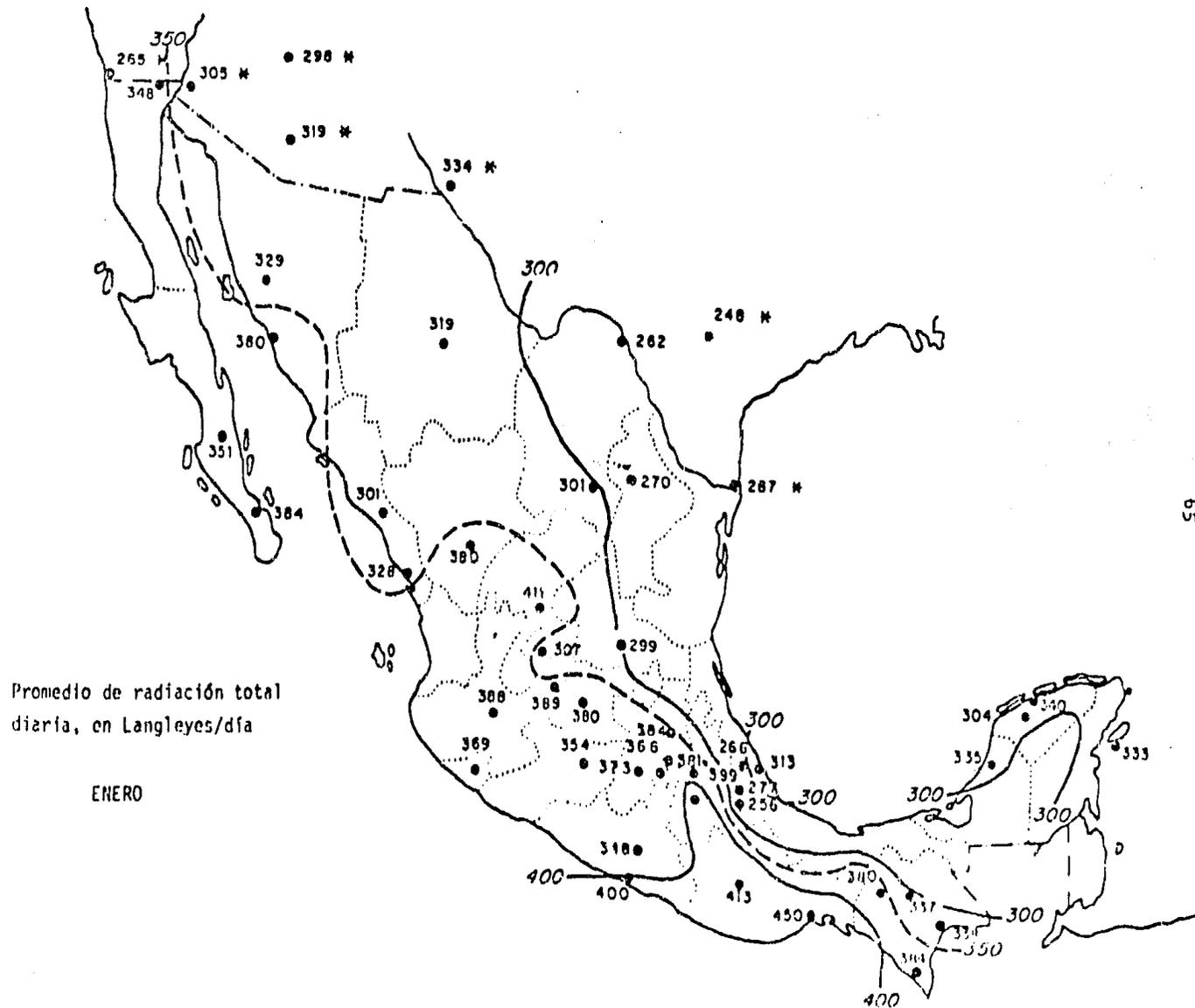
Los datos procesados para obtener los niveles de radiación se dedujeron de 38 localidades, 14 de las cuales tienen promedios mensuales de 30 años; 11, promedios de más de 25 años; 4, promedios mayores de 20 años; 3, más de 15 años; 2 con 10 o más años, y las cuatro restantes alrededor de 7 años. Para estimar la radiación total se utilizó un método empírico, que además de datos de horas de insolación usa los meteorológicos (número de días lluviosos durante el mes y humedad media-

por día en el mes). La exactitud de este método se estima en $\pm 10\%$.

Del mapa anual se dedujo que aproximadamente 70% del territorio recibe más de 400 langleys/día en el año. Las regiones del norte de Sonora y Chihuahua son particularmente ricas en energía solar, ya que cuenta con una incidencia de más de 500 langleys/día en el año.

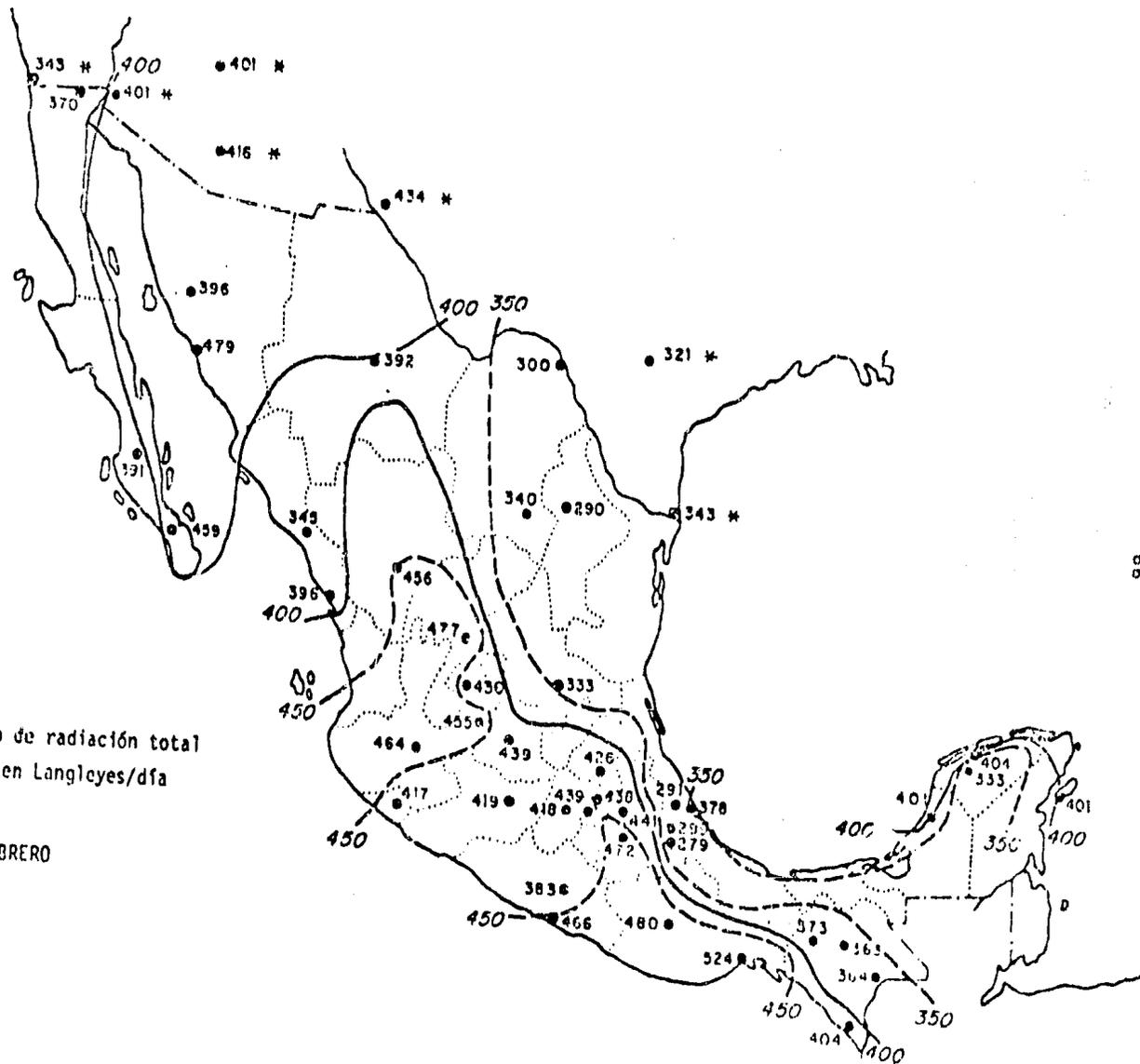
Los mapas fueron elaborados por investigadores del Instituto de Ingeniería de la UNAM.

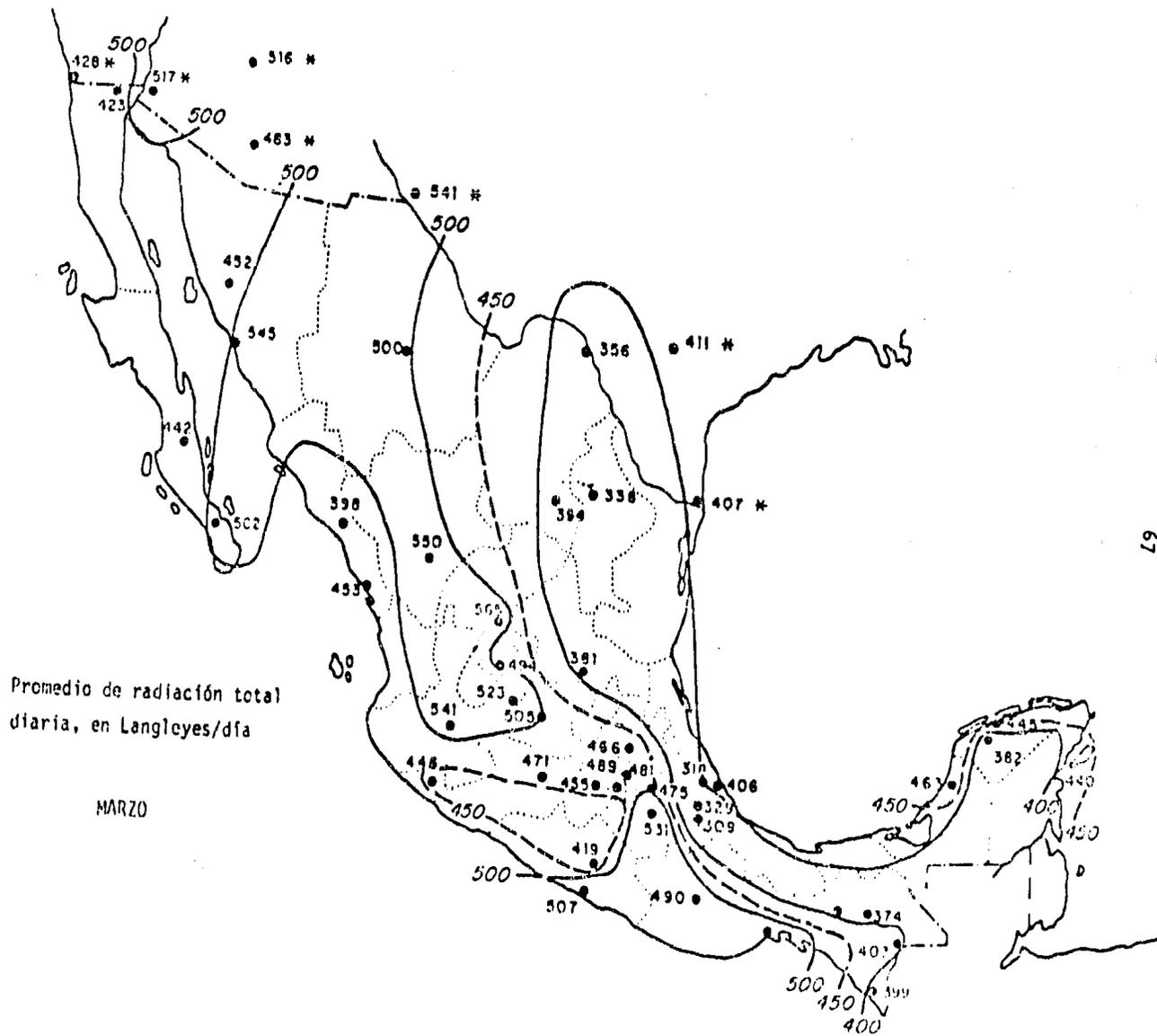




Promedio de radiación total
diaria; en Langleyes/dfa

FEBRERO



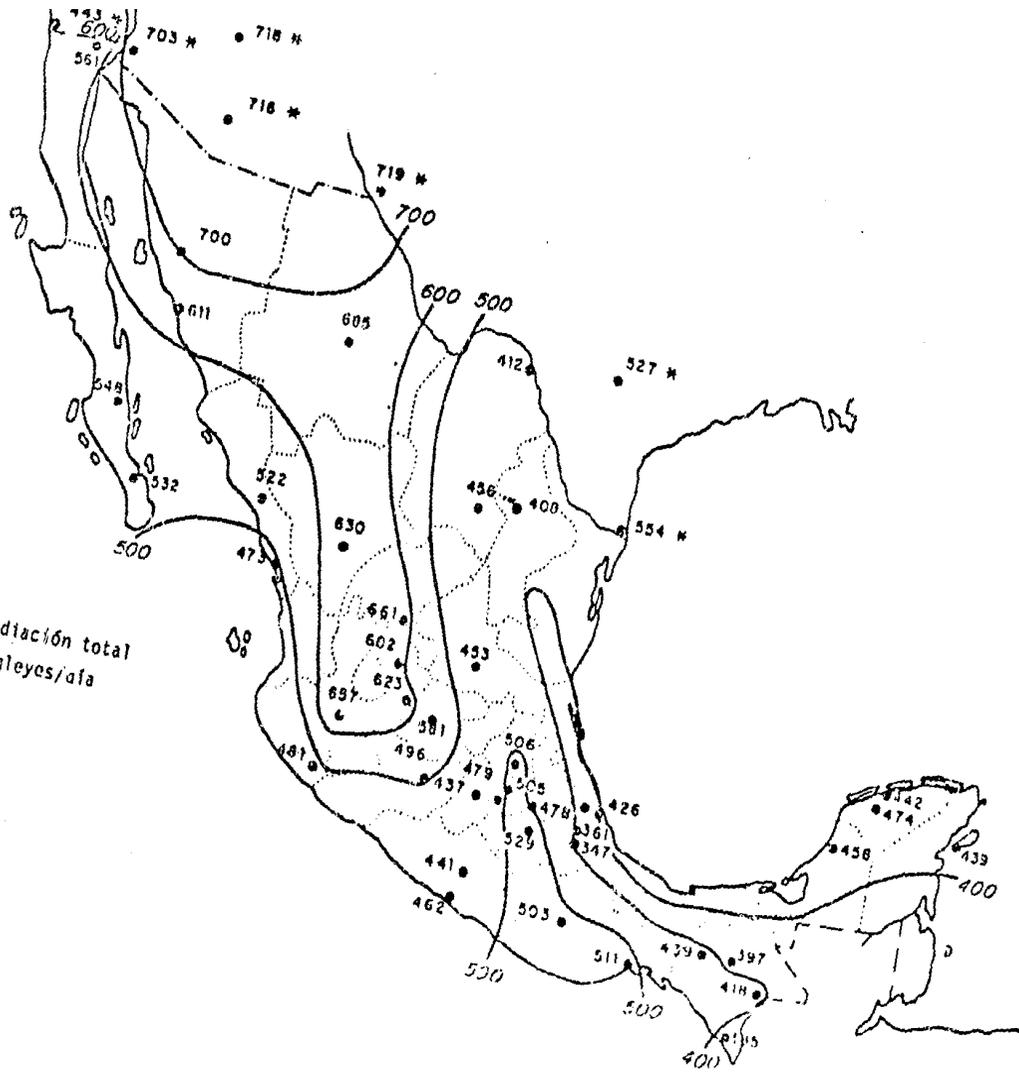


Promedio de radiación total
diaria, en Langleyes/día

MARZO

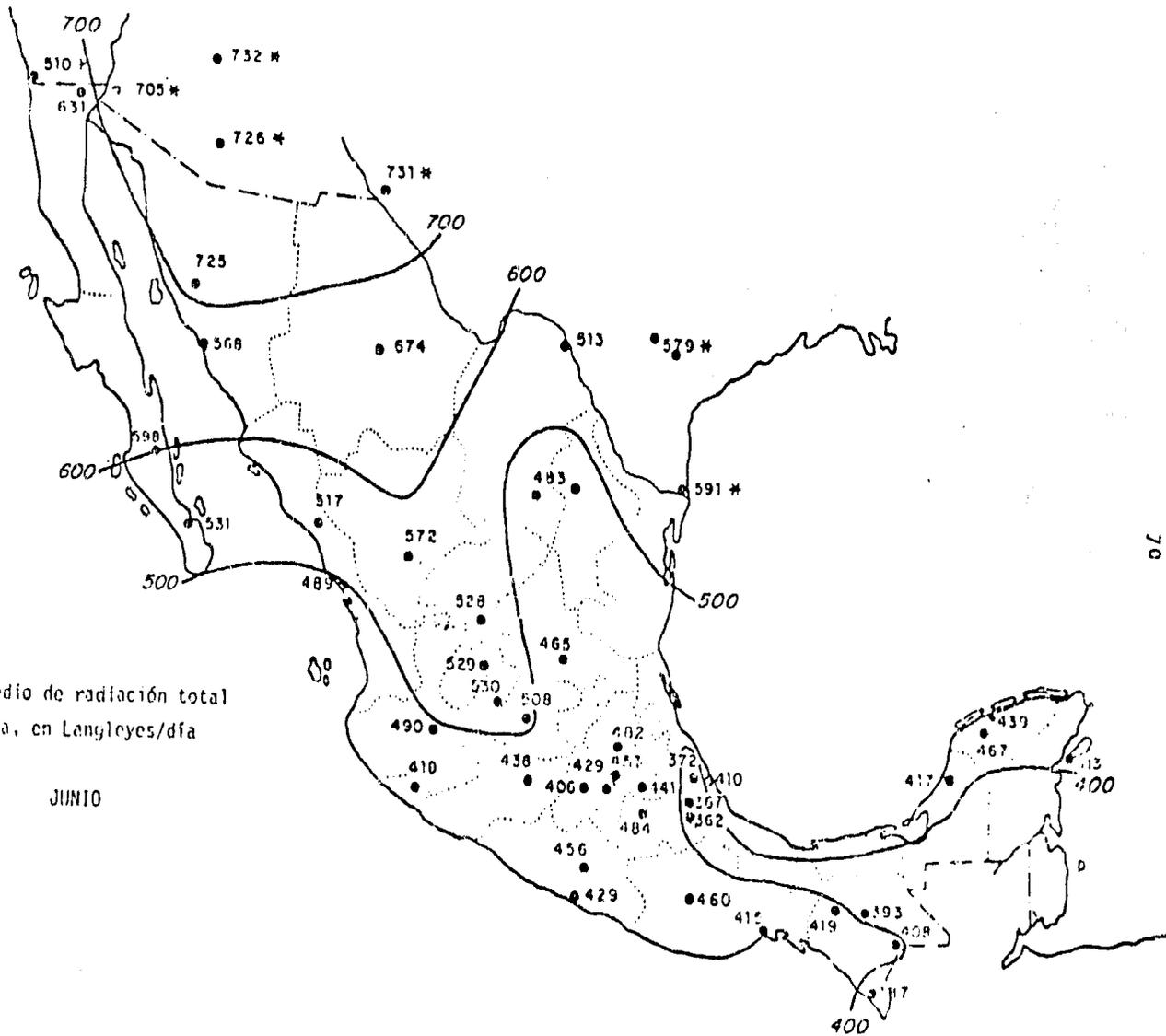
Promedio de radiación total
diaria, en Langleyes/afa

MAYO



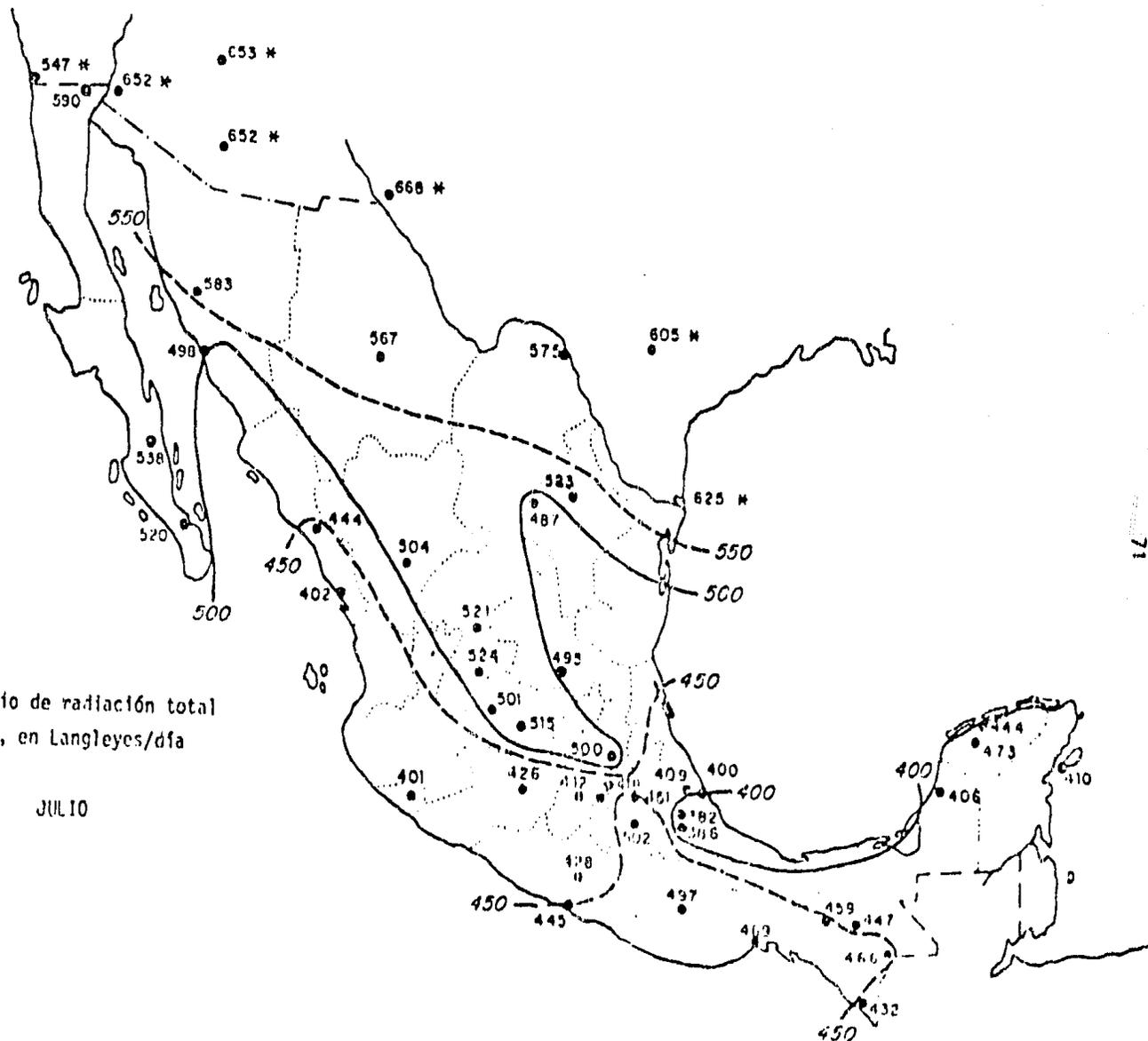
Promedio de radiación total
diaria, en Langleyes/dfa

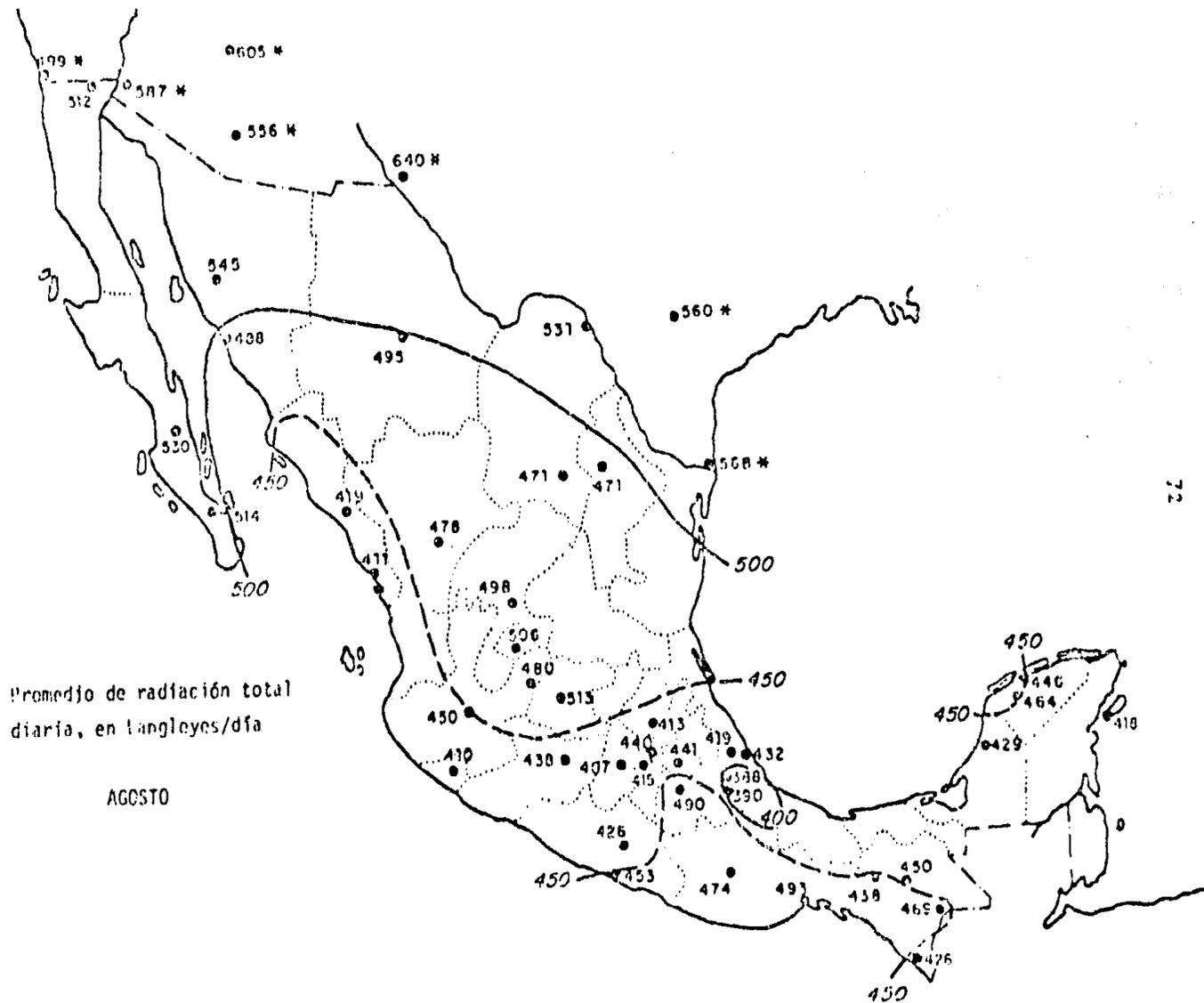
JUNIO



Promedio de radiación total
diaria, en Langleyes/día

JULIO



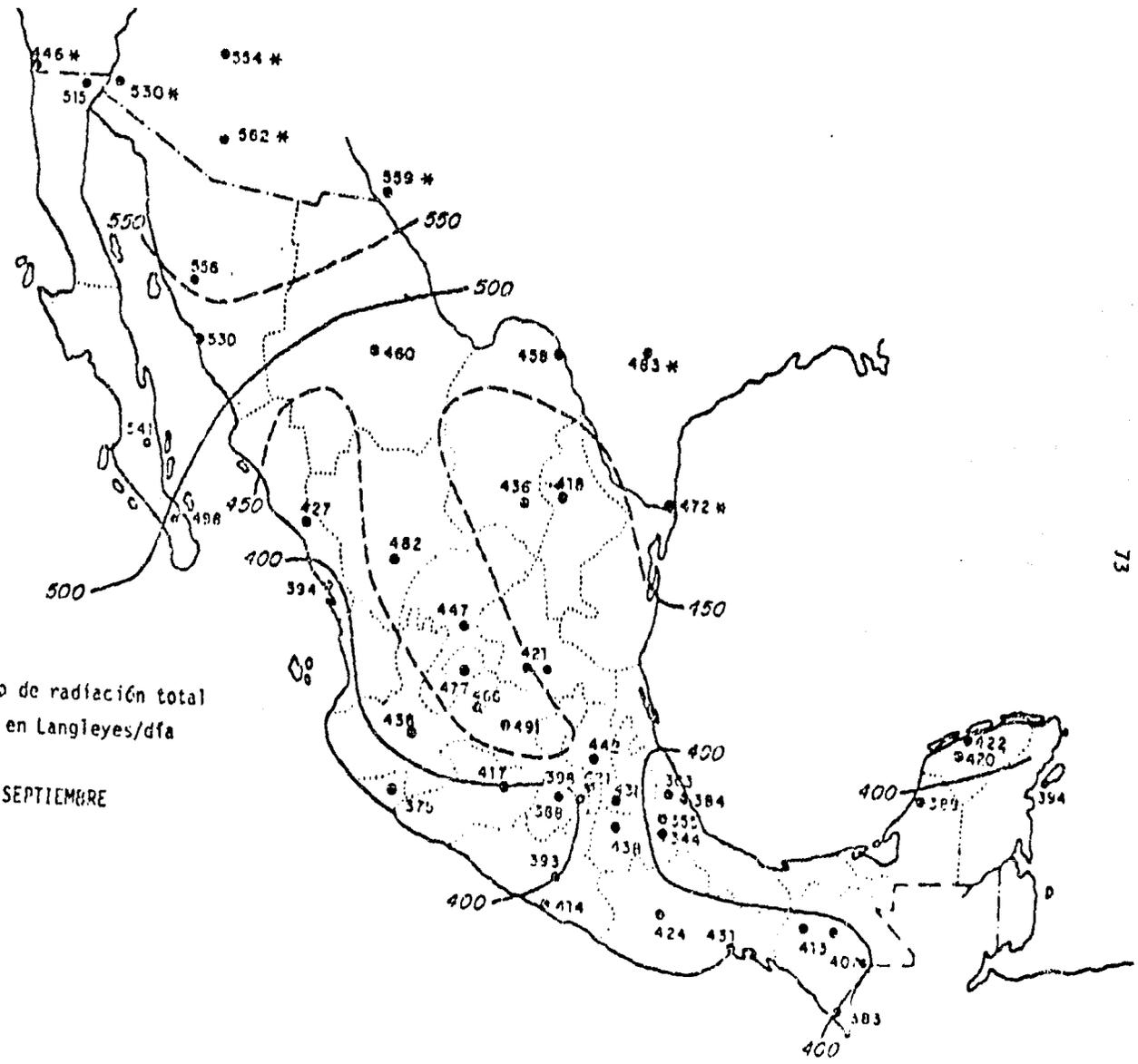


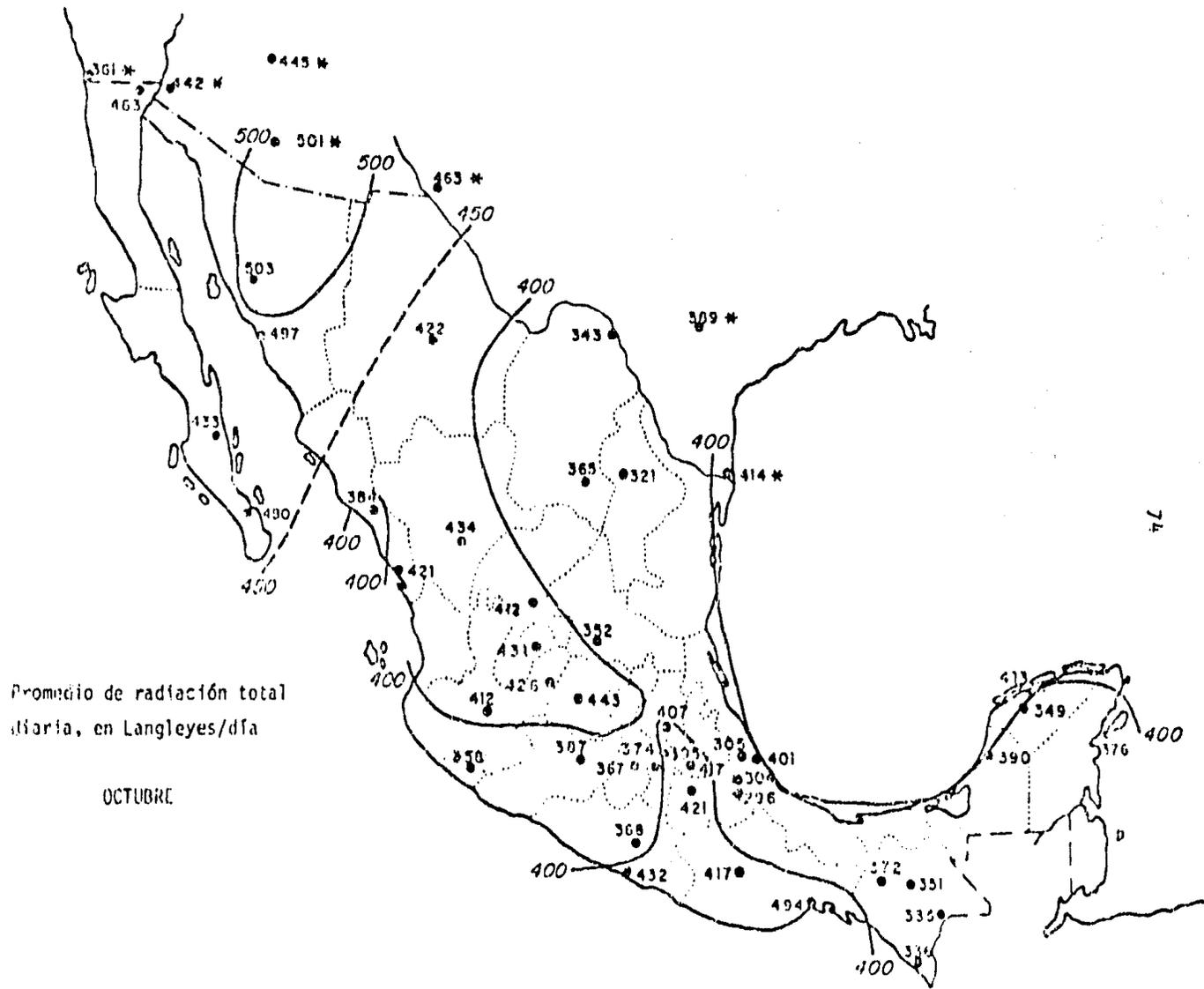
Promedio de radiación total diaria, en langleyes/dfa

AGOSTO

Promedio de radiación total
diaria, en Langleyes/dfa

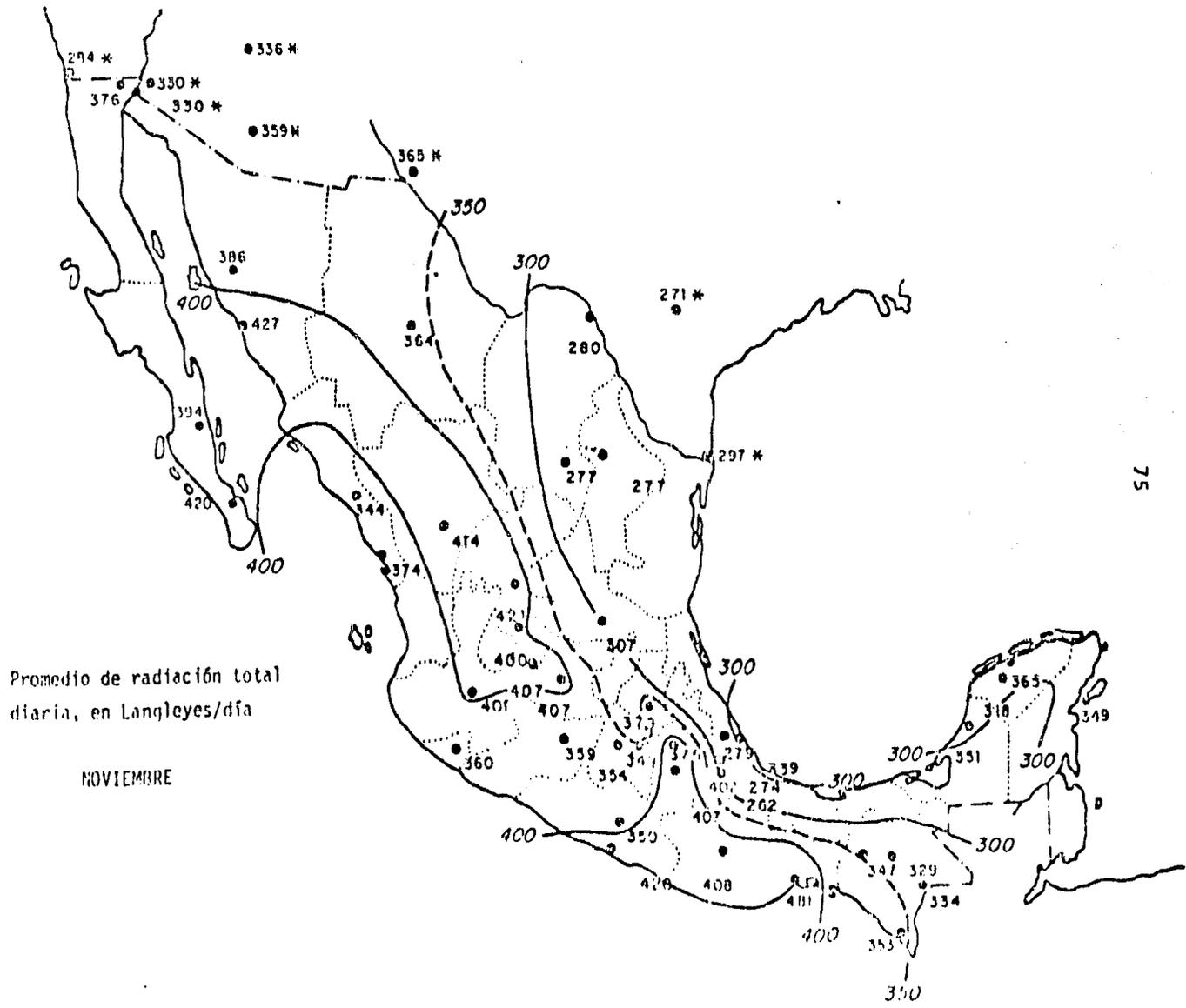
SEPTIEMBRE





Promedio de radiación total
diaria, en Langleyes/día

OCTUBRE



Promedio de radiación total diaria, en Langleyes/dfa

NOVIEMBRE

CAPITULO 3

SISTEMAS SOLARES PARA GENERAR ELECTRICIDAD

3.1 CENTRALES HELIOELECTRICAS

La escasez prevista de las fuentes de energía utilizadas ha puesto de relieve la importancia del desarrollo de fuentes energéticas sustitutivas.

Las continuas subidas del precio del petróleo de los últimos años ha colocado a la energía en un lugar muy importante de la actualidad: las fuentes de energía tradicionales, de carácter extinguido, no podrán satisfacer por mucho tiempo la creciente demanda de energía. La solución nuclear podría, teóricamente, asegurar el suministro energético, pero a las centrales de fisión les queda por resolver problemas de tanta importancia como el almacenamiento de residuos y las de fusión se encuentran aún en estado de investigación.

La necesidad de desarrollo de nuevas fuentes de energía ha renovado el interés por el aprovechamiento de la energía solar. Las centrales solares, actualmente en desarrollo, pueden ser de tipo térmico, que utilizan el calor del Sol para producir el vapor necesario para mover una turbina, o basarse en el efecto fotovoltaico, mediante la utilización masiva de celdas solares montadas en grandes paneles de celdas.

En la actualidad, la producción de energía "extra" está por debajo del 0.01% de la energía solar recibida pero las previsiones de crecimiento en el consumo dan un tiempo límite comprendido entre 60 y 150 años para alcanzar un cierto tope máximo de seguridad cifrado en el 1%. Estos datos quieren decir que si bien en un plazo inmediato no se ve sustitución equivalente de las fuentes energéticas tradicionales, debe potenciarse la utilización integral de aquellas fuentes energéticas que no alteren el equilibrio térmico y ecológico de la Tierra.

Por lo expuesto anteriormente, la utilización de la ener

gía solar para el desarrollo de centrales helioeléctricas es - actualmente un campo objeto de numerosas investigaciones teóricas y prácticas.

3.1.1 Conversión fototérmica

La conversión fototérmica puede lograrse principalmente - con cinco tipos de sistemas que se clasifican de acuerdo con - la manera en que se colecta la energía solar, ya sea en sistemas de colección distribuida (los primeros cuatro) o en sistemas de colección centralizada (el quinto):

- Colectores planos.
- Concentradores cilindro-parabólicos.
- Concentradores paraboloides de revolución.
- Estanques Solares.
- Sistema de receptor central.

La diferencia fundamental entre ellos consiste en que, en los primeros cuatro, la energía solar después de colectarse se convierte en energía térmica en ese mismo punto y se transporta en forma térmica (caso general) antes de convertirse a otra forma de energía, en tanto que en el quinto toda la energía colectada se transporta como energía lumínica y se concentra en un solo punto o zona de recepción.

Puesto que para la generación de potencia eléctrica (más de 1 MW) a partir de energía solar se requiere de grandes - áreas de colección; en los primeros tres tipos de colectores - sería necesario transportar energía térmica a grandes distancias y a partir de determinados valores las pérdidas térmicas se vuelven intolerables o bien los costos de aislamiento son muy elevados. Por lo tanto, los colectores planos, cilindro-parabólicos y paraboloides de revolución están limitados a aplicacion

nes de baja y mediana potencia, desde varios kW hasta varioscientos de kW.

Los últimos dos sistemas permiten generar potencias mayores y se describen a continuación.

3.1.1.1 Plantas helioeléctricas de estanque solar (PHES)

Una PHES consta de 3 subsistemas: colector (SC), de generación de potencia eléctrica (SGPE) y de control maestro (SCM) (ver figura 3.1).

El SC es un estanque que contiene, generalmente agua con sales (NaCl , MgCl_2) y en el cual se ha logrado establecer un gradiente positivo de concentraciones; es decir, la densidad del fluido aumenta de la superficie hacia el fondo. Con esta característica esencial, al incidir la radiación solar se calientan las capas de fluido en el fondo y la mayor densidad existente inhibe a la tendencia natural del agua más caliente a elevarse y circular (convección natural). De esta manera se establece un gradiente positivo de temperaturas desde la superficie hacia el fondo, en donde se alcanzan temperaturas del orden de 100°C . El SC cumple además con las funciones de almacén térmico, que es otra de sus características relevantes.

El agua caliente del fondo del estanque se circula a través de un intercambiador de calor para evaporar un fluido de bajo punto de ebullición (p.e. freón); éste se expande en una turbina la cual tiene un generador acoplado. Al salir de la turbina el fluido de trabajo se condensa y pasa nuevamente al evaporador para cerrar el ciclo. El SCM supervisa y coordina el buen funcionamiento de la planta.

Las PHES se caracterizan también por integrar un SC de costo reducido al que se contrapone una baja eficiencia global

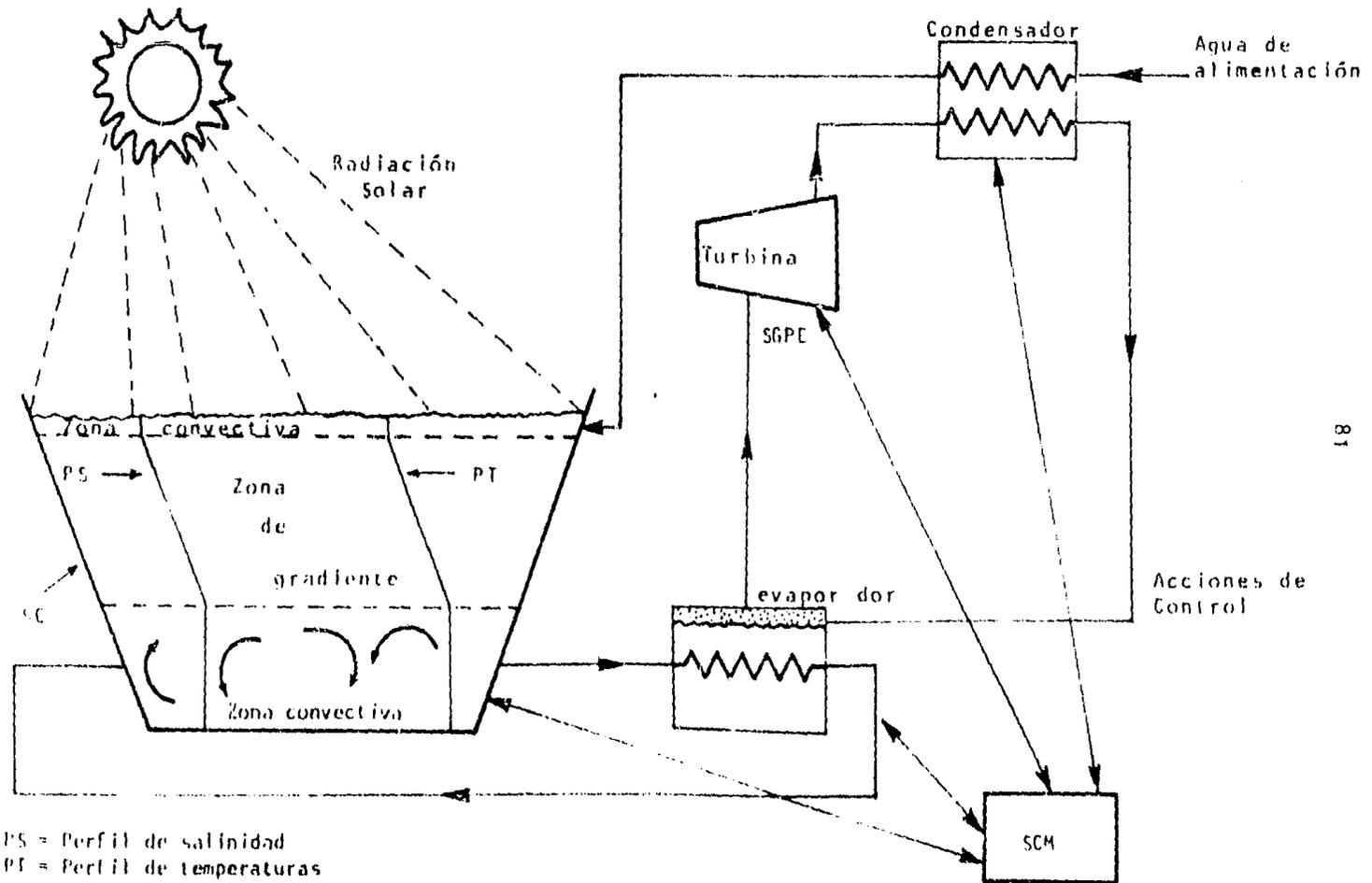


Figura 3.1 Los subsistemas de una PHEs.

de conversión termoeléctrica; sin embargo, la energía puede generarse a costos reducidos.

3.1.1.2 Plantas helioeléctricas de receptor central (PHRC)

En una PHRC, la generación de electricidad se efectúa por vía termodinámica, interviniendo los subsistemas; colector (SC), receptor (SR), de almacenamiento (SA), de generación de potencia eléctrica (SGPE) y de control maestro (SCM) (ver figura 3.2)

El SC consta de un campo de helióstatos circular (espejos orientables), cuya función es redirigir los rayos solares incidentes sobre una superficie reflejante hacia un receptor (caldera) colocado en la parte alta de una torre. En el SR, el calor es extraído mediante un fluido adecuado, que se envía alternativamente al SA para proporcionar vapor en horas en las que ya no se dispone de energía solar o en presencia de nubes, o al SGPE en el que la energía térmica se convierte en energía eléctrica mediante un turbogenerador. Las funciones del SCM son supervisar el buen funcionamiento de la planta: coordinar las acciones que se efectuarán, según el modo de operación especificado; enviar alarmas en caso de mal funcionamiento y efectuar las acciones de emergencia necesarias.

El diseño óptico de las PHRC debe considerar al sistema completo y no a los subsistemas por separado. De la interrelación entre los diferentes subsistemas y de una función de costo adecuado, es posible seleccionar al ángulo de borde máximo que minimiza al costo total.

Con este valor, quedan determinados en forma única: el área de colección, la altura de la torre, la altura del receptor, la energía almacenable y el volumen del almacenamiento térmico, todos ellos parámetros principales del diseño de la PHRC.

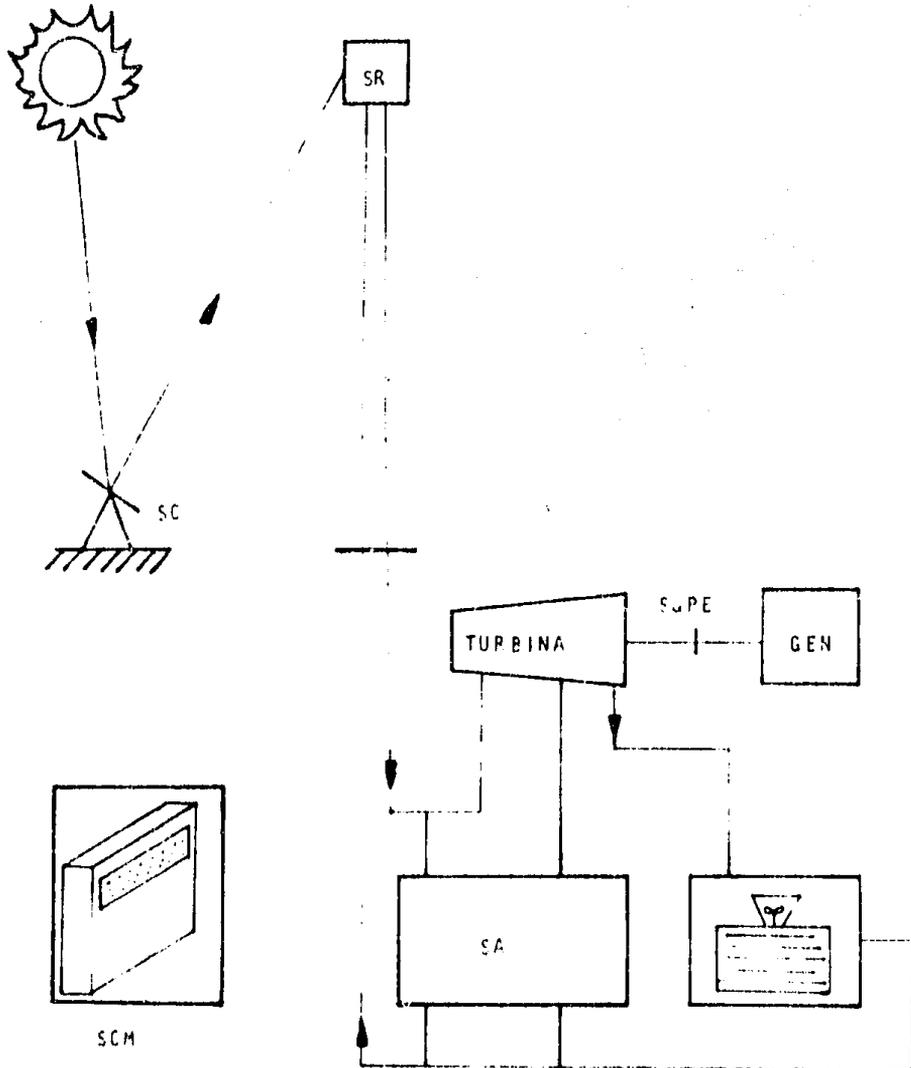


Figura 3.2 Los subsistemas de una FHRC.

3.1.2 Conversión fotovoltaica

La generación de potencia eléctrica se efectúa actualmente con procesos de múltiples etapas de conversión de energía (química - térmica - mecánica - eléctrica). Sin embargo, existen también procesos directos de conversión de energía primaria a energía eléctrica (termoiónico, fotoeléctrico, termoelectrónico, fotovoltaico, etc.) y de éstos el proceso fotovoltaico es el que presenta mayor potencial de utilización en sistemas de generación de potencia eléctrica. Es por esto que la utilización de la energía solar para el desarrollo de centrales eléctricas fotovoltaicas es hoy un campo objeto de numerosas investigaciones teóricas y prácticas.

El efecto fotovoltaico, se basa en la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua, conversión que tiene lugar en las celdas solares. La corriente eléctrica continua así obtenida puede ser utilizada directamente, o bien, lo que es mucho más usual, convertida a su vez en alterna para su transmisión y posterior utilización.

3.1.2.1 Plantas fotovoltaicas de potencia (PFVP)

Los subsistemas de una PFVP son SC, SA, acondicionamiento de potencia (SAP) y CM (ver figura 3.3).

El SC está formado por configuraciones de paneles de celdas fotovoltaicas interconectadas en serie-paralelo, con el fin de obtener el nivel de voltaje y corriente especificados. Estos paneles pueden estar en posición horizontal fija, inclinada fija, con movimiento continuo y con ó sin concentración de la radiación solar incidente.

Al incidir la luz solar sobre las celdas, los fotones -

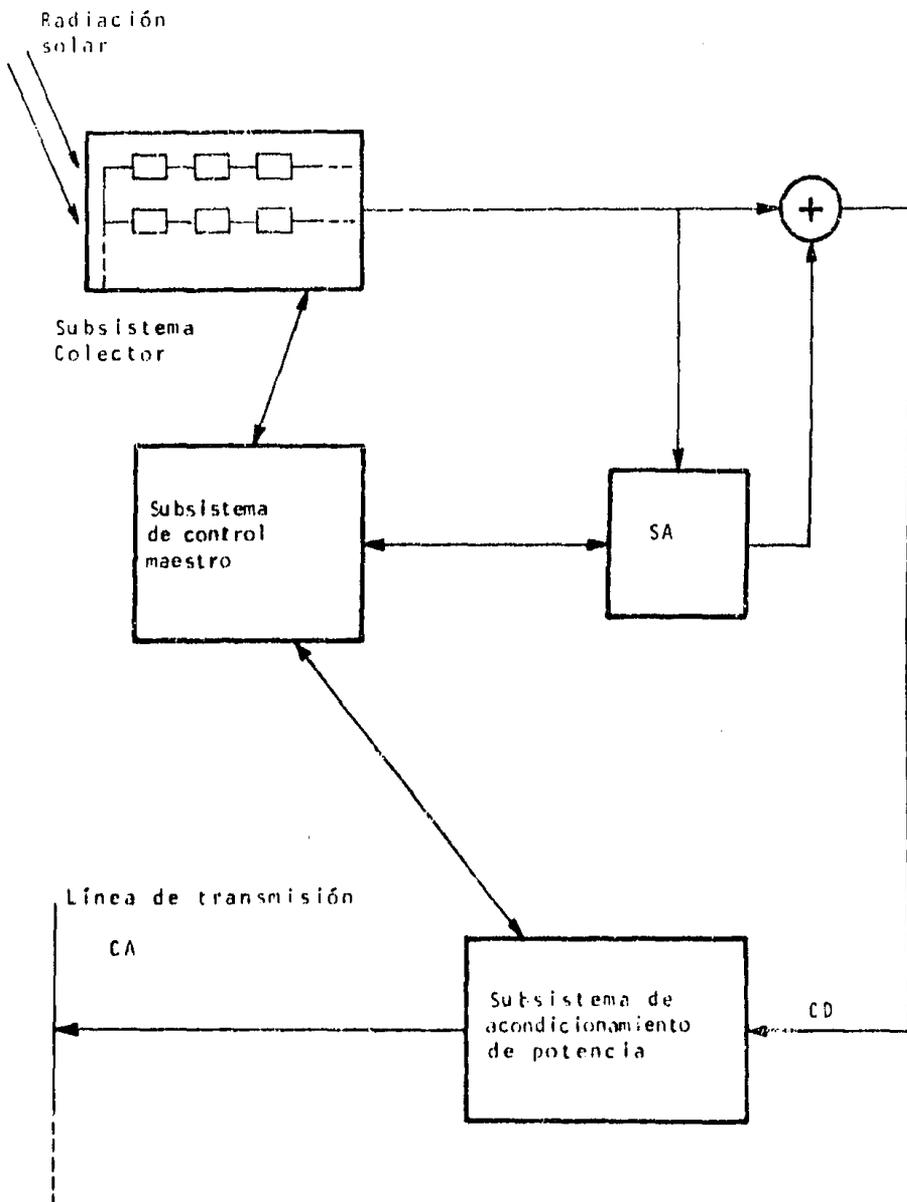


Figura 3.3 Los subsistemas de una FFVP.

con suficiente energía liberan pares electrón-hueco, y una parte de éstos la colecta un circuito externo, generándose una corriente "directa" sobre la carga. De esta corriente fotogenerada, una fracción puede enviarse al SA, normalmente constituido por baterías electroquímicas, para su posterior utilización.

En el SAP, la potencia de corriente directa entregada por la configuración de paneles y/o por el banco de baterías se convierte en potencia de corriente alterna mediante circuitos-inversores, transformadores y filtros, que entregan una señal eléctrica que cumple con los requisitos de máximas variaciones en voltaje y frecuencia, factor de potencia, etc.

El subsistema de control efectúa las funciones de supervisar, coordinar y enviar las señales necesarias al modo de funcionamiento especificado, así como las de detectar fallas, -- transmitir alarmas y enviar las acciones correspondientes.

Las PFVP se caracterizan por la posibilidad de instalar una amplia gama de capacidades con reducidos efectos de economía de escala y por una modularidad que permite aumentar la capacidad instalada en forma progresiva y en tiempos cortos (facilitándose así inversiones que se tengan que realizar).

3.1.3 Montaje y localización

Las características técnicas de los generadores de electricidad solar nos llevan a buscar una nueva aproximación al montaje, diferente en muchos aspectos al de las centrales convencionales de energía. En relación a las centrales helioeléctricas, por ejemplo, la de receptor central, se marcan las siguientes pautas:

- Se ha comprobado que el tamaño unitario más conveniente para una central de energía solar termodinámica está entre 1 y 100 MW. Por encima de este nivel, cae el rendimiento y -

sube el costo de construcción por kW; por debajo de 1 MW, los generadores fotovoltaicos parecen más prometedores, - por lo menos hasta que estén disponibles celdas solares - de muy bajo costo. Para formar parques de generación de -- energía de cualquier tamaño se combinan varias unidades - de las centrales de energía.

- El lugar de construcción se sitúa cerca de un río o un pozo para facilitar la provisión de agua de refrigeración.
- No se debe emplazar la central demasiado cerca de la costa marítima, ya que la atmósfera cargada de salitre perjudicaría las grandes estructuras metálicas y las numerosas piezas de articulación y unión. Además, en la mayoría de estas zonas son probables los vientos fuertes, hasta 5 km tierra adentro.
- El llamado problema de almacenamiento, resultante de la - deficiencia de la luz solar, no es básicamente diferente del de las centrales convencionales de energía. Si supone mos que la central de energía solar estará conectada -- a una red de potencia, como ocurrirá normalmente, las centrales convencionales de la red serán capaces de satisfacer la demanda cuando cese la luz solar. Si la central solar funciona como un generador independiente, es relativamente simple y barato suministrar calor de reserva a partir de combustible convencional, para alimentar la caldera de la central de electricidad solar.
- Finalmente, el aspecto más importante a considerar en relación a las centrales de energía solar termodinámica es la necesidad de luz solar directa durante la mayor parte del año para alcanzar un nivel satisfactorio de rendimiento.

te/costo. Para climas comparables, la localización a una altitud elevada ofrece una clara ventaja que se traduce - en más horas de luz solar directa. Esto se debe al hecho de que la turbidez del aire es menor en las montañas y, - consecuentemente, con cielo nublado, la luz difusa es mínima.

En lo que respecta a la generación de potencia fotovoltaica, nos encontramos con una situación completamente nueva que difiere de la práctica corriente en algunas características dominantes que se perfilan a continuación:

- Los generadores fotovoltaicos no necesitan refrigeración y se pueden instalar lejos de cualquier río o pozo, lo que constituye una importante ventaja para las zonas áridas o muy secas.
- Los generadores fotovoltaicos convierten también la parte de luz difusa de la radiación solar que llega a la Tierra. Por esa razón constituyen la forma más conveniente de producción de electricidad solar en las tierras de clima nublado.
- El problema del almacenamiento comprende dos aspectos distintos. Si las centrales fotovoltaicas están integradas en una red extensa de potencia, no se presentan problemas especiales, ya que la situación es la misma que para las centrales convencionales. Sin embargo, si la central fotovoltaica funciona como un generador de potencia independiente, es preferible añadir un sistema de almacenamiento, que puede ser a base de acumuladores electroquímicos.
- Finalmente, surge una situación nueva en el sector energético, en el que los generadores fotovoltaicos que empleen

celdas solares de muy bajo costo serán rentables económicamente hablando a casi cualquier nivel de potencia, incluyendo el extremo bajo del espectro de energía, en la categoría de algunos watts y kW. Por lo tanto, es posible predecir generadores individuales para casas, plantas comunales para ciudades o pueblos, centros comerciales, plantas de producción industrial y labores o granjas agrícolas, así como centrales generadoras de potencia conectadas a una red central de energía. Aparece un nuevo e interesante, aunque complejo problema, concerniente a la elección entre sistemas centralizados o independientes en casos particulares.

3.2 DEMANDA DE ESPACIO PARA LA GENERACION DE ELECTRICIDAD SOLAR A GRAN ESCALA

La pregunta que nos planteamos es si la exigencia de espacio asociada a la producción solar de electricidad a gran escala se puede satisfacer sin causar grandes problemas. Aunque una central helioeléctrica requerirá aproximadamente 10 veces más superficie que una central de energía convencional, la diferencia disminuye si se tiene en cuenta la totalidad del espacio necesario para todas las centrales convencionales, incluyendo el espacio utilizado para la extracción de combustible, la minería, el almacenaje, disposición de desperdicios, etc. Así pues, la necesidad de espacio para la producción de electricidad solar es entonces, aproximadamente equivalente al de la electricidad convencional.

Los generadores solares no causarán ningún problema en la utilización del espacio, incluso si las centrales excluyen todo uso complementario de la tierra que ocupan. Como norma, sin embargo, las centrales solares causan menos problemas a

la tierra que la minería abierta o superficial, por ejemplo. En el caso de los generadores solares termodinámicos, bajo los espejos aún puede crecer la hierba. Los generadores solares fotovoltaicos tienen la ventaja de ser estáticos y ligeros, de aquí que se monten en la parte superior de estructuras ya existentes, donde se convierten en usuarios secundarios del mismo lugar.

3.3. ALMACENAJE DE ELECTRICIDAD A GRAN ESCALA

Un problema importante que aparece en conexión con la utilización práctica de la energía solar a gran escala es el del almacenamiento de energía. Como hemos visto, la producción de electricidad solar es intermitente y contrastando con esto, la demanda es continua.

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

El cuadro de la figura 3.4 resume todas las posibilidades de almacenaje. Se han destacado las transformaciones que debe sufrir la energía eléctrica para ser almacenada en la misma o en otra forma de energía y la máquina o procedimiento para llevar a cabo el almacenamiento.

3.4 GENERADORES SOLARES INDIVIDUALES

El mayor volumen de la actual producción de electricidad es centralizado. Los usuarios están abastecidos por una red interconectada de las grandes centrales de energía, a través de una red de distribución que cubre el país. El sistema centralizado implica un cierto número de desventajas, tales como:

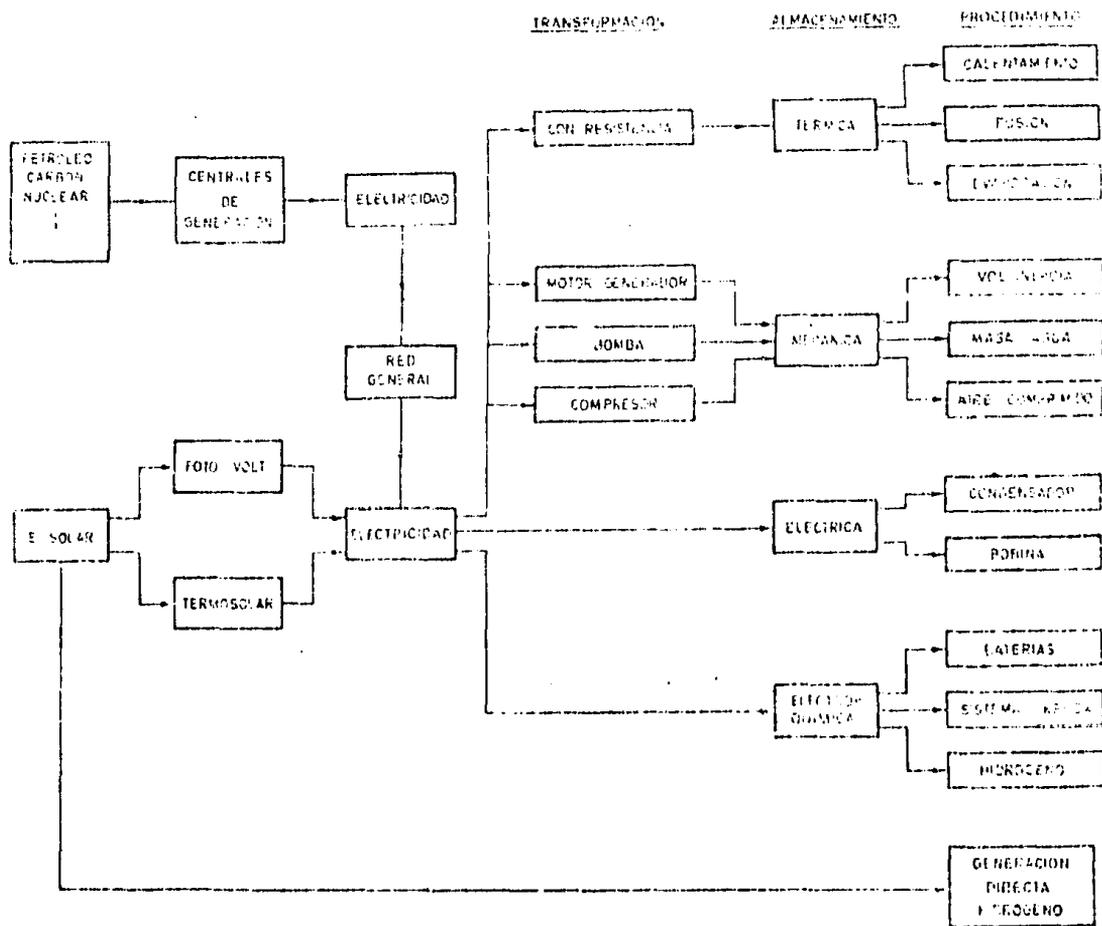


Figura 3.4 Esquema de las posibilidades existentes para acumular energía eléctrica de origen solar fotovoltaico. Se indican las principales transformaciones y procedimientos de almacenamiento.

- La transmisión de potencia a través de grandes distancias impone la utilización de líneas de alto voltaje para minimizar las pérdidas y, consecuentemente, una serie de estaciones transformadoras para convertir la potencia de alto voltaje desde niveles de más de 700 kV hasta voltajes susceptibles de ser utilizados en usos domésticos. En la práctica, alrededor del 10% de la energía producida se pierde a causa de la red de distribución y de la reducción de tensión.
- Las redes de distribución de energía son muy costosas.

No obstante, las fuentes de energía convencionales están bien adaptadas a los sistemas centralizados y difícilmente funcionarían de otra manera. Los casos típicos son las centrales hidroeléctricas, que inevitablemente implican un trabajo de construcción a gran escala, y las turbinas de vapor, que sólo son rentables en grandes unidades. Puesto que el costo por unidad de potencia descende cuando se incrementa el tamaño de la central, las más recientes tienen una producción de potencia del orden de 10^6 kW.

Por otro lado, los generadores Diesel también son apropiados para el funcionamiento a pequeña escala. Pero la electricidad generada por diesel alcanza un costo más elevado que la producida por turbinas de vapor. Además, si todos los usuarios consiguieran su propio suministro de electricidad a partir de los generadores Diesel, cada casa necesitaría un gran tanque de almacenamiento de combustible, y, como los generadores Diesel requieren una atención periódica, necesitaría un equipo de mantenimiento, así como 1 ó 2 aparatos de sostenimiento, para cubrir fallas. Finalmente, los aparatos Diesel son ruidosos y producen contaminación; por todo ello,

difícilmente resultan apropiados para funcionar en viviendas.

Como resultado, el desarrollo del consumo de electricidad ha estado íntimamente ligado a la instalación de centrales de energía y a la extensión de las redes de distribución.

En el caso de la electricidad solar, aparece una nueva situación, particularmente en los convertidores fotovoltaicos. Ante todo, no se exige el combustible y así se eliminan todos los problemas de transporte y almacenamiento. En segundo lugar, los generadores fotovoltaicos asociados a un acumulador son completamente estáticos; los únicos que se mueven son los electrones. Consecuentemente, no producen ruido ni contaminación. La tercera ventaja es que no se necesita ningún equipo especializado de mantenimiento, debido a la alta fiabilidad del panel y a su larga vida. Por último, se espera que los costos de instalación de los paneles solares sobre los tejados no sean más elevados que sobre el suelo, ya que no se necesita comprar ningún terreno extra y se evita tanto la preparación del suelo como la provisión de soportes estructurales.

Hay profundas razones técnicas e industriales para esperar que los costos desciendan hasta tal nivel que 1 kWh de electricidad, a partir de generadores fotovoltaicos, sea eventualmente tan barato como la electricidad de las redes convencionales. Pero, por el momento, la electricidad fotovoltaica es más cara. No obstante, si la red más próxima está a más de 10 km del usuario y la demanda es pequeña (por ejemplo, una simple casa), todavía puede ser más barato instalar un generador fotovoltaico.

En un futuro próximo, la situación evolucionará de tal manera que se preferirá para evitar la polución y garantizar la independencia individual, instalar un generador fotovoltaico.

Nuestro país es extenso, las redes de energía están limitadas por lo general, a los grandes centros urbanos. La demanda de electricidad es baja en zonas alejadas de estos centros, por lo que los generadores fotovoltaicos ofrecen una nueva oportunidad para abastecer de electricidad a zonas alejadas de las grandes ciudades, donde los usuarios potenciales están ampliamente diseminados y hay una baja densidad de población. Incluso a los precios actuales de mercado, los generadores fotovoltaicos tienen el suficiente interés como para merecer que se les tenga en cuenta en los suministros locales de electricidad. Por eso, brindan una nueva solución al viejo problema del desarrollo rural.

Por otro lado, resultan atractivos los generadores solares instalados cerca del consumidor, ya que así evitarían los excesivos costos de transmisión y cuando se monten en los tejados u otras estructuras útiles, eliminarán la necesidad de un terreno extra, preparación del lugar, soportes, etc.

El proceso de conversión fotovoltaica tiene dos ventajas, sobre los sistemas de recogida de calor solar: en primer lugar, capta la radiación solar en períodos de tiempo nublado; y, segundo, tiene sistemas rentables de almacenamiento de su producción de electricidad, a diferencia del calor, que aún no se puede almacenar eficientemente para salvar los períodos de nula o poca insolación en los sistemas de calor solar. Por ambas razones, los sistemas de energía solar fotovoltaica pueden proporcionar autonomía durante todo el año.

CAPITULO 4

LA CONVERSION FOTOVOLTAICA

4.1 LA CELDA FOTOVOLTAICA

En 1954 Chapin, Fueller y Pearson desarrollaron la primera celda fotovoltaica, realizada en silicio monocristalino, capaz de convertir energía con una cierta eficiencia. A partir de ahí las celdas fotovoltaicas de silicio se utilizaron como fuente de energía en vehículos espaciales y para usos especiales en la superficie de la Tierra.

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue por medio de generadores solares, compuestos de celdas fotovoltaicas, por un proceso llamado usualmente efecto fotovoltaico. Este tipo de proceso de conversión no depende del calor: al contrario, el rendimiento del aparato de celdas fotovoltaicas desciende a medida que aumenta la temperatura. Una demostración de esto podemos tomarla de las celdas fotovoltaicas que fueron instaladas en el Polo Sur: no sólo funcionan perfectamente, sino que liberan más energía que la esperada en un clima templado.

Esta conducta responde al hecho de que los fotones de la luz solar transmiten su energía directamente a los electrones, sin un paso térmico intermedio.

Consecuentemente, las celdas fotovoltaicas o celdas solares no solo son apropiadas en las regiones soleadas, sino que también parecen prometedoras para zonas donde otras clases de sistemas de energía solar no son adecuadas, especialmente en aquellas partes de la región ecuatorial y las zonas templadas -- que sufren de baja insolación. Bajo cielos cubiertos, los aparatos de concentración, como los utilizados para la conversión termodinámica de la energía solar, no pueden funcionar y el rendimiento de los colectores de calor de placa plana desciende hasta valores muy bajos. Las celdas fotovoltaicas continúan

funcionando al mismo rendimiento en cielos nublados que cuando hay brillante luz solar.

Se puede conseguir un efecto de conversión fotovoltaica - en todos los semiconductores. Los aislantes son inapropiados a causa de su baja conductividad y los metales son insensibles a la luz a causa de su alta concentración de electrones en la oscuridad.

Los semiconductores que mejor se acomodan a la conversión de la luz solar son los más sensibles, en otras palabras, aquellos que dan el mayor producto de corriente-voltaje para la luz visible. De hecho, la mayor cantidad de energía transmitida por los rayos solares está en las partes visibles de luz del espectro.

4.1.1 Fundamentos y características

4.1.1.1 Los materiales

Los semiconductores tienen sus electrones de valencia ligados a los átomos con energías muy semejantes a las de los fotones que constituyen la luz solar. Cuando ésta incide sobre el semiconductor sus fotones rompen los enlaces y los electrones de valencia quedan libres para circular por el semiconductor. Algo análogo ocurre también con el enlace roto, llamado "hueco", que saltando de un átomo a otro puede también moverse con una cierta libertad.

Estos electrones libres (negativos) y estos huecos (positivos), creados en los puntos donde hay iluminación, tienden a difundirse hacia las regiones oscuras y por lo tanto con menos densidad de ellos. Sin embargo, al moverse ambas partículas en el mismo sentido no dan lugar a corriente eléctrica, y antes o después se "recombinan" restableciendo el enlace roto. No obs-

tante, si en algún lugar próximo a la región donde estas parejas de electrones y huecos han sido creadas, se crea un campo eléctrico en el interior del semiconductor, este campo separa a los electrones de los huecos, haciendo que cada uno circule en dirección opuesta y por consiguiente dando lugar a una corriente eléctrica en el sentido del campo eléctrico.

4.1.1.2 Formas de crear un campo eléctrico en un sólido

Existen varios métodos para establecer un campo eléctrico en el interior de un sólido. Todos ellos están ligados al concepto de potencial de contacto que aparece cuando se unen dos materiales con distinta afinidad electrónica. Es natural que puedan existir, por tanto, infinidad de pares de materiales -- distintos capaces de proporcionar un potencial de contacto. -- Además, dado que es la diferente afinidad electrónica lo que determina la aparición del potencial de contacto, se podrá tener un campo eléctrico aún con un sólo material con tal que -- dos regiones contiguas de una muestra hayan sido tratadas o -- contaminadas (dopadas) debidamente para tener distinta afinidad.

Se dirá en éste último caso que se tiene una "homounión", y "heterounión" en el caso de materiales diferentes. Cuando una heterounión está constituida por un metal y un semiconductor se llama Barrera Schottky.

En las celdas fotovoltaicas convencionales como las desarrolladas por D.M. Chapin, C. S. Fueller y G.L.P. Pearson el -- campo eléctrico separador se lograba en la zona de transición, -- o unión, de dos regiones de un cristal de silicio que habían -- sido tratadas químicamente de manera desigual: una fue impurificada con fósforo (región n) y otra con boro (región p). Con -- ello aparecía un campo eléctrico dirigido de la zona n hacia --

la p que tiende a enviar a los electrones hacia la zona n y los huecos hacia la zona p.

4.1.1.3 Modo de funcionamiento

Cuando la luz incide sobre la cara superior de la celda algunos enlaces son rotos, generándose pares electrón-hueco. Si esta generación se produce a una distancia de la unión menor de lo que se denomina longitud de difusión, en promedio, antes o después estos portadores serán separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, moviéndose el electrón hacia la zona n y el hueco hacia la zona p, dando lugar, por consiguiente, a una corriente desde la zona n a la p, lo que produce energía eléctrica utilizable (figura 4.1). No se consume material, y la celda puede funcionar indefinidamente. Si un electrón y un hueco se encuentran antes de atravesar la unión se recombinan, perdiéndose en forma de calor la energía luminosa que habían absorbido. Tomaremos como ejemplo la celda fotovoltaica de silicio para explicar el funcionamiento de las celdas fotovoltaicas porque es típica y ampliamente utilizada.

El silicio tiene una valencia de 4; en un cristal puro, los átomos están dispuestos en una red cristalina regular y completamente uniforme. Su conductividad eléctrica es muy baja. Si se introduce como impureza un elemento de valencia 5, como el fósforo, en el silicio fundido y se le deja enfriar lentamente, se formará un cristal uniforme, pero algunos de los átomos de silicio serán sustituidos en la red por átomos de fósforo. Cuatro de los cinco electrones del átomo de fósforo se utilizan en la unión cristalina, de la misma forma que sucede con los átomos de silicio, pero el quinto electrón queda libre para moverse y actuar transportando energía eléctrica. De la misma forma, cuando se introduce en la red cristalina un elemento

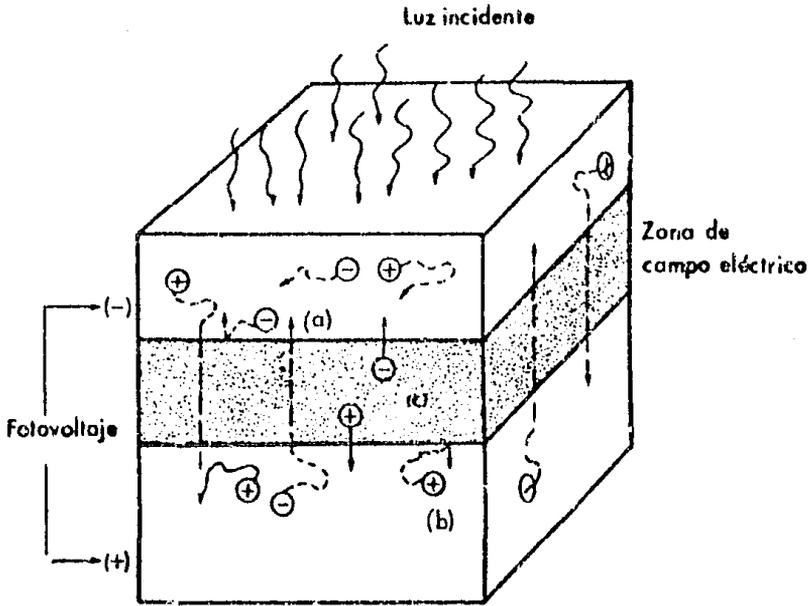


Figura 4.1 Esquema de una celda fotovoltaica que muestra: Absorción de luz y la generación de pares electrón-hueco (a), su separación (c) y la acumulación de carga negativa (a) y positiva (b) a uno y otro lado de la región de campo eléctrico permanente.

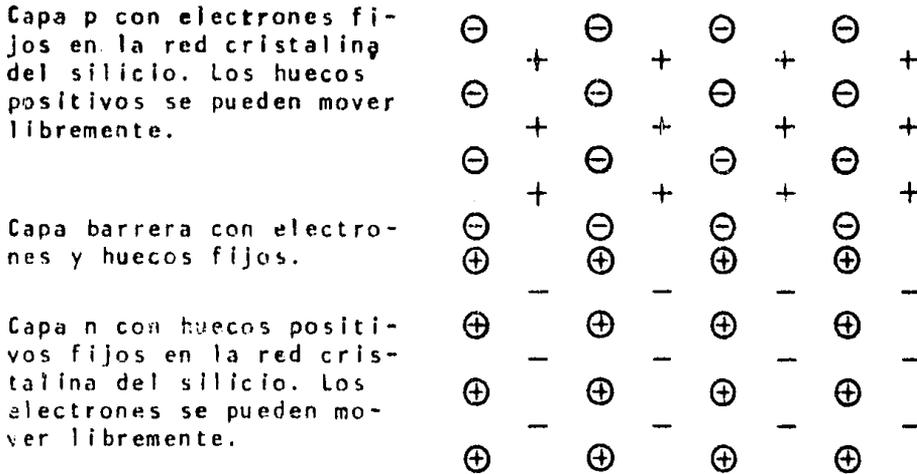


Figura 4.2 Principio de la celda fotovoltaica. Las cargas dentro de los círculos no se pueden mover, las otras se pueden mover.

dé valencia 3, como el boro, éste toma un electrón extra, y el electrón deja un hueco positivo en los átomos de silicio que -- puede moverse libremente. Aunque el silicio puro cristalino es un aislante eléctrico, al añadirse esta impureza se transforma en un buen conductor eléctrico, llamado semiconductor.

En la celda fotovoltaica (figura 4.2) una capa n negativa con cargas positivas fijas y electrones libres está en contacto con una capa p positiva en la que los electrones están fijos, - pero los huecos están libres. En el plano de contacto los electrones de la capa n encuentran a los huecos positivos de la capa p y se combinan entre sí. Las cargas se neutralizan en la -- superficie de contacto manteniéndose junto a ella iones de fósforo con carga positiva en la capa n e iones de boro con carga negativa en la capa p. Mientras que las dos capas eran originalmente eléctricamente neutras, ahora se han formado una carga positiva en el lado p de la barrera que impide la difusión de más huecos y una carga negativa en el lado n que impide la difusión de más electrones. En las partes p y n del cristal se colocan - electrodos metálicos.

Cuando absorbe luz de suficiente energía (en el caso del - silicio luz visible e infrarroja corta), cada unidad luminosa - (cada fotón) produce un electrón negativo y un hueco positivo.- En un cristal ordinario se recombinarían inmediatamente, con el resultado de que la luz se transformaría en calor. Pero al existir una barrera de potencial en la unión p-n, los electrones -- producidos en la capa n se mueven hacia un electrodo, y los huecos positivos se mueven hacia el otro electrodo. Cuando los - - electrones y los huecos se concentran en los electrodos se produce un potencial eléctrico, y si se unen los electrodos con un conductor, una corriente eléctrica circulará a través de éste.

Existe una tendencia a la recombinación de los electrones - y los huecos antes de alcanzar los electrodos, reduciendo las -

cargas acumuladas útiles. La recombinación se ve facilitada -- grandemente por las irregularidades de la red cristalina debidas a la presencia de impurezas de otros elementos, por lo que es preciso utilizar cristales extremadamente puros. Las irregularidades superficiales del cristal catalizan también la recombinación rápida de los electrones y los huecos, por lo que es necesario generalmente utilizar cristales únicos grandes, en vez de pequeños cristales independientes conectados entre sí -- en una gran masa cristalina.

4.1.1.4 Estructura de la celda

La figura 4.3 muestra la estructura básica y más común -- de la celda fotovoltaica de silicio. Usando este esquema se -- explicará la función de cada una de las partes constitutivas.

1. Electrodo superior de interconexión. Su función es la de -- asegurar el medio de conexión con la carga eléctrica que debe -- hacer funcionar, o bien para interconectar celdas.
2. Contacto drenador de la fotocorriente. Recoge la fotoco -- rriente producida por la zona de campo eléctrico permanente -- (en forma de reja, peine o malla), a fin de que deje pasar la luz, que ésta penetre y genere los pares electrón-hueco. El -- área de este contacto es generalmente menor a 10% del área en la celda expuesta al Sol.
3. Película antirreflejante. Su función es reducir al mínimo -- la pérdida por reflexión de la luz en la superficie del semi -- conductor. Tiene un espesor aproximado de 750 Å.
4. Región de semiconductor de conductividad n (que transporta la corriente eléctrica por medio de electrones). Al ponerse en contacto con el material semiconductor p, región 6, da lugar a la zona de campo eléctrico, región 5. El espesor de ésta varía

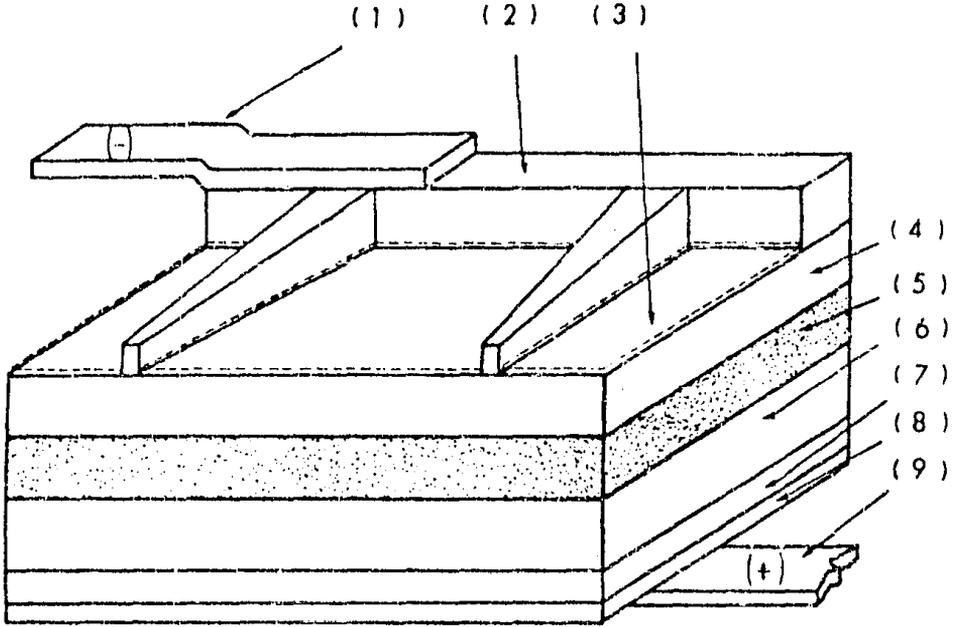


Figura 4.3 Estructura de la celda fotovoltaica de silicio. 1 y 9 : electrodos de interconexión; 2: reja de contacto; 3: película antirreflejante; 4: semiconductor n; 5: zona de campo eléctrico permanente; 6: semiconductor p; 7: semiconductor p⁺; 8: contacto de extracción de corriente.

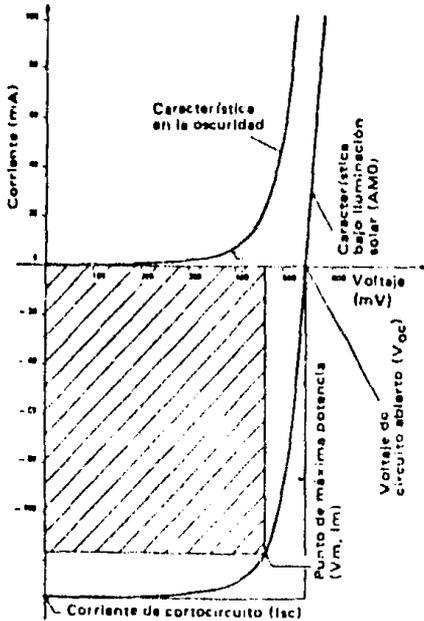


Figura 4.4 Característica V-I de una celda solar.

generalmente entre mil y 5 mil Å, dependiendo de la celda y del material que la constituye.

5. Zona de campo eléctrico permanente. Se origina al poner en contacto un semiconductor n y un semiconductor p. Este campo eléctrico es el que separa las cargas negativas y positivas, generadas por la absorción de luz, produciendo una fotocorriente y un fotovoltaje. Su extensión es del orden de 3 mil a 10 mil Å.

6. Región de semiconductor p (conduce la corriente eléctrica por medio de cargas positivas). Al ponerse en contacto con la región n origina la zona de campo eléctrico permanente. Su espesor mínimo está determinado por las propiedades del semiconductor; en silicio son del orden de 0.1 a 0.5 mm.

7. Región del semiconductor sobreimpurificada p^+ . Produce un efecto de espejo eléctrico que refleja los electrones excitados hacia la región de campo permanente, aumentando la fotocorriente y otros efectos que mejoran la celda.

8. Contacto metálico posterior. Hace la misma función del contacto 2 pero sobre el material semiconductor p; en este caso el contacto cubre completamente la superficie de la celda.

9. Electrodo de interconexión. Con él se cierra el circuito eléctrico y es equivalente a 1.

4.1.1.5 La curva voltaje-corriente

A causa de la capa-barrera en la unión p-n, que es esencial para el efecto fotovoltaico, las celdas solares tienen características de diodo en la oscuridad. La característica voltaje-corriente (V-I) de una celda solar se muestra en la figura 4.4. Bajo iluminación la curva V-I mantiene la misma forma pero desplazada a lo largo del eje de corrientes negativas. Co

mo resultado aparece un voltaje de circuito abierto en el eje - del voltaje positivo y una corriente de corto circuito en el -- eje de corriente negativa.

La curva $V-I$ se desplaza linealmente a lo largo del eje de corriente en función de la intensidad de la luz. De aquí que la dependencia de la intensidad de la corriente de cortocircuito - sea lineal. A continuación, el voltaje de circuito abierto au- - menta como una función logarítmica de la intensidad de la luz.

A partir de la tabla 4.1, podemos interpretar la $V-I$ carac- - terística de un dispositivo de celda fotovoltaica. Dentro de la - capa-barrera, existe un campo eléctrico y una diferencia de po- - tencial que están enteramente ocasionados por la diferencia del - dopado entre ambos lados del cristal. En la oscuridad, este cam- - po interno se opone al paso de una corriente eléctrica; si se - aplica un voltaje externo en la dirección inversa, el campo se - fortalece y con él la barrera al flujo de electrones, de tal -- manera que la corriente es incapaz de aumentar con el voltaje. - Si aplicamos un voltaje externo, en sentido directo, el voltaje - interno se ve progresivamente compensado por el voltaje externo - que actúa en la dirección opuesta. De esta forma la corriente - directa se incrementa hasta que el voltaje interno está total- - mente vencido. En este punto, la corriente ya no está más limi- - tada por la capa-barrera.

Cuando un diodo está iluminado, los electrones se liberan, - moviéndose por el campo interno que los conduce en su dirección; - como resultado, se genera una "fotocorriente" que fluye en di- - rección opuesta a la corriente directa de la oscuridad. Incluso - si no se aplica voltaje externo, esta fotocorriente continúa -- fluyendo y se mide como la "corriente de cortocircuito". Esta - depende linealmente de la intensidad de la luz, ya que cuando se - absorbe más luz, se exponen electrones adicionales a la fuerza- - de campo interno.

Caso	Luz	Voltaje aplicado (polarización directa)	Campo	Corriente	Observaciones
a	Sin luz	Sin voltaje	Campo inherente →	0	Sin corriente, ya que la corriente del campo está exactamente compensada por la corriente de difusión en la dirección opuesta.*
b	Sin luz	Voltaje aplicado	Campo inherente → ← Campo aplicado	← Corriente directa	Corriente directa; la corriente de difusión no está ya compensada por la menor corriente de campo.
c	Luz	Sin voltaje	Campo inherente →	Fotocorriente →	Puesto que la generación de portadores por la luz es homogénea en la barrera, la corriente de difusión en la barrera no se modifica, pero la corriente de campo aumenta a causa del incremento de la concentración de portadores: la fotocorriente en la barrera es una corriente de campo.
d	Luz	Voltaje aplicado	Campo inherente → ← Campo aplicado	Fotocorriente → ← Corriente directa → Corriente neta	Se añade una corriente detecta a la fotocorriente.
d'	Luz	Voltaje aplicado	Campo inherente → ← Campo aplicado	Fotocorriente → ← Corriente directa Corriente neta = 0	Condición de «voltaje de circuito abierto».

* La dirección del campo eléctrico es convencional, de mayor a menor, la dirección de las corrientes es para los portadores positivos.

Tabla 4.1 Corrientes a través de un diodo bajo los efectos de la luz y/o un voltaje aplicado.

La fotocorriente no está influenciada por el voltaje aplicado. La condición de voltaje de circuito abierto se consigue cuando la fotocorriente se compensa con una corriente directa exactamente igual al voltaje aplicado externamente.

Alrededor de la característica $V-I$ se marcan dos rectángulos. La relación del rectángulo menor con el mayor se llama -- factor de "forma" (o factor de llenado) y representa la diferencia entre una celda solar ideal y una real. En las celdas solares de silicio, el factor de forma está entre 0.7 y 0.83. Para las celdas convencionales de silicio que funcionan a temperatura ambiental a una intensidad de iluminación de AM1, los voltajes de circuito abierto típicos están alrededor de 550 y 600 mV, y las corrientes de cortocircuito son de unos 30 -- mA/cm².

La figura 4.5 muestra el circuito equivalente de una celda fotovoltaica. Variando la resistencia de carga entre cero e infinito podemos obtener la característica $V-I$ de la celda.

La potencia máxima que puede dar una celda corresponde a un voltaje V_m y corriente I_m como las indicadas en la figura 4.6. Así se tiene:

$$P_{\max} = I_m V_m \quad (4.1)$$

Como se desprende del análisis de dicha figura, únicamente puede extraerse potencia del dispositivo si el punto de trabajo está colocado en el cuarto cuadrante, que es donde el producto $V-I$ es negativo, lo que significa que la celda se comporta como generador de energía. La potencia utilizable en la carga R_L será el área del rectángulo $0, I_m, M, V_m$. También se ha representado en la figura 4.6 la potencia en función del voltaje en las terminales de la celda y se ve la presencia de un máximo. Evidentemente, la resistencia de carga debe ser elegida de forma que el punto de trabajo coincida con el punto de potencia máxima.

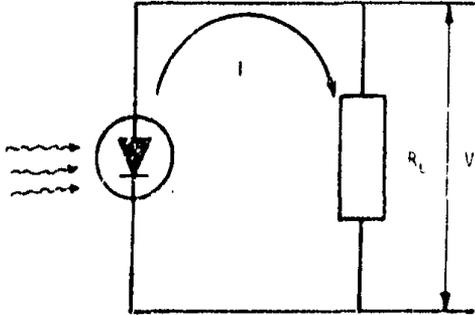


Figura 4.5 Circuito equivalente de una celda fotovoltaica.

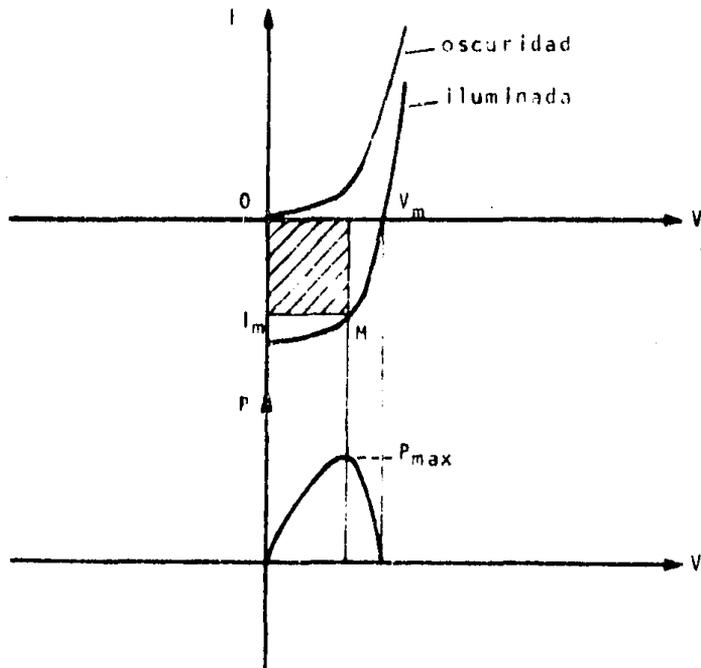


Figura 4.6 Potencia máxima de la celda.

Como se ha dicho antes, la producción de potencia utilizable de una celda solar desciende cuando sube la temperatura -- (ver figura 4.7). En las celdas típicas, las pérdidas suponen un 0.35-0.45% por °C de incremento de temperatura. En otras palabras, una celda fotovoltaica de silicio libera un 20% más de potencia a 20°C que a 70°C. En la figura 4.7 vemos que la causa de esta pérdida es principalmente el descenso del voltaje de circuito abierto; es típico en las celdas solares que la corriente esté poco afectada por la temperatura. En este punto podemos trazar unas conclusiones válidas para todas las celdas fotovoltaicas y que están resumidas en la tabla 4.2.

	Voltaje de circuito abierto	Corriente de cortocircuito
intensidad de la luz	Pequeña variación (dependencia logarítmica)	Gran variación (dependencia lineal)
Temperatura	Gran variación (dependencia lineal)	Pequeña variación (efecto de 2º orden)

Tabla 4.2 Dependencia del fotovoltaje y la fotocorriente de la intensidad de la luz y la temperatura.

4.1.1.7 Rendimiento de conversión

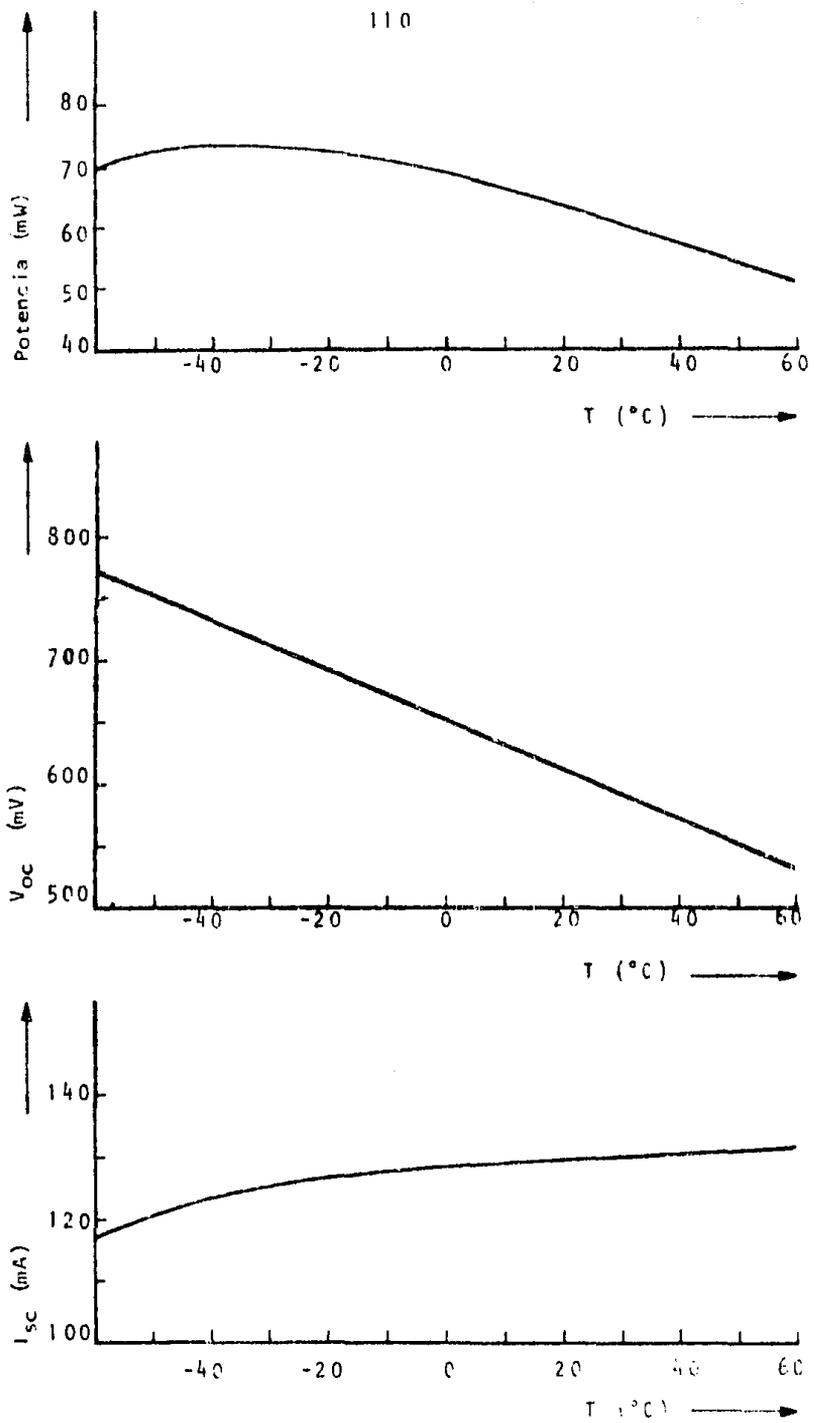


Figura 4.7 Potencia, voltaje en circuito abierto y corriente de cortocircuito en función de la temperatura. Celda de silicio, 4 cm^2 .

El rendimiento de conversión η , de una celda solar se define como:

$$\eta = \frac{\text{Máxima potencia eléctrica entregable por la celda}}{\text{Potencia luminosa incidente total sobre la celda}} = \frac{I_m V_m}{P_{in}}$$

$$\eta = \frac{I_{sc} V_{oc}}{P_{in}} F.F. \quad (4.2)$$

donde F.F. es el factor de forma.

El rendimiento teórico máximo alcanzable es del 95%. Dicho valor es inalcanzable en la práctica si se emplea una celda de un sólo material semiconductor. Para la luz visible monocromática, sea, un rayo de luz amarilla o verde, el máximo rendimiento teórico de una celda de silicio es de 45-50%. Sin embargo, los rendimientos obtenibles para la luz solar son más bajos. Esto ocurre porque la radiación solar no es monocromática, sino que presenta una distribución espectral bastante amplia (figura 4.8). En la superficie de la Tierra (espectro AM1) se extiende aproximadamente desde el ultravioleta ($3.5 \mu\text{m}$) hasta el infrarrojo próximo ($0.3 \mu\text{m}$). La suma de las potencias correspondientes a cada una de esas frecuencias es lo que llamamos potencia solar incidente, P_{in} . Pero no todas las frecuencias son aprovechables por un determinado material fotovoltaico, porque éste es transparente por encima de una longitud de onda. En el silicio toda la luz solar visible y hasta los 1100 Å del infrarrojo se aprovecha para liberar electrones y hacer funcionar la celda fotovoltaica (figura 4.9). Estos límites corresponden a una energía de 1.11 eV. La luz de longitud de onda superior no se aprovecha porque su energía es demasiado pequeña para liberar electrones y convertir el cristal en conductor. La luz de longitud de onda menor y energía superior libera electrones pero con un rendimiento más pequeño debido a que tiene más energía por fotón de la que hace falta. Un fotón

libera únicamente un electrón, independientemente del exceso de energía que tenga.

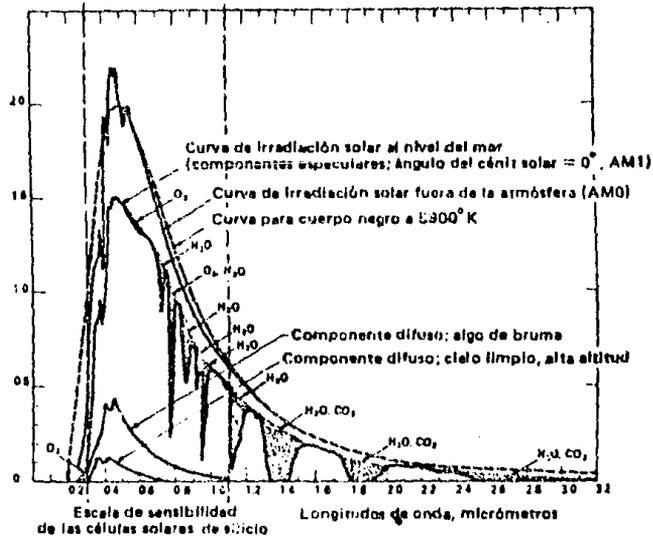


Figura 4.8 Escala de sensibilidad de las celdas de silicio, comparada con el espectro solar del exterior de la atmósfera y al nivel del mar.

En los materiales muy absorbentes, la corriente generada es grande, pero el voltaje de circuito abierto es bajo, por serlo la banda prohibida (E_g) del semiconductor.

Sólo dividiendo el espectro solar en varios bloques y poniendo una celda espectralmente adaptada en cada bloque puede superarse el límite del 25% que puede considerarse como barrera infranqueable para sistemas con una sólo celda de banda prohibida constante.

4.1.1.8 Rendimiento de los materiales semiconductores

Uno de los factores que más limitan la eficaz conversión

Figura 4.9 Curva de respuesta espectral de una celda de silicio.

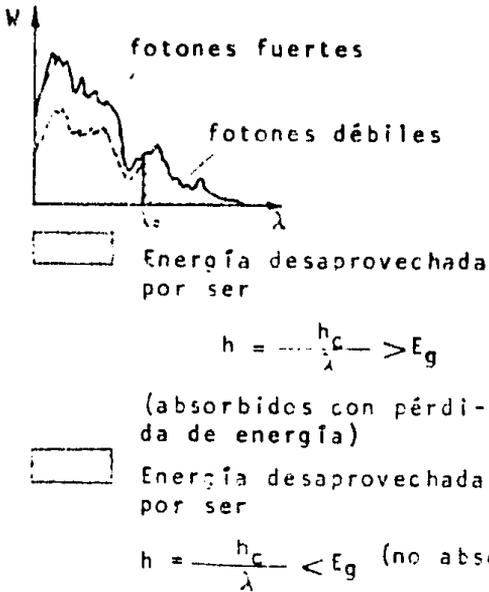
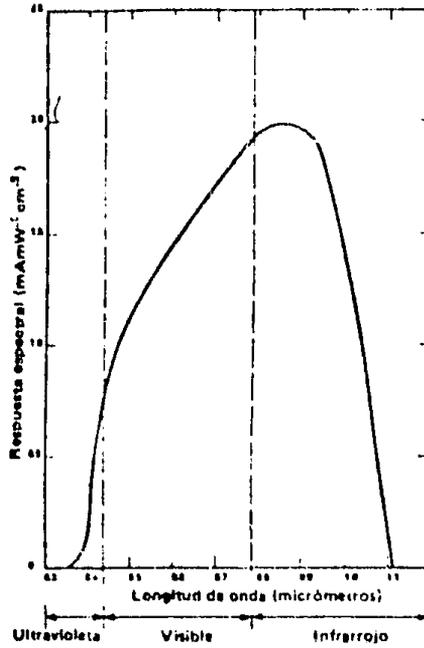


Figura 4.10 Limitaciones de rendimiento de una celda solar. Espectro AM1.

de energía luminosa en eléctrica es el que se deriva de la -- falta de adaptación entre la energía de los fotones del espectro solar y la energía necesaria para romper el enlace de un electrón en un material dado (figura 4.10). Así, los fotones con energía inferior a la necesaria para romper un enlace no serán absorbidos y se perderán. Los muy energéticos gastarán parte de su energía en romper el enlace de un electrón (es decir, en crear un par electrón-hueco) y el resto en ceder energía cinética a ese hueco y electrón. La energía cinética se perderá rápidamente en forma de calor a causa de las colisiones de estos portadores con los átomos del material. La energía recuperable del par electrón-hueco generado será, como máximo, igual a la energía potencial debido al campo creado en la unión.

Dado que el espectro solar es bastante ancho y la mayor parte de los fotones tienen energía comprendida entre los 3.1 eV y los 0.7 eV no es posible obtener rendimientos muy altos con un solo material.

Los materiales con banda prohibida de 1.45-1.5 eV serían los mejores, visto el espectro solar (figura 4.11). Hay varios semiconductores con valores próximos: InP (1.25 eV), AsGa (1.35 eV), CdTe (1.45 eV) y con ventaja en este aspecto con respecto al silicio (1.11 eV). Pero el rendimiento no depende sólo de eso, sino también de otros factores de tipo práctico, tales como las tecnologías de fabricación del material y la celda, y la estabilidad y degradación bajo radiaciones. La tabla 4.3 recoge una comparación que ilustra este último aspecto del problema y pone de manifiesto la preponderancia del silicio.

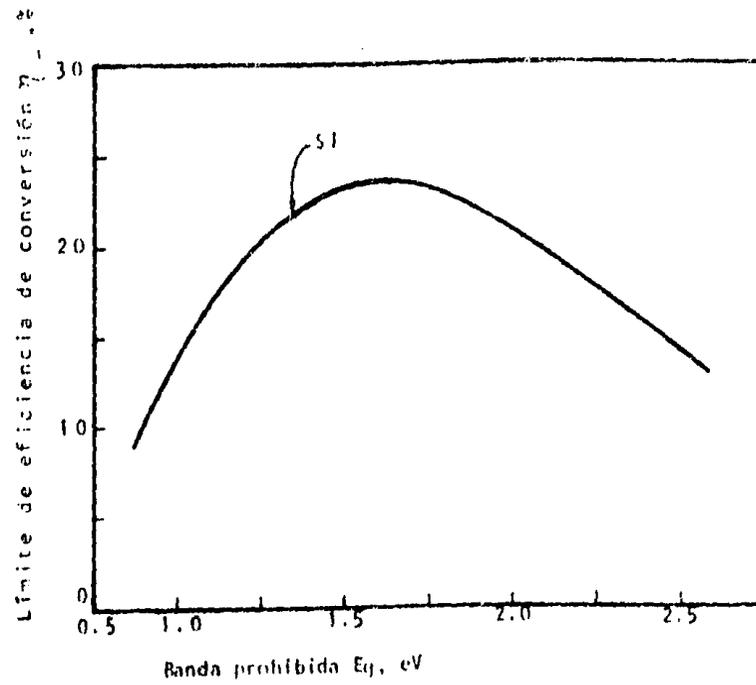


Figura 4.11 Límite de eficiencia de conversión.

MATERIAL	E_g (eV)	η Teórico %	η Experimental %
Si	1.11	22	14
InP	1.25	24	6.7
AsGa	1.35	26	11
CdTe	1.45	23	7.2
CdS	2.4	18	8

Tabla 4.3 Rendimientos comparativos de los diversos materiales semiconductores.

Este cuadro puede considerarse válido para un futuro no lejano ya que es más posible que haya grandes avances en cuanto a costos y peso que en cuanto a rendimiento.

4.1.1.9 Causas principales de las pérdidas de potencia

Entre las principales causas de que los rendimientos de conversión tengan valores no superiores al 15% en la práctica, cabe citar las siguientes:

- Reflexión en la cara anterior de la celda solar: para una celda de silicio desnuda es del 30% por lo que normalmente se les recubre con una capa antirreflejante (de TiO_2 , Ta_2O_5 , ZnS o un recubrimiento de varias capas) que permite alcanzar absorciones de 90-94%. Puede alcanzarse mayor absorción atacando selectivamente la superficie antes del recubrimiento antirreflejante; así se crea una superficie piramidal de silicio que reduce la reflexión a un tercio. Una reflexión menor mejorará directamente la corriente de cortocircuito de la celda.
- Absorción incompleta: la energía del fotón tiene que ser -

mayor que la de la banda prohibida para poder crear un par electrón-hueco. Por ello, cuanto más pequeña sea la banda prohibida, mayor es la parte del espectro de la luz solar que puede utilizarse.

Por otro lado, un gran número de los fotones absorbidos tienen más energía que la necesaria para generar pares electrón-hueco; el exceso de energía de los fotones se disipa en calor. Esta limitación es fundamental y está determinada por la elección del material semiconductor.

- Colección incompleta: la absorción de los fotones es una función de la longitud de onda a través del coeficiente de absorción. Para el silicio este coeficiente disminuye con la longitud de onda y por eso los fotones de mayor longitud de onda penetrarán más profundamente en el material. Pero sólo los pares electrón-hueco recogidos y separados por el campo de la unión contribuyen a la fotocorriente; y sólo serán recogidos éstos dentro de una distancia a la unión igual a la longitud de difusión. La mayoría de los otros pares se recombinarán haciendo que el rendimiento baje; éste queda determinado por parámetros del material tales como movilidad y tiempo de vida de los pares electrón-hueco que pueden ser influidos, en parte, por la tecnología.

Para altas prestaciones de recogida hacen falta largos tiempos de vida, buenas propiedades de superficie (una baja velocidad de recombinación superficial), bajas profundidades de unión y bajos niveles de dopado. Un alto rendimiento de colección mejora I_{sc} y V_{oc} .

- Factor de voltaje: definido por la relación entre V_{oc} y el ancho de la banda prohibida. Es siempre menor que la unidad. Los altos dopados de base mejoran este factor.

- Factor de forma: está determinado, en primer lugar, por -- una ley teórica: debido a la dependencia exponencial voltaje-corriente, este factor puede, como máximo, llegar a ser 0.63 para una celda de silicio (en condiciones AM1).

En la práctica, otros parámetros afectan a este factor . - La ley exponencial no es ideal y puede ser modelada por un segundo diodo (no ideal), además, existen corrientes de fugas en el diodo, modeladas por una resistencia paralelo, - R_{sh} . Mientras el primer factor (teórico) es ligeramente dependiente de parámetros del material (nivel de dopado) y - de la intensidad de la luz, el segundo y el tercero son -- muy dependientes del material y la tecnología empleados. - impurezas, pasos a temperaturas elevadas, procesos no uniformes pueden influirlos. Son muy sensibles a algunas tecnologías típicas.

- Resistencia serie: producida porque la corriente en el lado frontal debe ser recolectada por un metal no transparente. La malla de metalización es un compromiso entre la pérdida en la resistencia serie (disipación) y el recubrimiento - por el metal no transparente. Un bajo recubrimiento mejorará I_{sc} , mientras que una baja resistencia serie producirá un alto factor de forma.

En la figura 4.12 se dan los efectos relativos de estos - factores de pérdidas para una celda típica del 12%, disponible en el mercado.

4.1.2 Fabricación de la celda convencional

Varios tipos de celdas solares se encuentran en este momento en proceso de intensa investigación. Entre ellas podemos mencionar las celdas de silicio (Si), las celdas de sulfuro de

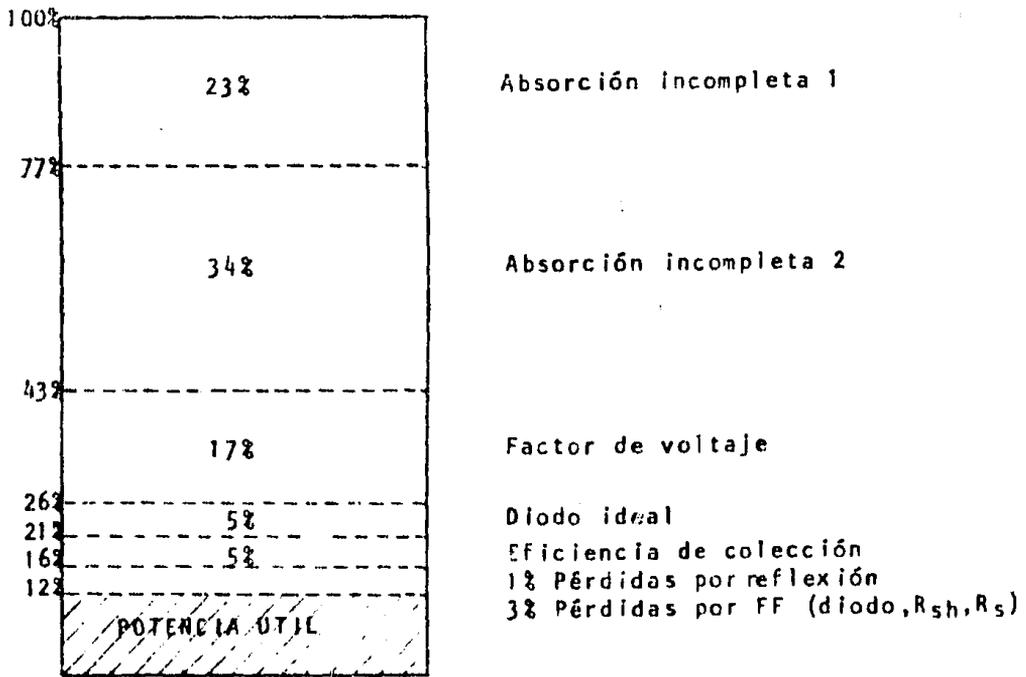


Figura 4.12 Efecto relativo de los distintos factores de pérdidas para una celda del 12%

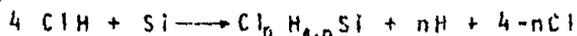
cadmio-sulfuro de cobre ($\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$) y las celdas de arsenurio de galio (AsGa). Las celdas de sulfuro de cadmio-sulfuro de cobre, pese a las esperanzadoras expectativas de bajo costo, no son aún lo suficientemente bien conocidas, falta por resolver el problema de la estabilidad química en estas celdas.

El elevado costo del arsenurio de galio hace que las celdas solares de este material sean excesivamente costosas, a pesar de sus excelentes características técnicas, de manera que sólo son utilizables en determinado tipo de aplicaciones. Como conclusión queda la celda de silicio, la más popular de todas, como objeto preferente de nuestro estudio.

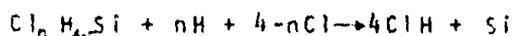
4.1.2.1 El ciclo de fabricación de celdas de silicio

La fabricación de una celda de silicio comienza por la fabricación del silicio (ver figura 4.13). La materia prima es el cuarzo, de ser posible desprovisto de boro y de la mayor pureza posible. Este cuarzo se reduce en un horno de arco, con carbón para obtener el silicio metalúrgico con una pureza del 98%. La cloración posterior del silicio metalúrgico con ácido clorhídrico y la destilación del producto resultante permite obtener clorosilanos puros que son reducidos con hidrógeno para obtener un silicio químicamente puro; el hidrógeno y el cloro se recuperan en el proceso de través de un ciclo cerrado.

Cloración:



Reducción:



Una vez que se obtiene el silicio químicamente puro se pasa a un proceso físico de purificación aprovechando la diferente solubilidad de las impurezas en la fase sólida y líquida -

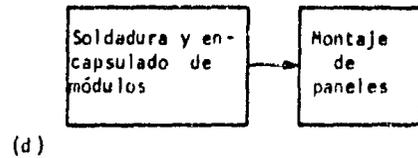
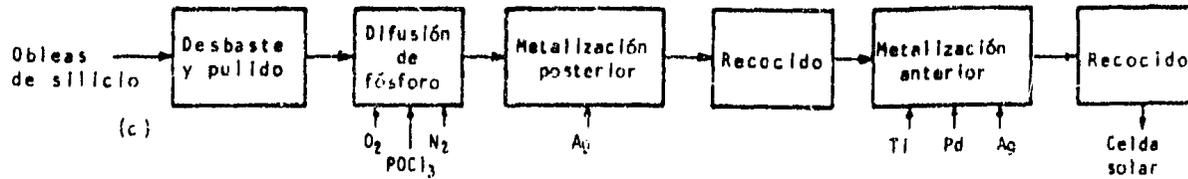
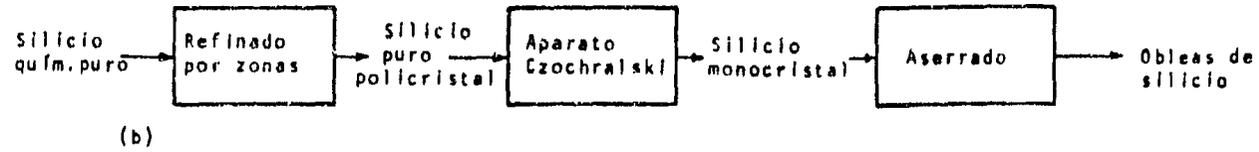
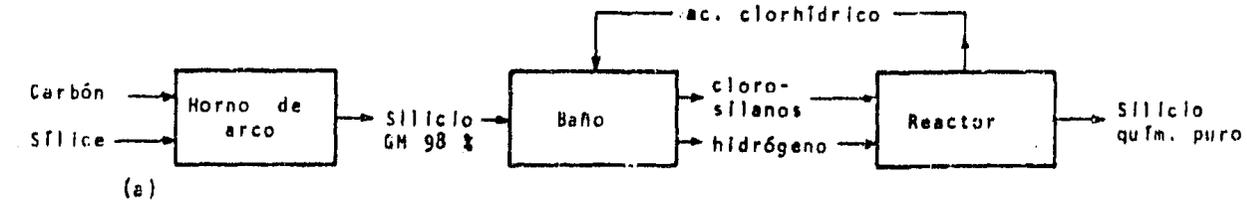


Figura 4.13 Procesos para fabricar una celda solar
 a) Industria metalúrgica
 b) Industria del silicio monocristalino
 c) Industria de componentes electrónicos
 d) Montaje de sistemas solares

del silicio (excepto el boro todos son más solubles en la fase líquida) que permite separarlos dejando un lingote policristalino de elevada pureza (de unos "ocho nueves").

Este silicio constituye la materia prima para la obtención del monocristal, que se obtiene tras una nueva fusión y solidificación en condiciones adecuadas y a pequeña velocidad. En esta etapa se adicionan las impurezas que en forma controlada van a dopar a la base de la celda. Una vez obtenido el lingote monocristalino, de sección circular, se corta con una sierra de diamante, en forma de discos de unos $300\mu\text{m}$ de espesor y, en ciertas ocasiones, se efectúa un desbastado y un pulido de las obleas así obtenidas que pueden llegar a dejarlo con aspecto especular.

Típicamente aquí termina el proceso de fabricación de obleas de silicio, de uso común para toda la industria de circuitos integrados y comienza el de fabricación de celdas solares.

En éste se realiza el dopado superficial de fósforo en la oblea mediante la exposición de su superficie a una atmósfera rica en fósforo que penetra por difusión hacia el interior de la oblea, dependiendo de la temperatura y del tiempo la profundidad a la que se instala. Posteriormente se realiza un recubrimiento con metal por la parte posterior tras haber destruido por medios químicos la capa difundida con fósforo en la parte posterior. Tratamientos térmicos apropiados permiten la constitución de un contacto eléctrico de baja resistencia entre metal y semiconductor. De igual modo se deposita un metal en forma de malla en la parte anterior de la celda. Esto puede hacerse, bien evaporando el metal a través de una máscara perforada con la forma apropiada o bien depositando el metal por toda la cara anterior y eliminándolo de las regiones indeseadas mediante el uso de técnicas de fotorresinas. Un tratamiento térmico posterior mejora el contacto eléctrico entre malla-

y semiconductor.

Con frecuencia no es un solo metal el que se deposita por cada cara sino más bien una sucesión de metales entre las cuales la de titanio-paladio-plata es la preferida para el contacto anterior, dejando la plata como metal para el contacto posterior.

Una vez que la celda ha sido concluida es preciso montarla y conectarla para constituir lo que se denomina un módulo. Los hay de diferentes tipos y formas. Un típico módulo puede constar de 36 celdas en serie, colocadas sobre una placa de -- circuito impreso en la cual se conectan en serie el fondo de -- cada celda con la malla de la siguiente usando aleación de estaño-plomo-plata que suelda bien sobre plata y cobre. Luego se embebe todo el módulo en resinas de silicónes transparentes. Este módulo es apropiado para cargar una batería de 12 V.

4.2 TIPOS DE CELDAS

Atendiendo al costo y rendimiento de las celdas fotovoltaicas, solamente las de silicio hechas por homounión y las de heterounión de capa delgada policristalina de $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$ son hoy susceptibles de aplicación para conversión de energía en paneles sin concentración.

Por eso revisaremos el estado actual de las celdas solares que tienen el silicio como material base y las celdas de $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$ de capa delgada. Finalmente, haremos mención de celdas que se encuentran en desarrollo como las de arseniuro de galio, donde se han dado los mayores rendimientos obtenidos.

Desde hace más de 25 años las celdas que se han comercializado son las de silicio monocristalino (hasta 1980, las únicas). A principio de la década de los años setenta, varios países decidieron impulsar la investigación y el desarrollo de estas celdas y de nuevos tipos, con el objeto final de abatir considerablemente los costos.

Los resultados han sido muy positivos, pues de 1976 a la fecha el costo se ha reducido más de cinco veces, las eficiencias mejoraron, la producción se incrementó, los productos son de mejor calidad y se inició la comercialización de nuevas celdas que se fabrican con materiales más económicos y con procesos automatizados más eficientes.

4.2.1 Celdas de silicio monocristalino

Son las más antiguas y tienen la ventaja de utilizar un material estable, muy abundante y que puede calificarse sin duda como el sólido más estudiado y mejor conocido.

En estas celdas, existen tres causas principales que provocan un costo alto:

- El costo del material base: silicio policristalino grado semiconductor.
- El costo de producción de silicio monocristalino grado semiconductor
- El costo de fabricación de la celda.

El silicio policristalino se manufactura con el proceso Siemens: de la arena de sílice (SiO_2) se eliminan impurezas para obtener silicio grado metalúrgico y se produce triclorosilano ($SiHCl_3$) que se descompone en silicio policristalino con pureza grado semiconductor. La pureza es así incrementada de 90 a 99.99999999 por ciento y también el costo que pasa de 2 dólares/kg (Si metalúrgico) a 70 dólares/kg (Si policristalino) (dólares de 1980). De este costo 90% se atribuye al proceso de reducción de impurezas.

La meta que se ha fijado en Estados Unidos es la de 14 dólares/kg de Si policristalino para 1986. Varias instituciones trabajan con financiamiento público y privado en nuevos procesos y mejoras del actual: Union Carbide Corp., Hemlock Semicon

ductor Inc., Battelle Labs., SRI Internacional Inc., Texas - - Instruments Inc., Phillips Petroleum Co. con Aerochem Research Labs. y Solarex Corp.

El silicio monocristalino se obtiene por lo general con el método de Czochralski; el Si policristalino se somete a calentamiento (1 420°C) en un crisol, se introduce al crisol -- una barra de Si monocristalino de 4mm de diámetro aproximadamente, y después se retira girando, formándose un lingote que por segregación elimina las impurezas indeseadas y al que se le agregan impurezas deseadas, por ejemplo, boro para obtener silicio monocristalino tipo p. El costo del silicio monocristalino, es de alrededor de cuatro veces mayor que el de el silicio policristalino.

Otro método con el que se produce Si monocristalino, es el de fusión zonal que consiste en desplazar una bobina de radiofrecuencia a lo largo del lingote de Si policristalino, el silicio se funde segregando las impurezas entre la fase sólida y la líquida y recristaliza como monocristal.

Con ambos métodos se han logrado avances significativos - creciéndose lingotes de hasta 10 cm de diámetro y 1m de largo - en producción industrial, así como en producción piloto 15 cm - de diámetro y 100 kg de peso introduciendo Si policristalino - al crisol en forma continua. Algunas compañías dedicadas a la - investigación y desarrollo del crecimiento de lingotes de Si - monocristalino son Kayer Corp., Siltec Corp., Varian Associates y Crystal Systems Incorporated.

La fabricación de las celdas de Si monocristalino parte - del corte del lingote en obleas (de 300-400 micrómetros de espesor). En este proceso se desperdicia de 40 a 60 por ciento - del material, lo cual aumenta considerablemente los costos económicos y energéticos. Sin embargo, también en esta etapa se - han logrado avances empleando procesos de cortes múltiples - -

(hasta 1 000 obleas de $250 \mu\text{m}$), con sierras o alambres mucho más delgados (pérdidas de 30%) y altos rendimientos (una oblea por minuto, en vez de 3 minutos).

Después del corte, las principales etapas en la fabricación de una celda son: pulido y limpieza, difusión para lograr la unión p-n, colocación de contactos y depósito antirreflejante. Con estas celdas se ensamblan los módulos interconectando varias celdas en serie sobre un sustrato (resinas de silicones, acrílicos, madera, etc.) y encapsulándolos con un superestrato, normalmente de vidrio de buena calidad (por ejemplo, vidrio flotado), para proteger el módulo contra humedad, esfuerzos, degradación, etc.

Todas estas etapas se realizaban prácticamente en forma artesanal, lo que originaba altos costos de fabricación. Hoy en día las compañías de Estados Unidos más importantes han construido fábricas de celdas muy automatizadas (Arco Solar, Solarex), lográndose una importante reducción en los costos.

La eficiencia de conversión máxima teórica de estas celdas es de 22% y ya se ha alcanzado 17-19%. Los módulos comerciales presentan eficiencias de 10 a 13%, bajo condiciones estándar de prueba (1 kW/m^2 de insolación, 25°C).

4.2.2 Celdas de silicio policristalino

Partiendo de este material, las celdas de Si policristalino pueden fabricarse básicamente empleando tres tecnologías: por corte de un lingote, por crecimiento de listones y por formación de una capa en un sustrato. En cada caso las características cristalográficas y de impurezas varían, dando lugar a celdas con diferentes eficiencias de conversión.

4.2.2.1 Método de solidificación direccional con intercambiador de calor

El silicio se funde en un molde y se enfría, siguiendo un estricto control, de tal forma que se obtienen lingotes de silicio de alta pureza (más de 90% es silicio monocristalino). El lingote tiene la misma sección transversal que el molde (rectangular, hexagonal).

Por lo menos tres compañías fabrican estos lingotes: Crystal Systems y Gemix (que modificó el proceso original), de Estados Unidos, y Wacker Chemie, de Alemania Federal. De los lingotes se cortan obleas de 250 a 500 micrómetros de grueso y después se procesan en celdas siguiendo los mismos métodos de fabricación de las celdas de Si monocristalino. Del lingote de mejor calidad (Crystal Systems) se producen celdas prácticamente monocristalinas con eficiencias de 15% en condiciones estándar y de las otras se fabrican celdas semicristalinas con eficiencias de 12 por ciento.

4.2.2.2 Crecimiento de listones

Para eliminar el corte de los lingotes en obleas y las pérdidas de material, se han desarrollado procesos que permiten extraer listones directamente del silicio fundido en un crisol.

Se utilizan dos métodos básicos que son: crecimiento de limitado por los bordes de una matriz (ver figura 4.14) y crecimiento dendrítico (ver figura 4.15).

En el primero, la matriz está parcialmente sumergida en el silicio fundido (e introduce por tanto impurezas) que sube por capilaridad y es tirado para formar un listón. Las metas son: tirar 10 listones de 10 cm de ancho, 100 μ m de grueso, a una velocidad de 5 cm/min y que den lugar a celdas de 20 cm con eficiencias de 11%. Dos compañías de Estados Unidos han logrado los mayores avances: IBM (procesos CAST) y Mobil-Tyco

128

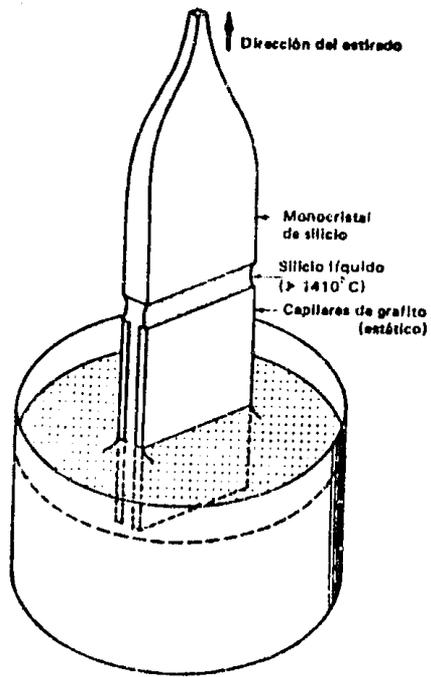


Figura 4.14 Esquema de formación por acción capilar

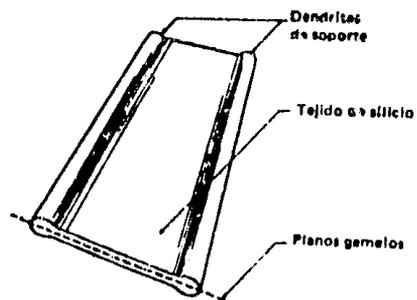


Figura 4.15 Sección de un cristal de silicio formado dendriticamente.

(proceso EFG). La última produce industrialmente 6 listones de 5 cm de ancho y $250\mu\text{m}$ de grueso a 2.5 cm/min por máquina, de los que se obtienen celdas con eficiencias de 11-12 por ciento.

En el segundo, dos dendritas se introducen en el Si fundido y son retiradas lentamente formándose por capilaridad una lámina o tejido entre ellas. El material obtenido es de muy alta calidad (prácticamente Si monocristalino) pues no hay contaminación. Las metas son: crear listones de $150\mu\text{m}$ de grueso a velocidades de 25 cm/min que den origen a celdas con 15% de eficiencia. La compañía Westinghouse Electric desarrolla este proceso (WEB dendrite process) y ha logrado crecer 27 cm/min de listones con $100\mu\text{m}$ de grueso. Las celdas de este material tienen más de 15% de eficiencia.

4.2.2.3 Crecimiento de Si policristalino en hojas

Existen tres métodos básicos: depositación química en fase vapor, depositación por bombardeo electrónico e inmersión en silicio fundido. En los tres, el sustrato es el elemento básico y se han utilizado metales, carbón, cerámicos, vidrio y silicio grado metalúrgico. El último de los tres métodos es el que muestra mayor potencial y es el que se describirá.

Se utiliza un sustrato cerámico (silicato de aluminio), se recubre uno de sus lados con carbón para facilitar la depositación, se introduce en silicio fundido y se retira lentamente formándose una capa de Si policristalino de aproximadamente $100\mu\text{m}$. Las metas para este proceso son: identificar un sustrato de bajo costo, crecer capas de $100\mu\text{m}$ a 175 cm/min y obtener celdas con 11% de eficiencia. La compañía Honeywell ha logrado velocidades de crecimiento de hasta 60 cm/min con capas de gruesos menores a $100\mu\text{m}$ sobre sustratos de bajo costo y celdas con 10% de eficiencia.

4.2.3 Celdas de silicio amorfo

Cuanto mayor sea la densidad de estados de defectos estructurales (presencia de impurezas, dislocaciones y además defectos estructurales, ver figura 4.16), menor será la eficiencia de conversión, ya que estos estados atrapan los portadores (pares electrón-hueco) que pueden producir una corriente eléctrica (recombinación de pares electrón-hueco antes de que el circuito externo los colecte). Esta es la razón por la cual las celdas solares necesitan materiales de alta pureza. Los cuales son muy caros.

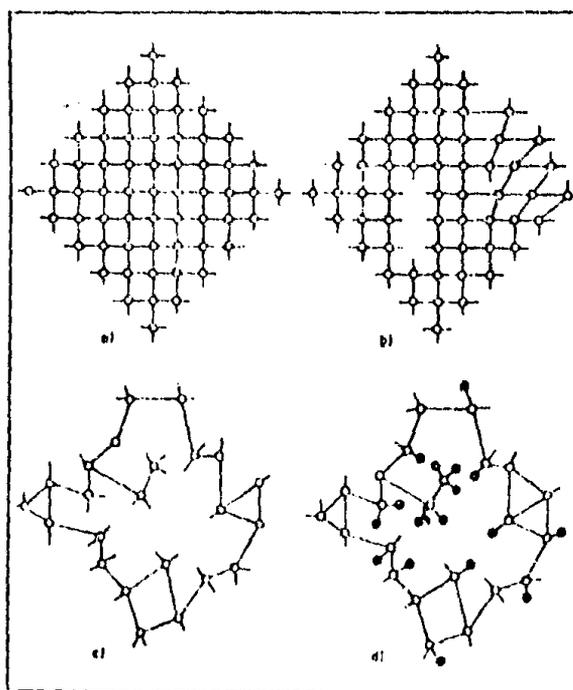


Figura 4.16 Esquemas de las estructuras atómicas de
a) el silicio monocristalino sin defectos
b) el silicio monocristalino con defectos
c) el silicio amorfo con defectos
d) el silicio amorfo hidrogenado. El hidrógeno satura cierta cantidad de enlaces sueltos.

El silicio amorfo presenta una alta densidad de estados, lo que lo hace prácticamente inutilizable para uso fotovoltaico. Sin embargo, cuando una capa de silicio amorfo se deposita en un sustrato, al pasar una descarga de radiofrecuencia a través de una atmósfera de silano (SiH_4) a presión de 1 torr se incorporan átomos de hidrógeno que se ligan a los de silicio disminuyendo enormemente la densidad de estados de defectos estructurales (ver figura 4.16). El silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H), descubierto en 1969 y utilizado por primera vez para fabricar celdas fotovoltaicas de capa delgada ($1\mu\text{m}$ de espesor) en 1974 (RCA, de Estados Unidos) y 1975 (Universidad de Dundee, en Escocia), presenta varias ventajas:

- Puede depositarse sobre grandes áreas.
- El depósito se hace a baja temperatura (300°C) y no hay gasto energético elevado.
- No hay requerimientos de extrema pureza, el material resultante es muy impuro.
- Pueden agregarse impurezas muy fácilmente, mezclando gases (PH_3 para material tipo n y B_2H_6 para tipo p) al silano.
- Su coeficiente de absorción de luz es 10 veces mayor que el del Si cristalino y, por tanto, una capa de $1\mu\text{m}$ basta para absorber el espectro solar (100 veces menor, que en Si cristalino).
- La máxima eficiencia de conversión es de 20% aproximadamente, muy cercano a la de materiales cristalinos.
- Muestra una banda prohibida de 1.5 eV (óptima) u otros valores (para celdas con respuesta espectral selectiva) variando las condiciones de deposición (potencia de la descarga de radiofrecuencia, presión, temperatura, etc.). Por consiguiente, es posible fabricar celdas en "Tandem" de --

alta eficiencia (más de 20%) a costos reducidos.

- El costo de depositación es aproximadamente 20 veces menor al del silicio cristalino.
- El proceso es fácilmente adaptable a producción masiva.
- Los sustratos son de bajo costo (acero, vidrio).

Los principales problemas que se presentan en el desarrollo de estas celdas son:

- Aumentar la longitud de difusión de los portadores para mejorar la eficiencia de conversión.
- Aumentar la resistencia de la celda a daños mecánicos.
- Garantizar la estabilidad química con encapsulamiento adecuado.
- Mejorar el conocimiento de las propiedades del a-Si:H y de los parámetros que rigen el funcionamiento de la celda.

En los últimos 7 años se han logrado avances espectaculares en la fabricación de estas celdas. A principios de 1980 se habían logrado celdas con 5.5% de eficiencia y 1.2 cm² y hasta con 3.5% en áreas mucho mayores (50 cm²). Desde fines de 1981, la compañía Sanyo Electric, de Japón, fabrica celdas de a-Si:H de tamaños diversos (de 1 cm² a 10 cm²) con una eficiencia de 7.9% y Energy Conversion Devices de Estados Unidos en 1982 logró elaborar una celda de a-Si:H (a partir de los gases SiF₄ y SiH₄) en laboratorio con 8.2% de eficiencia.

4.2.4 Celdas de sulfuro de cadmio

Entre las celdas de heterounión de capa delgada destacan las de sulfuro de cadmio-sulfuro de cobre porque:

- Se elaboran con procesos de evaporación o rocío e inmersión que pueden escalonarse a producciones masivas automatizadas.

- La capa es delgada y se deposita en sustratos como vidrio o cobre, lo que da lugar a un alto potencial de fabricación a bajo costo.
- La eficiencia máxima teórica es de 15%, aproximadamente.

El proceso básico consiste en depositar sobre un sustrato una capa de CdS (semiconductor tipo n) por evaporación al vacío ($30\ \mu\text{m}$) o por rocío químico ($2-3\ \mu\text{m}$). Después éste se sumerge en una solución de cloruro de cobre formándose una capa de Cu_2S de $0.2\ \mu\text{m}$ (material tipo p). Se procede posteriormente con la formación de una rejilla de contacto y un encapsulado adecuado.

Las mayores eficiencias de conversión (10.5% en 1981) se han logrado con las celdas desarrolladas en el Instituto de Conversión de Energía de la Universidad de Delaware ($\text{Cu}_2\text{S}:\text{Zn-CdS}$); sin embargo, el problema de la estabilidad química de estas celdas no ha sido totalmente resuelto.

Otro tipo de celda de CdS es la de heterounión con selenio de cobre-indio CdS-CuInSe_2 (menos de $6\ \mu\text{m}$ de grueso) que desarrolla la compañía Boeing Aerospace, habiéndose fabricado con hasta 9.5% de eficiencia (1981) y sin que existan problemas de estabilidad química.

4.2.5 Celdas en investigación y desarrollo

En los párrafos anteriores se hizo hincapié en las celdas con un desarrollo tecnológico maduro o que lo será a corto plazo (uno o dos años) y que penetrarán en cantidades importantes en el mercado fotovoltaico en esta década. Sin embargo, existen celdas en investigación y desarrollo que presentan un alto potencial técnico-económico que podría demostrarse en los próximos años. Estas celdas son:

- De multiuniones (o celdas en Tandem) compuestas por semiconductores que responden a diferentes gamas de longitud de onda del espectro solar, lográndose así una mayor eficiencia de conversión (máxima teórica de 65 por ciento).
- Celdas de Arsenurio de galio (AsGa) con elevada eficiencia de conversión (23%) aún a altas concentraciones de luz solar (1 000 veces).
- Celdas de unión líquido-semiconductor (electroquímicas).
- Celdas con semiconductores orgánicos.
- Otras celdas de heterounión de capa delgada (CdTe, Zn₃P₂, Cu-Cu₂O, InP, etc.).

4.3 COSTOS Y MERCADOS

4.3.1 El costo de las celdas solares y las vías para reducirlo

Las celdas fotovoltaicas de silicio cuestan alrededor de 5-8 dólares/Wpico (1984). Se está bastante de acuerdo en creer que para un rendimiento intermedio del 12-15% se encontrarán materiales de suficiente bajo precio y técnicas de proceso suficientemente automatizado con las que aproximarse al objetivo de 0.5 dólares/Wp del DOE (Departamento de Energía de Estados Unidos).

Si queremos ver cuáles son las causas del elevado precio de las celdas de silicio podemos apoyarnos en un estudio económico que distribuye los costos de la siguiente manera: material 70%, proceso químico 20% y encapsulado 10%. Es decir, -- que el material tiene el mayor peso del costo. Entonces, a la hora de querer aplicar de un modo masivo estos dispositivos fotovoltaicos se tendrá, como es obvio, que reducir este cos-

to, para lo cual existen dos tendencias:

- Aumentar la captación de luz solar en la celda usando la concentración.
- Encontrar nuevos procedimientos de obtención de silicio - fotovoltaico.

Estos dos procesos son antagónicos, predominando el último sobre el primero, pues si el precio del material se consigue disminuir en un factor 20 a 30, entonces resultaría que dicho precio sería inferior al obtenido utilizando la concentración, con lo que ésta no tendría sentido. Por lo que, según esta idea, se han desarrollado diversos métodos para abaratar el silicio. Uno consiste en reducir la calidad del Si - hasta el nivel justo que precisan las celdas, que es el Si - grado solar.

El silicio grado solar requiere exigencias menores que las del silicio grado semiconductor (también llamado Si grado electrónico). De este modo se ha determinado que un silicio - de aproximadamente "seis nueves", supuesto que no contenga impurezas de algunos elementos como titanio, vanadio o cromo, puede ser aceptable en lugar del silicio de "ocho nueves" de grado semiconductor. Se investigan varios procedimientos para obtener silicio policristalino en los que se omitirían algunos pasos de purificación que serían innecesarios si se selecciona adecuadamente. Por ejemplo, Dow Corning está desarrollando un sistema de fabricación de silicio en el que se trabaja con sílices y carbones naturales de alta pureza y se mantiene un nivel de pureza a lo largo de todo el proceso, pero se evita todo el ciclo de cloración y reducción del silicio obtenido, reduciéndose a un mínimo el proceso de purificación por segregación entre fases sólida y líquida (refinado - por zona).

El paso siguiente, que consiste en la producción de monocristal de silicio, no es seguro que sea necesario. De hecho,

celdas con eficiencias próximas al 10% pueden ser obtenidas con este tipo de material. Si el proceso con silicio policristalino puede ser controlado de forma adecuada y su confiabilidad es suficiente, será posible reducir el costo final de las celdas solares entre un 10 y un 20%. Hoy en día la empresa alemana Wacker fabrica un silicio policristalino de grado solar con el que AEG Telefunken fabrica módulos solares de características aceptables; en todo caso, el crecimiento de cristales por el método convencional de Czochralsky puede ser optimizado en gran medida, pero entre los inconvenientes de este método está el de producir monocristales cilíndricos que se pueden convertir en discos u obleas que hacen difícil un posterior empaquetamiento en módulos de gran densidad de celdas.

Por ello varios procedimientos pretenden producir lingotes de silicio paralelepédico de los que sea posible obtener directamente celdas rectangulares. Hay que mencionar entre estos procedimientos el de Heat Exchanger Method desarrollado por la pequeña empresa Crystal System (de Estados Unidos) que se espera dé buenos monocristales de tipo paralelepédico.

La preparación de hojas, obleas de monocristal de silicio, se hace a partir de lingotes cilíndricos mediante sierras que emplean un abrasivo líquido a base de polvo de diamante. Diversos tipos de sierras: Desde el punto de vista de calidad y costo están siendo estudiadas coronas circulares de corte inferior, multihilo, multihoja de movimiento oscilante, etc.

El paso siguiente en el abaratamiento de la hoja de silicio consiste en aprovechar el 100% del Si, evitando el corte de barras de monocristal. En esta línea se encuentran los crecimientos de monocristal en cinta de Mobil-Tyco, Motorola y el Dendritic Web de Westinghouse.

Analizando lo expuesto anteriormente se pueden hacer las siguientes consideraciones:

- El silicio grado solar requiere menos purificación que el monocristalino grado semiconductor.
- Posibilidad de utilizar el Si policristalino.
- Que se utilice sólo lo imprescindible.
- Que se pueda evitar el corte.

Por otra parte, en este momento se despierta un considerable interés sobre las posibilidades del silicio amorfo. Este semiconductor reúne todas las condiciones idóneas para un desarrollo de la producción eléctrica fotovoltaica solar. En primer lugar se trata de un material considerablemente resistente y que no degenera con el tiempo. Permite la fabricación de celdas de capa delgada, que es el mejor sistema para cubrir grandes superficies. Existen posibilidades de fabricación industrial a partir de una materia prima, el silicio, que es el elemento más abundante en la naturaleza después del oxígeno. Finalmente, los costos estimados en la actualidad satisfacen confortablemente los criterios económicos. No faltan incluso opiniones optimistas convencidas que en un próximo futuro será posible elaborar celdas con este material en capas delgadas de costo "nulo", es decir, despreciable frente a los demás componentes. Sólo falta mejorar, por ahora, el rendimiento.

Se considera que un nivel de rendimiento de 12-15% es imprescindible para justificar, aún a costo nulo de celda, el precio de la interconexión, los encapsulantes, los sustratos, etc. cuya revolución tecnológica es poco probable, aunque sí se espera un apreciable grado de evolución.

Hoy por hoy las únicas celdas que han conseguido esos rendimientos son las celdas de Si y AsGa, aclarando que el costo de las celdas de Si es, con mucho, inferior al de las

celdas de AsGa. Las investigaciones emprendidas para reducir el costo de la energía fotovoltaica se encaminan a reducir la cantidad de material fotovoltaico y presumiblemente también el costo del Wpico fabricando celdas de capa delgada sobre sustratos baratos convencionales, aún con materiales caros, puesto que se cuenta con la ventaja de utilizar pequeñas cantidades. En este sentido existe bastante actividad en la línea de los semiconductores compuestos y las heterouniones de capa delgada, pese a -- las dudas sobre niveles de rendimiento y estabilidad que manifiestan estas celdas.

4.3.2 Estado actual del mercado

4.3.2.1 Celdas de silicio monocristalino

Se estima que hasta 1981 existían de 75 a 80 compañías fabricantes de celdas fotovoltaicas en el mundo, 14 de ellas, estadounidenses, actualmente poseen la mayor parte del mercado. - En Estados Unidos la evolución de precios ha permitido una reducción de 30% promedio por año de 1977 a 1980 y de 20% de 1980 a 1981.

Asimismo, en cuanto a costos, las metas se han cumplido y se hace notar que las reducciones sólo se lograrán con producciones automatizadas y con el surgimiento de nuevas tecnologías.

4.3.2.2 Celdas de silicio policristalino

Los precios actuales de las celdas de silicio policristalino, que son similares a los de las celdas de silicio monocristalino, son altos debido a dos razones: el material base sigue siendo caro y la comercialización se inició en 1981 (Cías. Solar rex, de Estados Unidos y AEG Telefunken, de Alemania).

La capacidad anual y la proyectada en la producción de celdas de AEG Telefunken es: planta piloto de 5 MWp iniciada en 1980, línea de producción aumentando de 1982 a 1985 hasta 50 MWp y de 1985 a 1990 a 2 000 MWp. Los precios evolucionarán de 20 dólares/Wp (1979) a 0.55 dólares/Wp en 1989.

Solarex Corp. se ha integrado en forma vertical para abatir costos: en 1981 construyó una refinería para producción de Si policristalino que proporciona materia prima suficiente para fabricar 50 MWp/año, en 1978 estableció la compañía SEMIX para elaborar lingotes de Si semicristalino y en 1981 amplió su capacidad de fabricación de celdas semicristalinas a 2 MWp/año. En 1981, estas celdas se comercializaron a 10 dólares/Wp. Esta compañía invirtió además 10 millones de dólares en la primera planta piloto de "cría de celdas" (Solar Breeder). El techo de ésta es una configuración fotovoltaica de celdas semicristalinas que proporcionan 200 kWp, de los que se obtiene toda la energía eléctrica para iluminación, para el aire acondicionado y para las líneas de producción totalmente automáticas. Cuenta además con un sistema solar térmico y un almacén térmico para satisfacer las necesidades de calentamiento. Por tanto, toda la energía que necesita la fábrica para funcionar la obtiene del Sol.

Por otro lado, la misma compañía ha otorgado licencias en Europa para la fabricación de estas celdas a HolecSol (Holanda), France Photon (Francia), Photonetics Inc. (Suiza) y a Solaris-Ente Nazionale Idrocarburi (Italia). Esta última fabricará el Si policristalino e Intersemix (Suiza) elaborará los lingotes y obleas para abastecer a las fábricas Europeas. El objetivo de producción de estas fábricas es de 40 MWp/año en Europa y otro tanto en Estados Unidos.

En cuanto a las celdas hechas a partir de listones, la comercialización se inició a finales de 1980, año en que Mobil-Tyco Solar Energy Corp. inauguró una fábrica en Estados

Unidos con una capacidad inicial de 1.5 MWp/año y final de -- 10 MWp/año. Esta compañía se asoció con Matsushita Electric - Industrial Co. y con Kyoto Ceramics Co. para comercializar -- sus celdas a través de Japan Solar Energy Co. Limited.

La compañía Westinghouse Electric estableció un convenio con Pacific Gas & Electric y Southern California Edison para -- implantar unidades de producción a gran escala (25 MWp/año) - de listones y celdas. Desde 1981 opera una planta con una ca -- pacidad de producción de 50 kWp/año.

4.3.2.3 Celdas de silicio amorfo

La compañía Sanyo Electric, de Japón, vende celdas de -- a-Si:H. Esta compañía invirtió 43 millones de dólares (en 1981) en una planta que produjo 10 toneladas de a-Si/año en 1982 y -- producirá 100 t/año en 1985. La producción de celdas será de - 50 MWp/año en 1987.

En Estados Unidos, Energy Conversion Devices se asoció - con Standard Oil de Ohio para producir masivamente celdas de - 1 000 cm² con 7% de eficiencia. La planta producirá 30 millo -- nes de celdas/año (200 MWp/año) y se espera que se venderán a -- precios iniciales entre 1.25 y 1.5 dólares/Wp.

4.3.2.4 Celdas de sulfuro de cadmio

Solar Energy Systems, asociada con Shell Oil, tiene una -- planta que produce 500 kWp/año. Los paneles (20 x 20 cm) cons -- tan de 24 celdas de CdS/Cu₂S interconectadas en serie, con -- una eficiencia de 3% y se comercializan desde 1980.

Photon Power Inc. con capital mayoritario de TOTAL (Cía. -- Francesa de Petróleos) y Libbey Owens-Ford (fabricantes de vi -- drio flotado) invirtieron 3.6 millones de dólares en una plan --

ta (inaugurada en 1981) para producir 5 MWp/año. Los paneles son de 61 x 61 cm con 60 celdas conectadas en serie y con una eficiencia de más de 3%. Estos paneles están en el comercio - actualmente.

4.4 LA INVESTIGACION Y EL DESARROLLO DE CELDAS FOTOVOLTAICAS EN MEXICO

En un estudio de evaluación de la tecnología fotovoltaica en México que realizó el DOE, de Estados Unidos, se reconoce que México es probablemente el país en vías de desarrollo que ha avanzado más en tecnología fotovoltaica; se piensa que por lo menos Brasil e India están en una situación semejante.

Desde hace más de 15 años, en el Departamento de Ingeniería Eléctrica del Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN se realizan investigaciones básicas sobre los diferentes tipos de celdas (CdS, AsGa, Si, etc.), así como el desarrollo tecnológico de celdas de silicio monocristalino -- que se manufacturan en línea piloto. Esta línea de fabricación de celdas y módulos solares funciona en condiciones inadecuadas, por lo que se decidió iniciar una segunda línea piloto de fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos.

Esta segunda fase de fabricación piloto tiene como objetivo principal el de demostrar la disponibilidad tecnológica de fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos para aplicaciones remotas de uso específico en una capacidad de producción de 20 kWp/año en un turno de trabajo.

Para el cumplimiento de este objetivo específico se obtuvo un financiamiento complementario de 20 millones de pesos - del programa BID-CONACYT el cual fue destinado a equipar apropiadamente las instalaciones y sustituir el equipo de labora-

torio por otro semiautomático en etapas claves del proceso de fabricación. Se adecuaron las instalaciones necesarias de un laboratorio de normalización y control de calidad de celdas y módulos contando con simuladores solares para celdas y módulos, respuesta espectral de celdas, y pruebas de vida aceleradas.

El desarrollo a largo plazo de nuevos procesos es realmente la meta a alcanzar, siendo ésta inseparable de la investigación científica y tecnológica en condiciones adecuadas. El proyecto pretende sentar las bases de un desarrollo tecnológico futuro en el campo de la conversión fotovoltaica de tal manera que exista la posibilidad de invertir en nuestra propia tecnología.

Se pretende alcanzar una eficiencia del 13% en las celdas y se espera que los paneles fotovoltaicos en México satisfagan una parte sustancial del mercado nacional, al lograr escalar la línea piloto a una unidad de producción industrial (400 kWp/año) que ya ha sido propuesta.

Se realizan también investigaciones sobre diferentes tipos de celdas en el Instituto de Investigaciones en Materiales de la UNAM ($CdS-Cu_2S, Cu-CuO, a:Si$, etc.). En el Departamento de Energía Solar de este instituto hay dos proyectos dentro del área fotovoltaica: Celdas solares de silicio amorfo y Teoría de materiales de celdas solares.

El estudio de las celdas solares de silicio amorfo hidrogenado corresponde a un proyecto que lleva ya cuatro años y consta de una parte teórica y otra experimental donde se observan las propiedades del material.

Se está produciendo silicio amorfo hidrogenado en sus distintas características —material intrínseco, es decir, sin impurezas, y material dopado—, y los investigadores piensan poder producir, y a muy corto plazo, celdas de silicio amorfo hidrogenado hechas totalmente en México, con tecno

logía mexicana.

También estudian la parte de contactos transparentes y del contacto metálico para estas celdas.

En el otro proyecto, que es el de teoría de materiales de celdas solares, aun cuando se ha hecho un gran esfuerzo, realmente se ha avanzado poco. Los investigadores están estudiando materiales de tipo amorfo, buscando entender cómo funcionan las celdas solares basadas en estos materiales, así como establecer un lazo estrecho entre teoría y experimentación.

En el Departamento de Energía Solar no sólo se atiende a la fabricación de celdas solares, sino que también se realizan otros trabajos entre los que se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía, que podría constar de acumuladores o baterías, y también los que se ocupan del montaje y ensamblado de celdas. Además se cuenta con programas de computadora que permiten realizar simulaciones del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos para evaluar y optimizar su uso.

Se pretende realizar un proyecto con el Instituto de Investigaciones en Energía Solar (Solar Energy Research Institute), de Colorado. Este Instituto tiene gran experiencia en celdas solares de silicio amorfo, de manera que la relación del departamento con aquel Instituto permitiría mejorar la tecnología mexicana.

También se llevan a cabo investigaciones sobre diferentes tipos de celdas en otras instituciones, como son: Departamento de Física del CIEA-IPN, ESFM-IPN, FQ-UNAM, etc.

En cuanto a la ingeniería de sistemas fotovoltaicos y sus aplicaciones, la experiencia es incipiente, el CIEA-IPN y el IIM-UNAM trabajan en pequeños sistemas (televisión rural, telefonía rural, bombeo de agua, etc.) orientados a aplicaciones rurales o remotas. El Instituto de Investigaciones Eléctricas realiza estudios de plantas fotovoltaicas de potencia dentro de la División de Fuentes no Convencionales de Energía.

CAPITULO 5

INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA VIVIENDAS

5.1 COMPONENTES DE LA INSTALACION

La composición de un sistema fotovoltaico es variable según el fin al que esté destinado. En todos los casos, sin embargo, existe una estructura compuesta de tres subsistemas:

- Panel fotovoltaico (subsistema convertidor).
- Batería (subsistema acumulador).
- Regulador e inversor (subsistema electrónico).

Que se distribuyen en la forma que se refleja en la figura 5.1 en función de si el consumo de energía eléctrica se realiza en directa o alterna. Enseguida se describirán las características de los tres subsistemas mencionados.

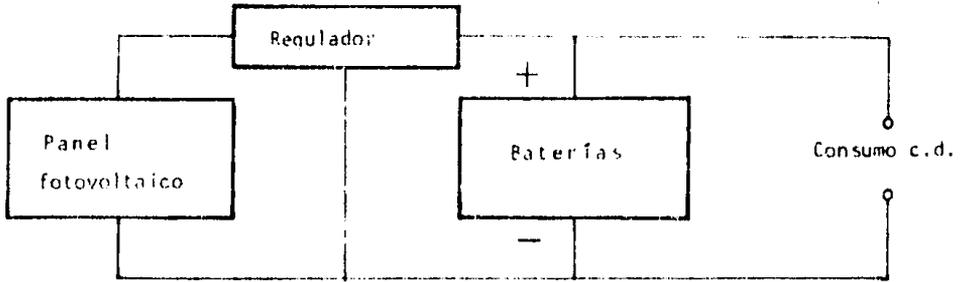
5.1.1 Panel fotovoltaico

La menor unidad de celdas ensambladas se denomina módulo fotovoltaico (figura 5.2 a). A su vez, la menor unidad de módulos ensamblados se llama panel (figura 5.2 b). Normalmente un generador fotovoltaico se construye ensamblando un determinado número de módulos o de paneles.

Cuando una celda solar de silicio es iluminada por el Sol, en sus terminales aparece una diferencia de potencial de corriente directa del orden de 0.5 volt. Y, para una carga eléctrica conveniente, entrega una corriente proporcional al área y al nivel de radiación incidente. En un día despejado y para un Sol brillante, la densidad de potencia que recibe la superficie terrestre es de aproximadamente 1 kW/m^2 en condiciones de incidencia directa. En estas condiciones, las celdas solares de silicio convencionales proporcionan una densidad de corriente de $25\text{-}35 \text{ mA/cm}^2$, convirtiendo del 10 al 15% de la energía incidente en energía eléctrica.

Consideremos el diseño de un módulo. Una celda de 5 cm de

CONSUMO EN CORRIENTE DIRECTA



CONSUMO EN CORRIENTE ALTERNA

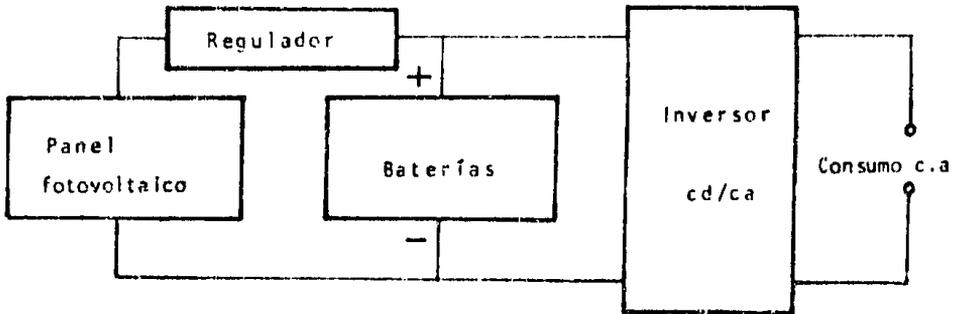
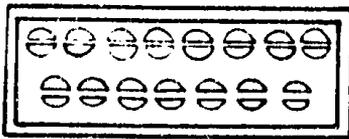
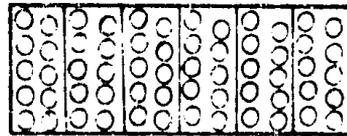


Figura 5.1 Diagrama de bloques de diferentes sistemas fotovoltaicos. Según su estructura se indican los distintos componentes.



a) MODULO



b) PANEL

Figura 5.2 Ilustración de algunos términos empleados en los sistemas fotovoltaicos.

diámetro con una superficie de 20 cm^2 , a pleno Sol, con un rendimiento del 15% a temperatura ambiente, da una potencia de cerca de 0.3 watt a menos de 0.5 volt. Una celda de 10 cm de diámetro (80 cm^2) libera cerca de 1.2 watt bajo las mismas condiciones. Conectando un determinado número de celdas en paralelo y/o en serie, es posible suministrar cualquier potencia a cualquier voltaje (lo mismo ocurre al conectar los módulos para formar un panel).

Se ha visto que una celda solar es un dispositivo que genera potencia eléctrica a valores relativamente bajos:

- El voltaje óptimo para potencia máxima se sitúa alrededor de 0.5 volt.
- La densidad de corriente óptima para la misma potencia es alrededor de 30 mA/cm^2 .
- La densidad de potencia máxima proporcionada por una celda será alrededor de 13.5 mW/cm^2 .

Ya que la corriente proporcionada por la celda es proporcional a su superficie (igual a densidad de corriente por superficie total), en tanto que el voltaje es independiente de ésta. La potencia máxima total proporcionada por una celda será proporcional al área de la misma. Como dijimos anteriormente un módulo solar está constituido por arreglos serie y/o paralelo de celdas, así se obtienen las potencias necesarias para las aplicaciones y se diseñan arreglos serie y/o paralelo de módulos adecuados para proporcionar una potencia pico dada, a un voltaje determinado en general por los rangos de operación de las baterías en flotación de los sistemas (en particular las baterías comerciales comunes trabajan a múltiplos de 6 y 12 volts). El arreglo serie-paralelo de estos módulos proporcionará el voltaje y la corriente necesaria para la aplicación deseada.

Se debe prestar una atención especial a la igualación de

las características eléctricas de las celdas que van a ser ensambladas. Como norma general, todas las celdas que van a ser conectadas en paralelo deben tener el mismo voltaje de circuito abierto y, más importante aún, el mismo punto de máxima potencia por voltaje. Las celdas para ser conectadas en serie deben tener la misma corriente de cortocircuito y la misma corriente para potencia máxima. La diferencia de las características de las celdas fotovoltaicas produce malos módulos porque las celdas de mayor fotocorriente y fotovoltaje disipan su exceso de potencia en las celdas de menor característica eléctrica. Como resultado, la composición global de un módulo de celdas fotovoltaicas está limitada por las celdas pobres (celdas mal fabricadas, con los contactos mal soldados o simplemente celdas sombreadas). La producción total de potencia se reduce, además, por un incremento de la temperatura de las celdas, debido a la disipación interna de potencia.

Para varias aplicaciones se pueden diseñar módulos estándar, cumpliendo condiciones específicas. Dado que corrientemente sólo se usan ciertos voltajes estándar, como 1.5 V, 6 V, 12 V, 24 V, 48 V, que son múltiplos unos de otros, los módulos fotovoltaicos se suelen diseñar de acuerdo con uno de estos estándar. La estandarización de los módulos simplifica el proceso de producción y proporciona una considerable flexibilidad a los sistemas fotovoltaicos de potencia: por otra parte, se facilita la producción automática y el control del proceso de fabricación.

Las celdas de silicio ensambladas son frágiles y se deben proteger por ambos lados. Esto se consigue colocándolas entre una capa de protección superior y otra inferior. El coeficiente de expansión térmica de los materiales protectores, tanto del superior como del inferior, debe ser similar y compatible además con el de las celdas de silicio y el pe-

gamento. Las celdas selladas bajo vidrio tienen la ventaja de mantener intactas sus propiedades ópticas, mecánicas y eléctricas durante largos períodos de funcionamiento. Por el contrario, los polímeros no impiden la penetración de la humedad en las uniones y la metalización; consecuentemente, son apropiados sólo si el silicio y otros metales subyacentes son resistentes a la corrosión. Los plásticos son más ligeros que el vidrio; sin embargo, se deben escoger cuidadosamente puesto que algunos tipos pueden perder su transparencia a la luz y su solidez después de una larga exposición a la luz solar y a la atmósfera.

Varios son los factores que determinan el envejecimiento y muerte de un panel fotovoltaico, entendiéndose por envejecimiento la progresiva pérdida de rendimiento. Según los datos existentes la vida de un panel es de ≈ 20 años, al cabo de los cuales su rendimiento es, aproximadamente, un 75% del inicial. En los 5 años siguientes, se suele producir una degradación acelerada que hace descender el rendimiento hasta valores despreciables.

Durante la vida de un panel su rendimiento se ve afectado por factores ambientales. El más importante es la temperatura. Como dato orientativo se puede considerar que por cada grado centígrado que aumenta la temperatura ambiental, la eficiencia del panel se reduce en $\approx 0.45\%$ del valor a temperatura ambiente. El rechazo al calor se favorece con una aireación (y convección) natural. Además, es importante evitar la fijación del panel sobre o cerca de una superficie metálica negra expuesta de lleno a la luz solar. Se logra normalmente una temperatura de funcionamiento no superior a 10°C por encima de la temperatura ambiente. Otro factor que afecta el rendimiento del panel es la suciedad sobre su superficie. Se ha comprobado que en ambientes urbanos la deposición de polvo, partículas, etc., produce pérdidas de potencia que oscilan

entre 5 y 25%. Los paneles con cubierta de vidrio presentan pérdidas muy reducidas. En ambientes rurales, los porcentajes anteriores se reducen a valores menores al 5%.

Veamos ahora cada cuánto se deben limpiar los paneles solares. La experiencia adquirida es bastante alentadora en este sentido. Algunos paneles instalados sobre tejados en zonas rurales mantuvieron durante un año su funcionamiento total - sin necesitar limpieza. Paneles instalados en la costa se limpiaron en intervalos de 3 meses, pero nunca mostraron un descenso de más del 5% de potencia debido a la polución. Los paneles solares no necesitan mantenerse ópticamente limpios; - excepto en caso de que estén instalados en lugares donde exista la posibilidad de quedar cubiertos por capas opacas de suciedad. Aunque las superficies sucias difunden la luz solar y absorben poca energía, las celdas solares continúan funcionando bajo la luz difusa. Por esto, el problema de la limpieza es mucho más favorable a las celdas solares, que a los espejos, que se necesitan para concentrar la luz solar.

En la mayoría de las aplicaciones, se asocia una batería química recargable al panel solar para salvar los períodos de nula o insuficiente insolación. A temperatura de funcionamiento, el fotovoltaje en el máximo punto de potencia debe ser igual al voltaje de recargado de la batería.

La fiabilidad y la duración de los paneles solares son características particularmente interesantes, pues afectan al costo de la energía solar utilizable. La causa corriente de las fallas en los sistemas fotovoltaicos es la batería. Sólo en el caso de un encapsulado pobre de los paneles de silicio se puede llegar a la corrosión de la metalización de los contactos y de los alambres de conexión. Por otro lado, se puede lograr una duración superior a los 20-30 años.

En general, los paneles solares se montan rígidamente y orientados hacia el sur (en el hemisferio norte) con una -

inclinación cercana al ángulo de la latitud.

Respecto a la instalación de los módulos cabe hacer algunas observaciones finales. Generalmente, el lugar adecuado para la fijación del panel fotovoltaico es el tejado o la terraza de la vivienda. Si ésta está por construirse, debe edificarse el tejado con la inclinación y orientación deseadas e instalar los módulos en forma estable de tal modo que jueguen al papel de cubierta. En general existen tres soluciones:

- Montaje en voladizo.
- Montaje directo.
- Montaje integrado

En el primero, se instalan los módulos por encima del tejado. Entre ambos hay una vía para la refrigeración. En el segundo, el panel se apoya sobre el tejado con lo cual se obtiene un montaje más fácil. En el tercero, los módulos juegan el papel de tejas y, por lo tanto, se han de acoplar formando un cierre hermético. La mayor ventaja de este montaje, es el ahorro de material en el tejado.

Si la vivienda ya existe, es necesario tener unas precauciones mínimas para evitar la proyección de sombras de unos módulos sobre otros, tal como se muestra en la figura 5.3. En determinados casos puede reducirse la superficie total necesaria para la instalación, si ésta se ejecuta sobre planos no horizontales, ya sean pendientes naturales o estructuras que lo simulen, tal y como se ve en la figura 5.4.

5.1.2 Baterías de acumulación

Una componente clave de los sistemas fotovoltaicos es la batería que almacena la energía eléctrica para su uso durante períodos sin Sol.

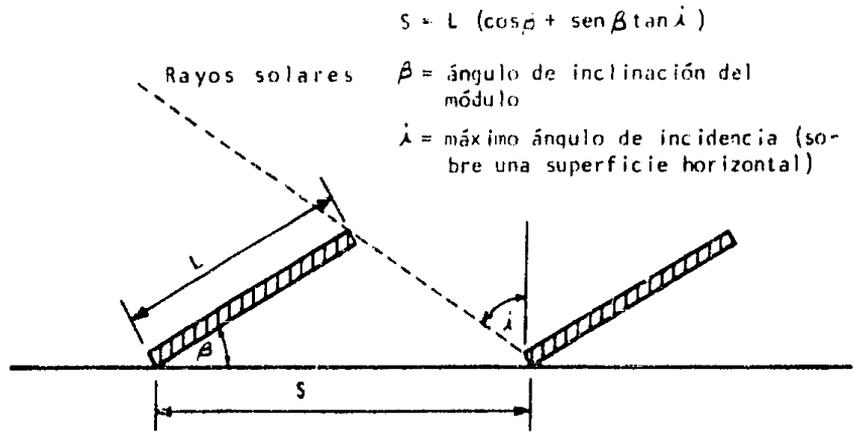


Figura 5.3 Separación entre módulos instalados en una superficie horizontal.

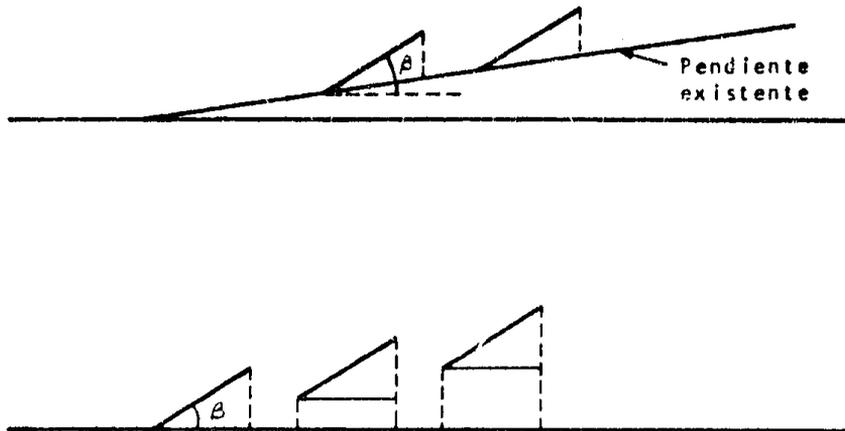


Figura 5.4 Ejemplos de utilización de menor superficie total para instalar los módulos, gracias al uso de pendientes existentes o estructuras al efecto.

Las funciones de un acumulador se resumen en lo siguiente:

- Suministro de energía en horas de no insolación o en épocas de menor insolación.
- Garantizar una autonomía en días nublados.
- Garantizar, en conjunción con el regulador, una tensión de funcionamiento de la instalación bien definida.
- Suministrar energía a aparatos de elevada potencia y corto período de utilización.

5.1.2.1 Tipos de acumuladores

Existen actualmente diferentes tipos de acumuladores electroquímicos.

Entre ellos merecen ser citados los siguientes:

- Pb-ácido
- Ni-Cd
- Ni-Fe
- Ni-Zn
- Zn-CI
- Zn-Aire
- S-Na
- Li-CI

Excepto los tres primeros de esta lista, los demás están en fase de desarrollo y sus principales características (densidad de energía y ciclos de vida) están escasamente definidos, a lo sumo a nivel laboratorio.

Entre los tres tipos bien conocidos (Pb-ácido, Ni-Cd y Ni-Fe) el que reúne las mejores condiciones para justificar su mayor consumo en aplicaciones solares es, sin duda, el acumulador Pb-ácido. En efecto, su eficiencia, adaptabilidad,

fiabilidad, densidad de energía y precio lo hacen ventajoso respecto al resto.

Dentro del concepto de acumulador Pb-ácido hay varios tipos que pueden agruparse según diferentes criterios, Por un lado atendiendo a su uso y aplicación, se tendría así la siguiente clasificación:

— Acumuladores de arranque, estacionarios y de tracción.

Si se considera la composición de algunos de los integrantes del acumulador se tiene la clasificación:

— Acumuladores de Pb-puro, de Pb-Sb y de Pb-Ca.

5.1.2.2 Características del acumulador solar

Los factores que definen el comportamiento de un acumulador solar son muy diferentes a los que caracterizan a los acumuladores existentes. Cabe destacar:

— Descargas a bajas intensidades. En tanto que los acumuladores de arranque están diseñados para descargar a altas intensidades en cortos períodos de tiempo y los de tracción descargan la casi totalidad de su capacidad en una jornada de ocho horas, los acumuladores solares se descargan diariamente a intensidades tales que cederían su capacidad total en períodos largos, a veces superiores a mil horas.

— Permanencia en estado parcial de carga durante tiempos prolongados. Tanto los acumuladores de arranque como los estacionarios o los de tracción, están diseñados para ser recargados una vez que han cedido total o parcialmente su capacidad. Este no es el caso del acumulador solar, que en los períodos de déficit debe permanecer parcialmente cargado y restablecer su capacidad en los períodos

de mayor insolación.

- Ciclado diario. Es evidente que el acumulador solar sufre un ciclado diario más o menos marcado. Según sea la profundidad permitida de descarga para que el acumulador no sufra pérdidas de características, será mayor o menor la acumulación total necesaria.
- Mínimo mantenimiento. Es una exigencia acorde con las características de los restantes componentes de la instalación fotovoltaica.
- Baja autodescarga. Interesa que el acumulador tenga una mínima pérdida de capacidad por autodescarga para no tener que sobredimensionar la acumulación total. Hay autores, sin embargo, que consideran que este factor no es tan relevante como generalmente se considera, ya que, afirman la autodescarga ocurre cuando el acumulador está en circuito abierto, y que en régimen de descarga, carga o sobrecarga, la pérdida es mínima.

5.1.2.3 Elección del tipo de acumulador

Existen en la actualidad una variedad de acumuladores Pb-ácido que se utilizan para las aplicaciones fotovoltaicas. La mayoría de ellos son de arranque y sólo unos pocos estacionarios.

En los acumuladores de arranque, y debido a su diseño específico, existe una alta relación de la masa de materia activa a electrólito, por lo que las descargas de larga duración pueden estar seriamente limitadas por el agotamiento entre las placas.

En cuanto a otras características de los acumuladores - cabe decir que los de Pb-Ca prestan baja autodescarga y reducido consumo de agua. Sin embargo, su resistencia a los ci-

los carga-descarga y su capacidad para permanecer durante largos períodos de tiempo en un estado de baja carga son ambas bajas. En estas condiciones los acumuladores de Pb-Sb -- son superiores a los de Pb-Ca.

Existen varias alternativas diferentes para el dimensionado de una instalación fotovoltaica en función de la misión que deba cumplir el acumulador en ella. Según sea esa misión la batería a utilizar se puede definir como:

- Batería de ciclo diario superficial.
- Batería de ciclo anual.
- Batería de ciclo diario profundo.

5.1.2.4 Batería de ciclo diario superficial

Dentro de la terminología de batería, una carga y una descarga es llamada un ciclo. Un "ciclo superficial", es un ciclo en el cual la descarga rutinaria es menor al 10% de la capacidad disponible. Pero, ocasionalmente puede ser descargada hasta más de un 80%.

Este modo de funcionamiento es el más suave para la batería, ya que su misión consiste en abastecer el consumo diario en horas de no insolación y garantizar un número de días de autonomía prefijado en base a los datos estadísticos de días nublados consecutivos en el lugar donde se hace la instalación. El acumulador debe cargarse totalmente antes de la puesta del Sol y mantener este comportamiento a lo largo de todo el año. Únicamente en los días nublados el acumulador se descarga hasta un límite que debe ser indicado por el fabricante de baterías, para después cargarse totalmente en unos pocos días tras el período nublado. Para que se cumplan estas condiciones es necesario que el panel fotovoltaico suministre energía suficiente para abastecer el consumo en los meses de mínima insolación. En estas circunstancias el panel

suministra a lo largo del año mucha más energía que la exigida por la demanda de consumo.

5.1.2.5 Batería de ciclo anual

Este modo de funcionamiento implica que el acumulador, además de abastecer el consumo diario durante la noche, debe suministrar energía en los meses de menor insolación, dando origen a una evolución cíclica anual del estado de carga. Además, el acumulador, en las condiciones mínimas de carga del ciclo anual, debe garantizar, unos días de autonomía pasados los cuales su capacidad final no debe ser inferior a un valor prefijado por el fabricante. En este caso las condiciones de funcionamiento del acumulador son duras, ya que debe permanecer un período de tiempo, más o menos largo, en condiciones de baja carga.

De esta forma el número de celdas solares necesario es menor que en el caso anterior para las mismas condiciones de instalación y la capacidad necesaria de acumulación será mayor. Este sistema implica un mayor aprovechamiento de la energía anual que suministra el panel fotovoltaico que el conseguido en el caso anterior.

5.1.2.6 Batería de ciclo diario profundo

Un "ciclo profundo", es un ciclo en el cual, la batería es rutinariamente descargada hasta arriba del 80% de la capacidad disponible.

Hay dos tipos principales de baterías industriales de ciclo profundo: de lámina plana (de arranque) y de lámina tubular (de tracción).

La batería de ciclo diario profundo debe suministrar energía en las horas nocturnas pero no es capaz de garantizar, como en los casos anteriores, un número determinado de días de autonomía. En consecuencia, la instalación fotovoltaica sólo puede emplearse como un sistema de ahorro de otro tipo de energía disponible.

La seguridad de funcionamiento del sistema global no depende, como en los dos casos anteriores, del acumulador, sino de otra fuente auxiliar de energía. Esta característica, junto con el hecho de que la instalación tiene como fin principal un ahorro económico, puede justificar una menor inversión en acumulación basándose en poder realizar ciclados diarios del 50-80 % de la capacidad nominal, aunque la vida de la batería sea menor.

En este tipo de instalación la energía que suministra el panel es aprovechada al máximo, al contrario de los casos anteriores.

5.1.2.7 Evolución anual del estado de carga del acumulador y autodescarga

Unos de los factores que más decisivamente puede influir en el comportamiento de un acumulador solar, es el tiempo que va a permanecer en estados de baja carga a lo largo del año. Las permanencias en estado de baja carga repercuten decisivamente en la vida del acumulador (reacciones irreversibles en las placas, pérdidas de capacidad real, reducción en los rendimientos de carga y descarga, etc.).

Dado que el Sb es el principal causante de la pérdida de agua del acumulador, una de las soluciones ensayadas en la actualidad para conseguir el acumulador sin mantenimiento es sustituir el Pb de las rejillas por Ca. Así, se mantienen las propiedades mecánicas de la rejilla (el Pb puro es excesiva

mente blando) y se reduce el consumo de agua producida durante la sobrecarga. Al mismo tiempo que se reduce el gaseo, se mejora el fenómeno de autodescarga, que consiste en la pérdida de capacidad producida cuando el acumulador está en circuito abierto. La autodescarga se produce por reacciones electroquímicas de puntos de una misma placa con distinto potencial, favorecidas por la presencia de Sb en la placa. Esta mejora de características (menor gaseo y menor autodescarga) conlleva una pérdida de adherencia de la materia activa a la rejilla, adherencia bien asegurada si se introduce Sb.

El acumulador solar no va a estar largos períodos en circuito abierto, sino que, al contrario, se encontrará la mayor parte del tiempo sometido a ciclos de carga y descarga. Se hace necesario elaborar nuevos ensayos para cuantificar la importancia de la autodescarga bajo estas nuevas condiciones, ya que es lógico pensar que las pilas formadas en una placa por diferencias de potenciales puntuales serán sustancialmente modificadas, o quizás anuladas, cuando el acumulador esté cargando o descargando.

Aún suponiendo que se demostrase que la autodescarga no disminuye en las condiciones de un acumulador solar, su mayor o menor importancia dependerá del dimensionado del generador fotovoltaico. Así, de los tres tipos de soluciones apuntadas, en la denominada de ciclo diario superficial y en la de ciclo diario profundo, la autodescarga no debe influir en el dimensionado por diferentes motivos. En el primer caso el acumulador está siempre cargado y hay un exceso de energía procedente del panel que se pierde y que compensa suficientemente la autodescarga. En el caso del ciclo diario profundo, donde el acumulador se descarga todos los días más de un 50%, la autodescarga diaria es siempre una cantidad des--

preciable frente a este valor (se aceptan pérdidas diarias - de 0.1% para el Pb-Sb y 0.03% para el Pb-Ca).

En el caso de baterías con ciclo anual, la autodescarga tampoco se debe considerar como un dato relevante para el di mensionado. Si se consideran los días que el acumulador va a permanecer por debajo del 100% de su carga nominal (unos 120 días al año en un dimensionado medio), en ellos se produciría una pérdida del 12% si la batería es de Pb-Sb y de 4% si está fabricada con Pb-Ca. La diferencia entre ambas es, por -- tanto, de 8% en la capacidad nominal de partida. Ahora bien, si se tiene en cuenta que ambas aceptan muy diferente capacid ad límite en el ciclo anual (inferior a 30% el Pb-Sb y no inferior al 50% el Pb-Ca), la diferencia de capacidad nomi-- nal que este factor introduce compensa sobradamente cualquier ventaja introducida por la autodescarga.

5.1.2.8 Aumento de la capacidad a bajos regímenes de descar- ga

El acumulador solar se descarga en un régimen bajo en - comparación con los habituales en otras aplicaciones (10 h- en acumuladores estacionarios).

La capacidad de un acumulador no es un valor absoluto y hay que referenciarla a un determinado régimen de descarga y a una determinada tensión final de corte. Cuanto mayor es el régimen de descarga antes se alcanza la tensión final y, por tanto, menor es su capacidad. La pérdida de tensión se debe al aumento de resistencia de las placas por transformación - de la materia activa en $PbSO_2$ y al agotamiento del electróli to retenido en ellas. Cuando disminuye el régimen de descar- ga, la difusión del electrólito permite ir manteniendo más - tiempo una determinada concentración del mismo en el inte---

rior de la placa, por lo que se obtiene una mayor capacidad. - En este sentido hay que destacar que la reserva del electrólito entre placas y la reserva total de electrólito es un factor importante para que se produzca un aumento de capacidad.

En la aplicación fotovoltaica, el acumulador estacionario es superior al de arranque y las ventajas que ofrece el de - - Pb-Ca (menor autodescarga y mantenimiento) quedan compensadas por el mejor comportamiento del Pb-Sb en características tales como permanencia prolongada en estado de baja carga y más baja capacidad límite anual.

5.1.2.9 Consejos prácticos para el empleo correcto del acumulador

Es corriente que cierta falta de atenciones sobre la instalación repercuta, en plazos cortos, en cierto deterioro. Generalmente, cuando se llega a esta situación el usuario atribuye a la mala calidad de los componentes las anomalías que observa. De aquí que un conocimiento mínimo de las precauciones que hay que tener en una instalación real sea imprescindible.

- Mantener el electrólito por encima de las placas. Para -- ello es conveniente que los acumuladores lleven indicador de nivel o sean de vaso transparente.
- Vigilar el estado de carga. Este es un parámetro de difícil e imprecisa medida automática, de aquí que sea recomendable realizar comprobaciones periódicas. No debe permitirse que el acumulador se descargue por debajo de la - capacidad recomendada por el fabricante.
- Tener precaución con los gases desprendidos. El acumula-- dor, en su funcionamiento normal, desprende H_2 y O_2 , razón por la que no debe instalarse en cierto tipo de locales (por-

ejemplo, habitaciones de una vivienda) de frecuente uso o que carezcan de adecuada ventilación.

- Elección de una tensión de carga adecuada. Es importante que la tensión de carga sea suficientemente alta para que la carga sea efectiva, pero no excesiva para evitar pérdidas de características del acumulador por corrosión en sobrecarga y un excesivo consumo de agua.

5.1.3 Reguladores

Con el aumento del uso de sistemas fotovoltaicos de energía, un aumento similar en el número de tipos de reguladores de C.D. está haciendo su aparición. Frecuentemente, la selección del tipo conveniente de regulador, y la especificación de varios parámetros, puede ser confusa. En este apartado intentamos hacer el proceso de selección un poco más fácil.

Un regulador, es un dispositivo, mecánico o eléctrico, que previene de sobredescarga a las baterías de un sistema fotovoltaico, a la vez que permite a esas baterías efectuar estados de máxima carga. Un regulador puede incluir también otros caracteres, como control de carga, indicador de fallas o averías, controles de generadores auxiliares, etc.

Si el valor de la insolación fuera constante, un regulador podría no ser necesario. Desafortunadamente, factores como la condición atmosférica, variaciones estacionales, nubosidad y cambios de la temperatura ambiental tienden a hacer los módulos solares más bien fuentes "dinámicas" de potencia.

¿Qué sucedería sin un regulador? Durante períodos de alta insolación, cuando los módulos están produciendo más potencia durante el día que la consumida en 24 horas, las baterías potentes alcanzan una condición de carga completa en la mañana. Al mediodía, el exceso de energía de los paneles causará-

a las baterías entrar en una condición de sobrecarga, resultando un ataque excesivo al electrólito y un daño innecesario a éste. Un daño físico puede también resultar de una sobrecarga. Como alabeo de las placas y dislocación de la placa de plomo.

En un sistema fotovoltaico donde las condiciones de carga son impredecibles y donde el arreglo es dimensionado para compensar condiciones de "no Sol" o para variaciones estacionales, un regulador proveerá una válvula de seguridad para proteger las costosas baterías.

Las funciones de un regulador de carga se resumen en lo siguiente:

- Evitar sobrecargas a las baterías, desconectando cuando éstas se encuentran cargadas.
- Impedir la descarga de los acumuladores a través de los paneles en períodos en que no existe o es muy baja la insolación.
- Ajustar la tensión de carga según el estado de carga de los acumuladores.
- Sería deseable también que el regulador ajustara la tensión de carga de los acumuladores en función de la temperatura ambiental, o, al menos, que la variara según las estaciones del año.

Como puede observarse, algunas de las misiones más importantes de un regulador de carga están fundamentadas en un buen conocimiento previo del estado de carga de los acumuladores. En la actualidad, dicho parámetro se detecta a través de medidas de tensión en circuito abierto; sin embargo, los fabricantes de acumuladores consideran que dichas medidas no son suficientemente significativas.

5.1.3.1 Tipos de reguladores

Hay dos tecnologías básicas usadas para llevar a cabo la regulación fotovoltaica: la de relevadores y la de transistores de estado sólido. Considerando cada tipo, y los varios métodos que cada uno emplea para regular, junto con las ventajas y desventajas de cada tipo, permitirá al diseñador de sistemas fotovoltaicos seleccionar un regulador que cumpla apropiadamente con los requerimientos del sistema.

5.1.3.2 Reguladores con relevador

Un regulador con relevador puede usarse para controlar el flujo de corriente del arreglo. Típicamente, cuando el Sol se eleva en la mañana, el relevador se cerrará, conectando los módulos directamente a las baterías. (Este es un regulador serie: el elemento de control, en este caso el relevador, está en serie entre los módulos y las baterías.). Como la carga aumenta, el voltaje de la batería se elevará. Utilizando la información proporcionada por los fabricantes de baterías, es posible aproximar el estado de carga de la batería a el voltaje en las terminales para un régimen dado de carga. Por lo tanto, por medio del control de voltaje, en las terminales de la batería, el regulador puede decidir cuando detener el flujo de corriente y puede hacerlo así abriendo el relevador de carga.

Usualmente, el voltaje al cual se detiene la carga es ligeramente mayor que el punto donde ocurre la gasificación del electrólito, impidiendo la estratificación, y resultando una disminución en la capacidad de la batería. Esta mezcla de electrólito es especialmente importante en baterías muy grandes.

La mayoría de los reguladores con relevador tienen un so
brerregulador de estado-sólido de baja corriente (o sobreregu-
lador flotante) para suministrar una "última" carga a las ba-
terías. Esta "última" carga es necesaria porque no puede ser
obtenido el 100% del estado de carga usual cuando el releva-
dor de carga está cerrado.

Una característica importante disponible en algunos regu-
ladores con relevador, es un "sistema de administración de car-
ga". Esta característica es importante para sistemas usados-
en residencias o áreas donde las condiciones de carga son im-
previsibles y ampliamente variables. Si el sistema de consumo
se sobrecarga, las baterías podrían llegar a descargarse pro-
fundamente. Esta descarga se evita usualmente por la apertura
de un relevador localizado entre las baterías y el sistema de
consumo.

Generalmente, la esperanza de vida de las baterías puede
ser reducida si es removida demasiada energía de ellas. En al-
gunos casos, por ejemplo, cuando son usadas las baterías plo-
mo-calcio en el sistema, un agotamiento total de la batería -
puede ocasionar una drástica e irreversible pérdida de capaci-
dad. Por lo tanto, es necesario proteger las baterías de gran-
des descargas. Esta es la función del "sistema de administra-
ción de carga".

5.1.3.3 Reguladores de estado sólido

Muchos sistemas requieren el uso de un regulador que no-
tenga partes móviles. Esto obviamente niega el uso de un regu-
lador con relevador. En este caso, puede ser utilizado un re-
gulador de estado sólido. Hay tres tipos generalmente disponi-
bles: en serie, derivación y de interruptor.

En el regulador en serie, un transistor de potencia es -

usado para controlar el flujo de corriente del arreglo. Así como con el regulador con relevador, una unidad de dos pasos dará mayor eficiencia en el esquema de carga.

Los reguladores tipo derivación operan desviando la potencia del arreglo fuera de las baterías si estas alcanzan su máxima carga. Esta desviación es usualmente ejecutada: 1) conectando en cortocircuito el panel a tierra y en un lado del panel un diodo de bloqueo (una unidad de derivación interruptor), o 2) causando que la potencia del panel sea disipada como calor en el transistor de derivación (una unidad derivación lineal). Para prevenir la gasificación, los reguladores de derivación están generalmente ajustados para detener la carga justo por debajo del punto de gasificación. Desafortunadamente, esto pudiera permitir la estratificación en grandes baterías y puede detener la carga antes de que la batería esté completamente cargada. Por eso es importante elegir el voltaje de cortocircuito cuidadosamente, y con referencia a la temperatura.

Los reguladores tipo interruptor cargan el sistema de baterías rápidamente conectando y desconectando la salida del panel a las baterías. Para descargar las baterías, el interruptor está más tiempo conectado que desconectado. Así el estado de carga (voltaje en las terminales) aumenta, al mismo tiempo que la corriente del arreglo disminuye. De esta manera es utilizado un esquema de carga cuidadosamente controlado.

5.1.3.4 Otros tipos de reguladores

Dos métodos de carga que pueden ser mecánicos o de estado sólido son un esquema de salida secuencial del arreglo o un integrador tipo controlador.

En el primer caso, un arreglo grande es subdividido en un número de pequeños subarreglos. Cada salida de un subarreglo -

es controlada, generalmente por un elemento serie, de manera que, como el voltaje de la batería aumenta, una porción de la corriente total del arreglo es extraída, ocasionando una proporción de carga más lenta. Como el voltaje de la batería aumenta nuevamente, otra porción de la corriente es extraída. Este método resulta en un multi-paso, variando la proporción de carga en el esquema de carga.

Un integrador tipo controlador, controla el número de Amperes-hora dentro y fuera de las baterías. Podría intentarse reponer la energía extraída de las baterías agregando una cierta cantidad de energía extra para comenzar la carga de las baterías deficientes. Si bien este es el método más preciso de regulación (tanto como el de administración de carga), su mayor inconveniente es que el controlador tiene que ser "informado" de la condición y capacidad de la batería.

La instalación de un regulador y su estructura interna se pueden ver en la figura 5.5.

5.1.3.5 Ventajas y desventajas de cada tipo de regulador

Las primeras ventajas del relevador tipo controlador son: 1) bajo costo por watt, y 2) eficiencias extremadamente altas. Como ejemplo: del primer caso, no es extraño encontrar un relevador tipo controlador de 30 amp por un precio relativamente bajo. Como ejemplo: para el segundo caso, un controlador de 30 amp podría consumir solamente 100 mA de corriente, resultando una eficiencia de 99.7%.

El mayor inconveniente es que el relevador constituye una parte móvil, sujeta a desgaste. Además, los relevadores traen contactos de corriente que pueden deteriorarse. Sin embargo, un controlador bien diseñado tendrá una expectativa de vida semejante a la de los paneles solares.

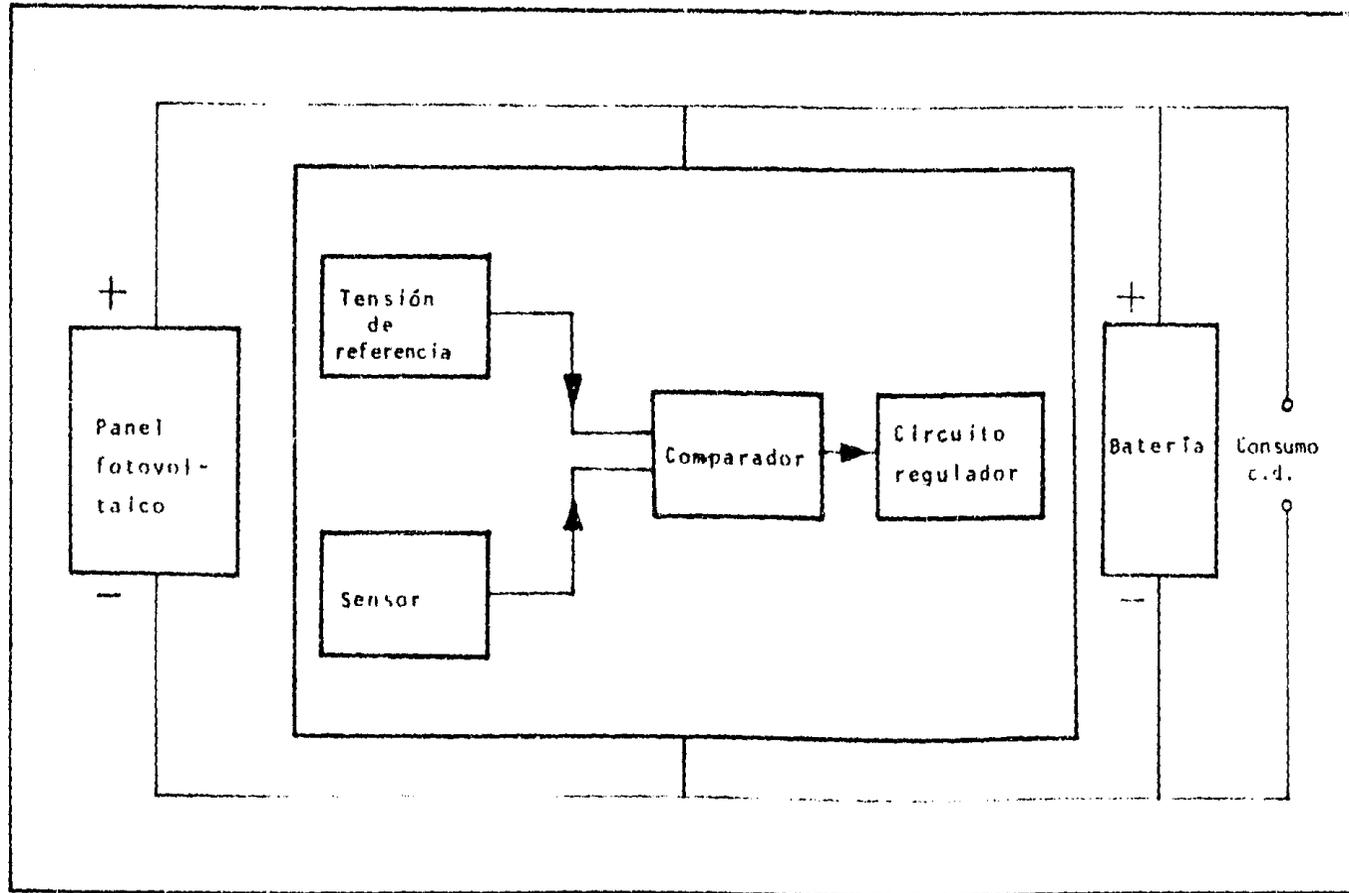


Figura 5.5 Instalación y estructura interna de un regulador en un sistema fotovoltaico convencional.

5.1.3.6 Otras consideraciones

En sistemas en los que las baterías estén expuestas a grandes fluctuaciones de temperatura, debe haber compensación de temperatura. Esto asegurará que las baterías recibirán carga total si hace mucho frío y las protegerá de una sobrecarga si hace mucho calor.

Otra característica importante para una buena operación del sistema, es la capacidad del controlador para reconectar el panel a las baterías si debe ser utilizada una carga cuando el Sol está todavía en lo alto del cielo. Esto permite al panel energizar la carga conservando la energía almacenada en las baterías para condiciones de nulo Sol.

El diodo de bloqueo generalmente no es necesario con un controlador que perciba la presencia o ausencia de potencia del panel. En controladores que tengan esta característica, el elemento de carga es abierto de noche, así previene el regreso de la corriente al panel. Algunos controladores no tienen esta característica, y un diodo de bloqueo puede ser necesario. Los reguladores de derivación no necesitan diodos de bloqueo externo.

Por lo antes dicho, el regulador de carga es un componente fundamental en una instalación fotovoltaica, ya que repercute directamente en una buena utilización de los acumuladores y en su duración.

5.1.4 Inversores

Los inversores CD/CA son equipos cuya misión fundamental es convertir la corriente directa del panel o de la batería en corriente alterna a la tensión deseada. Los inversores convencionales son de entrada 12-48 V y salida de 120 V, 1-5 kW.

En general, todos los inversores están preparados para admitir demandas instantáneas (picos) del orden del 100% de su potencia nominal.

Generalmente, los inversores se clasifican en dos grandes grupos según sea la salida que suministran: de onda senoidal y de onda cuadrada. Estos últimos son de menor precio y suelen ser suficientes en gran número de aplicaciones. Ofrecen la ventaja de un mejor rendimiento.

Sin embargo, para cualquier tipo, haciendo énfasis en recientes aplicaciones, cada vez son más semejantes los factores de eficiencia, carga y seguridad.

La primera decisión, para elegir un inversor, es comparar las técnicas de diseño de arranque con la necesidad del nivel de potencia. Los inversores pueden ser divididos en dos grupos basados en su potencia interna: los de baja potencia, diseño base-transistor y los de alta potencia, sistema base-SCR.

Los diseños de baja potencia están limitados a causa de la disipación, sin embargo el transistor de potencia puede ser encontrado hoy en día en sistemas trifásicos con potencia aparente arriba de 15 kVA. Sobre este nivel, el SCR puede manejar la potencia; hay versiones SCR de hasta 1 MW con amplio arreglo complejo PPS, orden de potencia distribuida.

En cada tipo, el transistor y el SCR, tienen sus problemas. Por ejemplo: para apagar completamente un SCR, su corriente de ánodo a cátodo debe ser reducida a cero en un tiempo aproximado de $30\mu\text{s}$. Esto no es fácil cuando la potencia de origen es de CD.

Uno de los inversores más antiguos empleaba en su mayor parte convertidores de 60 a 400 Hz, conectados a un oscilador de puente de Wien y a un amplificador de potencia clase AB (fig. 5.6). La técnica amplificador/oscilador es todavía realizada en laboratorios para el suministro de potencia, utili-

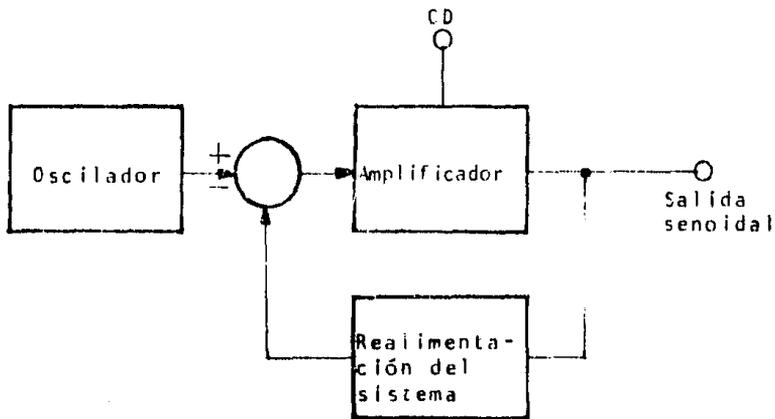


Figura 5.6 Convertidor acoplado a un oscilador de puente-Wien y un amplificador de potencia clase AB.

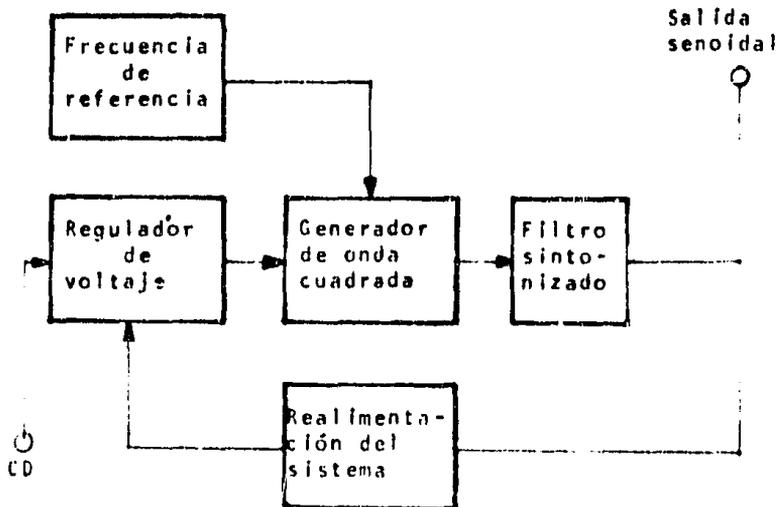


Figura 5.7 Los generadores de onda cuadrada forman las bases de muchos inversores. La filtración es necesaria para trasladar las armónicas. En este esquema, un regulador de voltaje controla el nivel de salida.

zando el viejo tubo de vacío ahora reemplazado por los transistores.

Las versiones transistorizadas retienen sus características de alta precisión, bajas armónicas, buena regulación de voltaje y excelente respuesta transitoria de carga. Y ambas variables, voltaje y frecuencia, son fácilmente incorporadas en el diseño. Desafortunadamente, estas versiones tienen también una mala eficiencia (30 a 40%), alta relación peso-potencia y el costo es relativamente alto.

El generador de onda cuadrada es eficiente y confiable, y el transistor interruptor puede controlar la potencia de 10 a 20 veces mayor que su valor de disipación. Sin embargo, para obtener una onda senoidal con baja armónica se necesita un considerable filtrado: una onda cuadrada contiene armónicas-impar en proporción inversa al número de la armónica. Esto es, la relación de la tercera armónica a la fundamental es 0.33; la quinta es 0.20; y la séptima es 0.143.

Las armónicas son un problema

Para trasladar la armónica cerrada a la fundamental, sin atenuación de la frecuencia fundamental, se requieren filtros voluminosos. El más comúnmente usado es el sistema serie LC - sintonizado, seguido por un circuito paralelo LC sintonizado a través de la carga. La sintonización es crítica, y cargas con otros factores de potencia unidos a esto perturban el rechazo armónico del filtro.

Hay dos procedimientos de control de voltaje en unidades de onda cuadrada. El primero precede al generador de onda cuadrada con un regulador de voltaje independiente (fig.5.7). El voltaje es sensado a la salida del inversor y regresa al regulador a través de la red de realimentación. La respuesta transitoria de la carga es extremadamente pobre a causa de que la

respuesta de lazo cerrado debe ser mucho más lenta que la de los cuatro polos serie y los filtros paralelo sintonizados localizados dentro del lazo de alimentación.

Después que la potencia es manejada completamente dos veces, esto es, en el regulador de voltaje y otra vez en el generador de onda cuadrada, la eficiencia se sumerge en gasto y carga elevada. Para evitar este problema, dos ondas cuadradas pueden ser añadidas a la fase de control en turno (fig. 5.8). Cada generador de onda cuadrada puede suministrar la potencia media. Cuando las dos ondas cuadradas están en fase, es entregada la máxima carga, operando fuera de fase, el abastecimiento de potencia a la carga es cero.

Sin embargo, el problema de la filtración con los dos generadores de onda cuadrada puede llegar a ser más severo. Esto es a causa de algún ángulo de fase relativo, las armónicas de los generadores añadidas en fase y puede llegar a ser muy alto el porcentaje de la frecuencia fundamental.

Nótese que esa pobre respuesta transitoria de la carga es inherente en todos los inversores con filtros sintonizados de onda cuadrada. La variable de voltaje puede ser incorporada en filtros sintonizados de onda cuadrada variable, sin embargo no varía la frecuencia.

Puede ser mínima la complejidad del inversor, el transformador ferroresonante provee el voltaje de regulación, supresión armónica y protección contra sobrecarga en un simple circuito (fig. 5.9).

5.1.4.1 El inversor ferroresonante

A causa de la gran generación de reactancia en el transformador, la onda cuadrada no es transformada en el circuito primario sino en el secundario. En cambio, el impulso desde el primario activa al circuito magnético sintonizado saturado

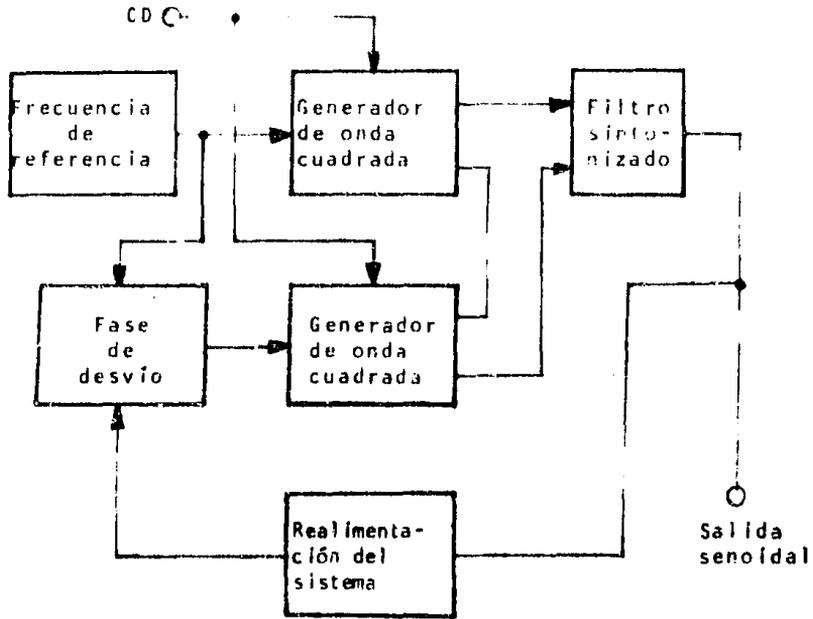


Figura 5.8 Para evitar la pobre respuesta y baja eficiencia del regulador de voltaje, el control de voltaje puede ser usado en la fase de desvío. Sin embargo es difícil de obtener la onda senoidal pura.

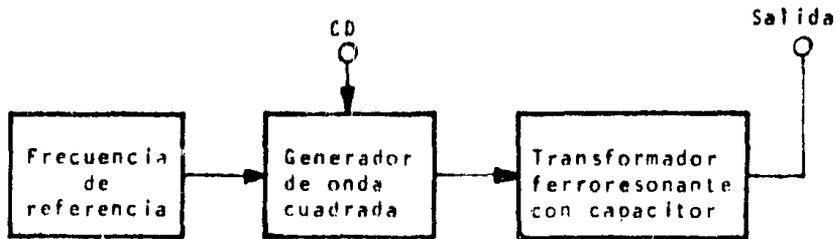


Figura 5.9 El inversor simplificado, es el tipo de transformador ferroresonante, que inherentemente provee regulación, filtración y protección contra sobrecarga. Sin embargo no varía el voltaje.

y la combinación CA-Capacitor. A frecuencia constante, este - circuito sintonizado provee a la carga voltaje constante.

Con la armónica contenida en el transformador ferresonante el rendimiento es satisfactorio para la mayoría de las aplicaciones. Sin embargo, es posible la reducción adicional de las armónicas con la adición (en serie con el capacitor) - de un inductor selecto por la tercera parte de la armónica su primida.

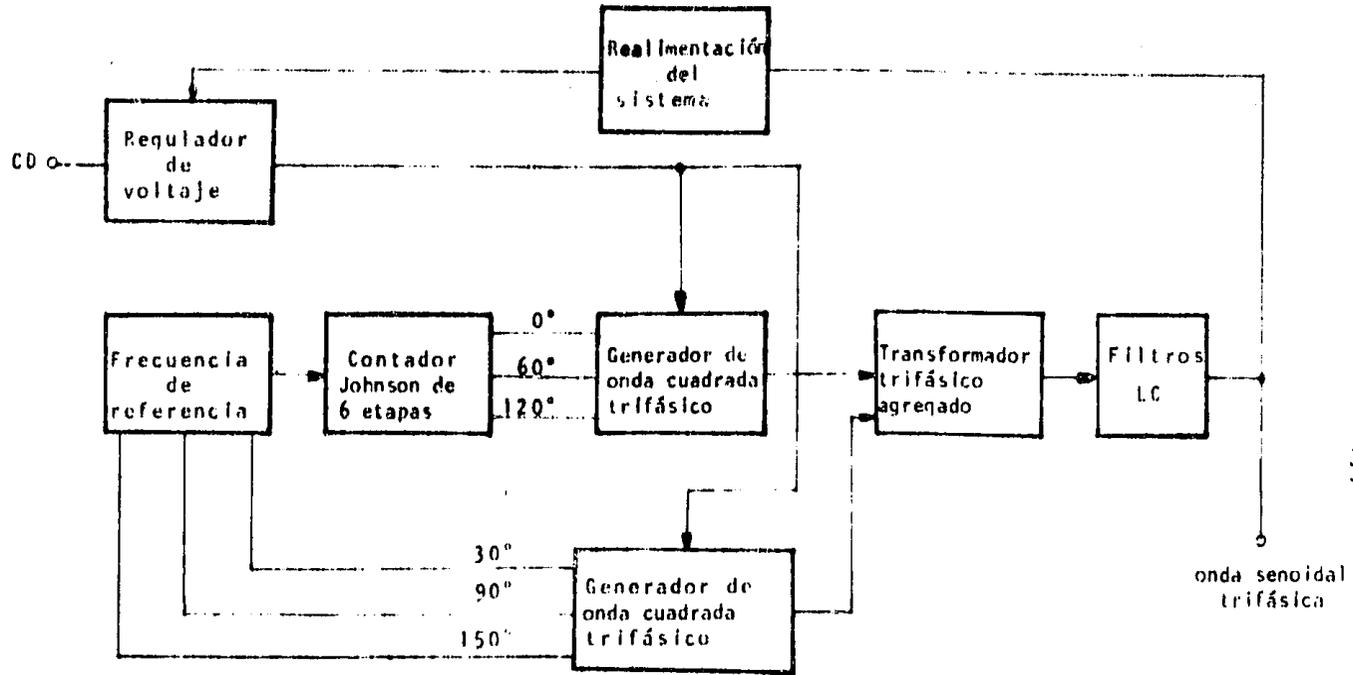
El filtro inversor ferresonante de onda cuadrada pro- - vee un voltaje constante y frecuencia constante que no son - ajustables en el campo. La eficiencia de funcionamiento del - sistema es del 70 a 85%. Dependiendo del nivel de potencia.

Los inversores trifásicos requieren de tres filtros in- - versores ferresonantes de onda cuadrada, estos pueden ser - sincronizados y controlados con un cambio de fase a 120° .

En esta configuración, la simplicidad básica del filtro- - inversor ferresonante es una solución a bajo costo para ba- - ja y mediana potencia y en aplicaciones sencillas. Estos ope- - ran desde baterías con salidas de 12, 24, 48 y 120 V. Para ob- - tener voltaje variable, la línea de sincronización deberá te- - ner mayor sinusidad. De cualquier modo, otras aproximaciones - serían necesarias.

El amplificador oscilador proporciona una onda senoidal - pura pero se sacrifica en eficiencia; el generador de onda - - cuadrada es eficiente pero solamente puede dar una buena apro- - ximación de una onda senoidal. En el registro de un inversor, - éste produce una onda senoidal pura y surge la onda escalón - (fig. 5.10).

En la técnica de escalón, varios generadores de onda cua- - drada son controlados en fase y amplitud para formar una onda - escalón. Usualmente, los escalones son nivelados a espacios - de 360° y la elevación de cada escalón es escogida para elimi- - nar las armónicas de orden bajo.



177

Figura 5.10 Una de las ondas seno puras es entregada por el escalón aproximado, en el cual un número de ondas cuadradas controladas en su fase y amplitud son agregadas. Las armónicas están relacionadas con el número de escalones.

La relación general entre el número de escalones y las armónicas retenidas es:

$$\text{Número de armónica} = \sum_{n=1}^{\infty} nN \pm 1 \quad (5.0)$$

donde N son todos los números enteros positivos y N es el número de escalones. Para 12 escalones de onda están contenidos el 11^2 , 13^2 , 23^2 , 25^2 y armónicas sucesivas, y la amplitud de cada armónica retenida es inversamente proporcional al número de la armónica.

Teóricamente, el número de escalones puede ser cualquier entero. Pero en la práctica sólo los múltiplos de tres son elegidos. Esto provee la mitad del ciclo simétrico positivo y negativo y genera tres fases con un sencillo ajuste de componentes. La cantidad de elementos necesarios para generar una onda escalón es substancial, y la técnica es práctica sólo para grandes sistemas trifásicos en donde se requieren altas potencias entre sus componentes.

Los más populares son de 12 y 24 escalones de onda (fig. 5.11). El generador de onda cuadrada trifásico consta de seis circuitos interruptores de potencia arreglados en tres puentes de apoyo, con un transformador conectado en delta y acoplado a los centros de cada par de circuitos interruptores de potencia.

Con el control de voltaje el escalón aproximado es similar al de onda cuadrada. Un regulador de voltaje separado (con doble ineficiencia en el manejo de potencia) es una aproximación. Un corrimiento de fase que traslada un segundo complemento establecido de escalones con respecto al primero es frecuentemente usado en grandes SCR-PPS.

Las variables de voltaje y frecuencia por encima del rango límite son posibles. El control armónico es simple: con un

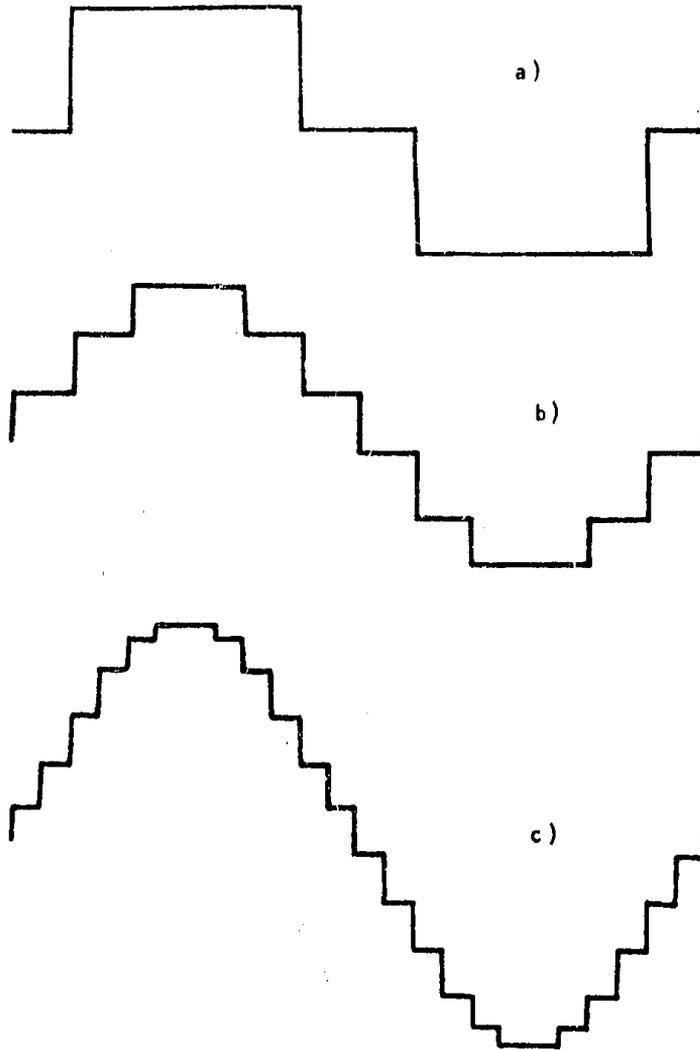


Figura 5.11 En la onda de forma escalón aproximada a la inversión, las armónicas de salida dependen de el número de escalones y el escalón elevado. El número de escalones es usualmente un múltiplo de tres: a) 6, b) 12 y c) 24 que son comunmente usados.

filtro LC sintonizado con referencia a la cuarta armónica, la rapidez de la respuesta transitoria de la carga es razonablemente buena con referencia a la frecuencia lineal de los tres ciclos. La eficiencia de la potencia completa es alrededor -- del 85%. Sin embargo, sobre potencia parcial, las pérdidas -- son significativas y además hay caídas de eficiencia con de-- crecimiento de potencia.

5.1.4.2 El inversor digital

El inversor de onda escalón provee una eficiente onda se noidal con baja armonica. Sin embargo, el alto voltaje de sus partes lo hace inco~~ste~~able para niveles de potencia bajos o in-- termedios. Con la introducción de la gran gama de circuitos -- integrados, especialmente de "memoria programable de lectura -- única" (PROM), los dispositivos requeridos para fabricar un -- inversor digital equivalente al de onda escalón pueden hacer-- lo práctico.

Al sintetizar una onda senoidal digital, un PROM es usado para almacenar un patrón de pulsos, tanto positivos como nega-- tivos, que son seleccionados para eliminar armónicas de bajo-- orden. Un simple filtro LC reduce las armónicas de alto or-- den; éstas prevalecen más que en la onda escalón aproximada.

El regulador de voltaje digital sintetizador para incre-- mentar la cantidad de tiempo del patrón de pulso permanece en cero a medida que el voltaje se va incrementando. Las condicio-- nes de sobrecarga y cortocircuito son automáticamente compen-- sadas por un procedimiento de límite de corriente. Entonces -- el rechazo armónico y la regulación de voltaje son combinados en un ajuste de instrucciones de interrupción almacenadas en -- un PROM, la unidad de potencia contiene un número mínimo de -- componentes de interrupción.

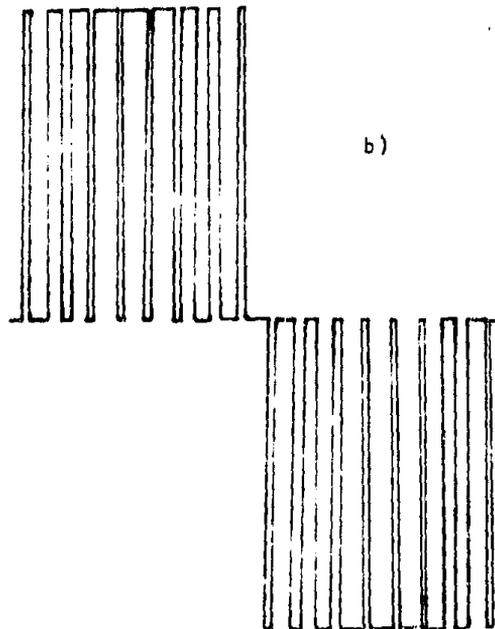
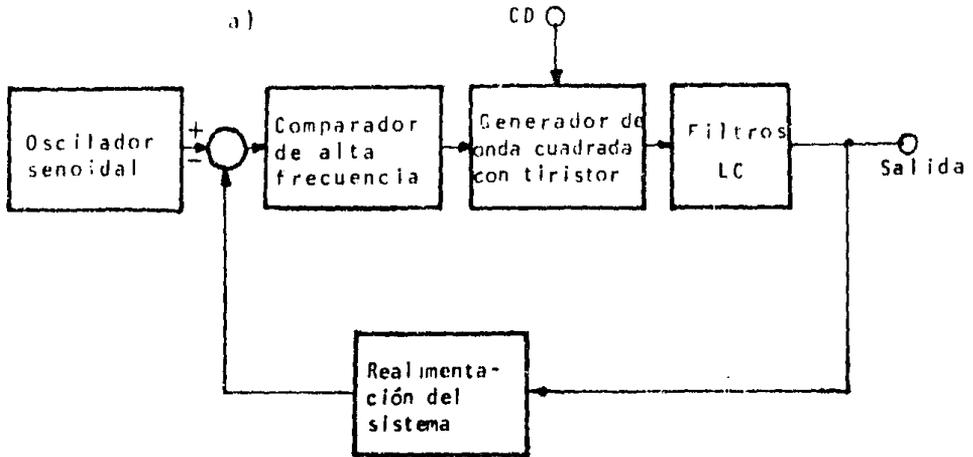


Figura 5.12 Para obtener la frecuencia óptima (80%). La técnica de regulador de interrupción: a) es usada para control, o modulación de el ancho de pulsos en un tren, b) las armónicas siguen hacia abajo para el manejo de frecuencias altas de interrupción.

Un sistema trifásico requiere de seis circuitos de interrupción arreglados en un puente trifásico. Un sistema de una fase sencilla requiere de cuatro circuitos interruptores arreglados en un puente. La relación peso-potencia es alta, mientras que la eficiencia va por encima del rango de operación - desde que la carga es cero hasta la carga total.

Un método de síntesis digital es mostrado en la figura - 5.12. Una frecuencia de referencia 360 veces más alta que la frecuencia de operación produce una resolución de un grado en el patrón de pulso. Un contador binario de nueve pasos da la información cíclica de 512×4 PROM. Tres salidas del PROM -- dan las instrucciones de interrupción de la corriente para cada pata del puente trifásico. La cuarta salida regresa de nuevo el contador binario.

El sintetizador digital es práctico desde 500 W en fase-sencilla, hasta 30 kW en trifásico. Para bajas potencias el costo del controlador digital llega a ser significativo. El límite superior de potencia es establecido por la limitación de la potencia de disipación de transistores disponibles. (Con - SCRs, el límite superior puede llegar a ser hasta del orden - de 100 kW). La velocidad de respuesta y la pureza de la onda-senoidal son similares a las de los inversores de onda escalón. Las variables de voltaje y frecuencia están disponibles simultáneamente. En una aplicación PPS, la sincronización con la línea de voltaje se efectúa fácilmente con una fase-lazo cerrado.

5.2 DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.2.1 Criterios para un dimensionado óptimo

De los tres elementos básicos que constituyen un sistema solar fotovoltaico, el equipo electrónico (con los elementos-

de regulación y control) no influye en el dimensionado de -- los otros dos, aunque esté condicionado por algunos datos de partida.

Por el contrario, el dimensionado del panel y de la batería es interactivo, debiéndose optimizar el conjunto de am**os** elementos simultáneamente.

Conviene diferenciar entre los datos de partida y las - variables a optimizar.

5.2.1.2 Datos de partida

Consumo

Incluye además del tipo de consumo (voltaje de funciona**m**iento, c.d. o c.a.) su distribución, tanto diaria como - -- anual. Ambas curvas de consumo serán características de la - aplicación.

El criterio técnico más fiable, para establecer una ordenación que permita estudiar las aplicaciones fotovoltaicas autónomas, es el que toma en cuenta los perfiles de consumo- (curvas de demanda) de energía eléctrica (diaria y anual). A efectos de estudio y análisis no es importante el nivel cuan**t**itativo de consumo, sino la distribución o perfil del mismo (es decir, es más significativo el "cómo se consume" que el "cuanto se consume"). La utilización de este criterio, perm**i**te establecer importantes diferencias en las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos a viviendas, según sea el uso de la - vivienda (de uso permanente, algunos meses, de fin de semana, etc.) o según sea el número de electrodomésticos a utilizar- y el uso que se haga de ellos.

Emplazamiento

Define la insolación a recibir por la instalación. - -

Deben emplearse valores promedios, como mínimo mensuales, correspondientes a un ciclo anual. Estos datos son una medida de radiación promediada en un cierto número de años de registros. Por lo general, se refieren a superficies horizontales y deben ser corregidos para obtener los valores correspondientes al ángulo de inclinación del panel.

Características de los módulos fotovoltaicos

Partiendo de las especificaciones del fabricante, (potencia, voltaje y corriente de operación, a 1 kW/m^2) y los datos del tipo de consumo, se definirá el montaje serie-paralelo adecuado. Habrán de tomarse en cuenta los factores de margen.

Características de los acumuladores

Hay que considerar, según el tipo de acumulador, su descarga máxima reversible, niveles de voltaje (para ajustar el regulador) en carga y flotación, etc.; así como otros factores, normalmente no cuantificados en las especificaciones, tales como tiempo máximo de permanencia en bajo estado de carga, temperatura del local, etc., que influyen claramente en la duración del acumulador.

Autonomía

Exigencia que deberá cubrirse en caso de producirse un pobre o nulo aporte energético al sistema, bien sea por falta de insolación (días nublados) o por una avería del panel. Suele definirse como el número de días consecutivos durante los cuales el consumo se cubre exclusivamente a partir de la energía acumulada.

Hay diferentes criterios para la elección de la autonomía. El más simple consiste en definir el número de días que el acumulador plenamente cargado debe abastecer el consu

no hasta llegar a una capacidad mínima preestablecida. Otros factores exigen un número de días a partir del mínimo estado de carga que el acumulador va a tener en su ciclo anual.

Factores de margen

Incluyendo rendimientos globales del sistema electrónico (regulador e Inversor) del subsistema de acumulación y de los módulos (efecto de la temperatura en el rendimiento de las celdas).

Otros datos

Aunque propiamente no son datos sino parámetros ajustables, suelen definirse antes del cálculo. Así, ha de considerarse la orientación e inclinación de los módulos.

La situación del Sol define la dirección de la radiación directa y, por lo tanto, el plano de captación óptima; así pues, maximizar la recepción de la radiación directa exige girar módulos dotados de movimiento para seguir la trayectoria solar. Como en las instalaciones para viviendas los módulos están fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía sobre una base anual. Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los módulos respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. La inclinación del panel se decide en función del emplazamiento, latitud del lugar y demanda de energía prevista.

Para un consumo distribuido a lo largo del año y para obtener máximas prestaciones, lo aconsejable es instalar los módulos fotovoltaicos con un ángulo igual a la latitud del lugar.

En ciertos climas, cuando se requiera un consumo más intenso en invierno, cuando la insolación disminuye, pueden instalarse los módulos con un ángulo mayor en beneficio de

una mejor captación durante esta estación, a costa de una -- peor captación en el verano, cuando hay una mayor cantidad - de insolación.

5.2.1.2 Variables a optimizar

Duración de la instalación

En principio, ni la duración del panel ni la del equipo electrónico, dependen del dimensionado, pero en la acumula-- ción este aspecto es fundamental; según los ritmos de carga-- descarga que se le exijan, tiempos mantenidos en sobrecarga, y baja o muy baja carga, se alterará el normal proceso de en-- vejecimiento, viéndose afectada la vida de los acumuladores. En este aspecto habrá que recabar y utilizar adecuadamente - la información suministrada por los fabricantes de acumulado res.

Costo

Esta variable está ligada a la anterior: la duración, - ya que un sobredimensionado del subsistema de acumulación au-- mentaría su duración (para un dimensionado correcto del pa-- nel) pero a costa de incrementar la inversión; por otra par-- te, una disminución de la acumulación por reducción del núme-- ro de acumuladores daría lugar al empleo inadecuado de éstos y la reducción de su vida, con un incremento en el costo al-- ser necesaria su sustitución en un plazo de menor tiempo.

Previsión de consumo en las viviendas

Para esta previsión se han seguido unos criterios de -- optimización de la energía consumida por los distintos ele-- mentos de la instalación y de la carga. Estos criterios son:

— Arreglo de la instalación. En la figura 5.13 se observa-

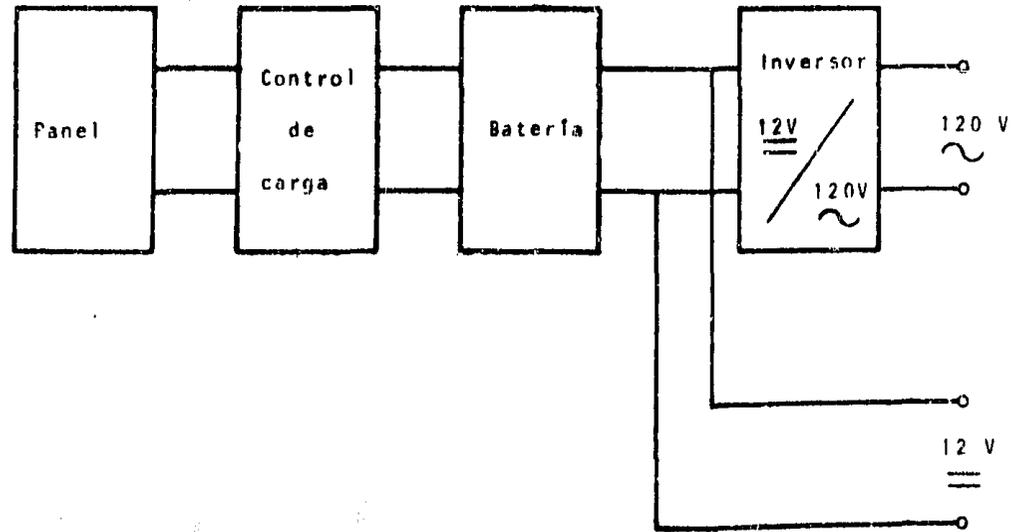


Figura 5.13 Esquema general de bloques de la instalación fotovoltaica.

que el suministro puede realizarse mediante dos líneas, - una de corriente alterna de 120 V y otra de corriente directa de 12 V. Esta disposición sería típica para una vivienda unifamiliar. Con esta medida se consigue reducir algo el consumo, al evitarse las pérdidas por transformación de corriente directa a corriente alterna en buena parte de la carga y, al mismo tiempo el usuario, puede disponer de aquellos aparatos que aún no se ofrecen en el mercado preparados para funcionar con corriente directa.

- Alumbrado. La potencia instalada evitará un derroche innecesario de energía, utilizando sistemas fluorescentes que tengan un rendimiento superior al del sistema incandescente, y que ofrezcan una amplia gama de tonalidades que los hagan adecuados a cualquier tipo de habitación.
- Climatización pasiva. En viviendas por construirse considerar en el diseño sistemas de climatización pasiva. Los sistemas de climatización pasiva constituyen una alternativa, en cuanto a considerar un sistema de climatización natural en las edificaciones. Estos sistemas utilizan elementos y dispositivos que están implícitos en la estructura misma de la edificación y que aparecen como accesorios para la captación, la distribución, el almacenamiento y la disipación de la energía solar. Toman en cuenta la orientación, la influencia de vientos dominantes, ondas cálidas de la región y el empleo de materiales adecuados, entre otras cosas, para lograr el máximo bienestar interno. De este modo, la vivienda se conserva fresca en el verano y cálida en el invierno, proporcionando confort, buena luz y agradable temperatura interior, sin tener que usar dispositivos electromecánicos.

5.2.2 Dimensionado del panel y de la batería

Si un sistema fotovoltaico se dimensiona en base a la radiación solar de los días de buen tiempo, ¿qué pasará los días nublados? y si se dimensiona en base a la radiación de estos días, el sistema resultará costoso y poco rentable.

A pesar de la inseguridad de la fuente de energía (el Sol), con un adecuado dimensionado de los elementos básicos de un sistema fotovoltaico; panel y batería, es posible conseguir un sistema cuya fiabilidad sea como mínimo igual a la de los suministros habituales de energía eléctrica.

Se debe resultar un error comúnmente observado; existe la creencia de que la potencia pico del panel fotovoltaico debe ser igual a la potencia total de los equipos de consumo; pero, como se dijo anteriormente, no es la potencia de los aparatos de consumo el factor determinante del dimensionado de la instalación, sino el tiempo de utilización de los aparatos y su distribución a lo largo del ciclo diario y del ciclo anual.

En el dimensionado deben compararse energías, porque los picos de consumo (alta potencia durante poco tiempo, como, por ejemplo, motores de electrodomésticos) son perfectamente cubiertos por una acumulación adecuada.

El cálculo de una instalación fotovoltaica parte de los datos de insolación del lugar correspondiente y de los datos del consumo que se debe garantizar. El diseño consiste en establecer el balance entre la energía disponible y la energía de consumo, teniendo en cuenta los rendimientos de transformación y aplicando los coeficientes de seguridad que se estimen pertinentes.

El primer paso es conocer los datos de insolación media del lugar elegido para la instalación. Estos datos se pueden

obtener de mapas de insolación publicados por el Instituto de Ingeniería-UNAM, y por el Instituto de Geofísica-UNAM y el Servicio Meteorológico Nacional, y se expresan como energía recibida por unidad de superficie y por día, en medias mensuales y anual. Deben ser corregidos para obtener los valores correspondientes al ángulo de inclinación del panel.

5.2.2.1 Corrección de los datos de insolación

La inclinación del Sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año y por lo tanto en aquellas instalaciones cuyos paneles estén fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía sobre una base anual. Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación.

La conversión de la potencia diaria recibida en un plano horizontal a la potencia diaria recibida en un plano inclinado en un ángulo β respecto a la horizontal y con orientación sur para puntos situados en el hemisferio Norte, sigue unas leyes simples suponiendo que la fuente luminosa es puntual. Definiendo R como la relación entre potencia en el plano inclinado y la potencia en el plano horizontal resulta que:

$$R = \frac{\cos(L-\beta) (\sin\Omega - \Omega \cos\Omega_f)}{\cos L (\sin\Omega - \Omega \cos\Omega)} \quad \text{si } \Omega < \Omega_f \quad (5.1)$$

$$R = \frac{\cos(L-\beta) (\sin\Omega_f - \Omega_f \cos\Omega_f)}{\cos L (\sin\Omega - \Omega \cos\Omega)} \quad \text{si } \Omega > \Omega_f \quad (5.2)$$

siendo L la latitud del lugar y, Ω y Ω_f definidas por:

$$\cos \Omega = -\tan L \tan \delta \quad (5.3)$$

$$\cos \Omega_f = -\tan(L-\beta) \tan \delta \quad (5.4)$$

donde δ es la declinación del Sol en el día correspondiente:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (5.5)$$

siendo n el número del día del año a partir del 1 de enero. Ω es el ángulo horario que corresponde al ocaso del Sol (tomando el cero al mediodía) y siendo el plano de observación el horizontal.

Ω_f es el ángulo horario correspondiente al ocaso ficticio que se observa en un plano inclinado en un ángulo β .

Por consiguiente, la ecuación (5.1) se usará cuando el ángulo que corresponde al ocaso real sea menor que el del ocaso ficticio y la (5.2) en el caso contrario, cuando la potencia recibida viene limitada por Ω_f .

La incidencia de la distribución anual de radiación solar en el diseño se concreta en dos aspectos:

- La optimización del diseño pasa por la optimización de la potencia media anual recibida y que es función del ángulo de inclinación del panel respecto a la horizontal. El número de módulos necesarios para una aplicación concreta es inversamente proporcional a la potencia media anual recibida.
- La distribución respecto al valor medio de la radiación recibida incide sobre la cantidad de acumuladores necesarios.

5.2.2.2 Cálculo de la potencia pico que se debe instalar y arreglo del panel

El método propuesto es absolutamente general, tanto para-

cualquier tipo de aplicación, como para cualquier tipo de utilización del suministro (todo el año o sólo un determinado período).

Partiremos siempre de los datos de radiación solar existentes para la zona en que se va a instalar el sistema. Ajustándolos para el ángulo de inclinación del panel.

Otro dato imprescindible, aunque sea aproximado, es la carga diaria que va a tener el generador fotovoltaico, o, en otras palabras, el consumo medio diario que va a tener el equipo al que alimenta el generador fotovoltaico. Debe incluir el consumo del inversor.

Con estos datos, el proceso de dimensionado puede esquematizarse como sigue:

- Determinar el voltaje de funcionamiento que se desea (V_f). Los valores más corrientes oscilan entre 12 y 48 V, pero, en cualquier caso, varían con las necesidades de usuario.
- Calcular la media anual del consumo eléctrico C de la vivienda. $C = \sum_j C_j / 12$, siendo C_j el consumo medio diario del mes j (Wh).
- Obtener la media anual del número diario de horas pico teóricas de Sol, h_p (horas equivalentes de radiación máxima, a intensidad de 1 kW/m^2). Como una hora pico de Sol da lugar a una energía anual de 365 kWh/m^2 , bastará dividir la radiación anual incidente en el lugar, expresada en kWh/m^2 entre 365 para obtener h_p . Luego entonces h_p será igual a la media anual de insolación expresada en Wh/m^2 .
- Calcular el número de módulos necesarios y su disposición. Esto se hará mediante las siguientes relaciones:

$$N_{ms} = \frac{V_f}{V_n} \quad (5.6)$$

donde:

N_{ms} = número de módulos en serie

V_f = voltaje de funcionamiento del sistema

V_n = voltaje nominal del módulo

$$y \quad N_{mp} = \frac{C}{I_m h_p V_m N_{ms} 0.8} \quad (5.7)$$

donde:

N_{mp} = número de módulos en paralelo

C = media anual del consumo diario en Wh

I_m = corriente suministrada por el módulo a 1 kW/m²

h_p = media anual del número diario de horas pico de Sol

V_m = voltaje suministrado por el módulo a 1 kW/m²

0.8 = factor de seguridad que toma en cuenta la pérdida de eficiencia del panel por suciedad y envejecimiento, aumento de temperatura y las pérdidas en el regulador y la batería

El número total de módulos será el producto del número serie por el número paralelo, y su disposición, como la indicada en la figura 5.14, donde se muestra una forma de aumentar la fiabilidad de un gran panel mediante la redundancia en las conexiones exteriores.

El método para un correcto dimensionado se basa en el principio de igualar el consumo al suministro a lo largo del año, es decir, se pretende obtener una instalación energéticamente equilibrada. Esto se consigue porque si bien la curva --

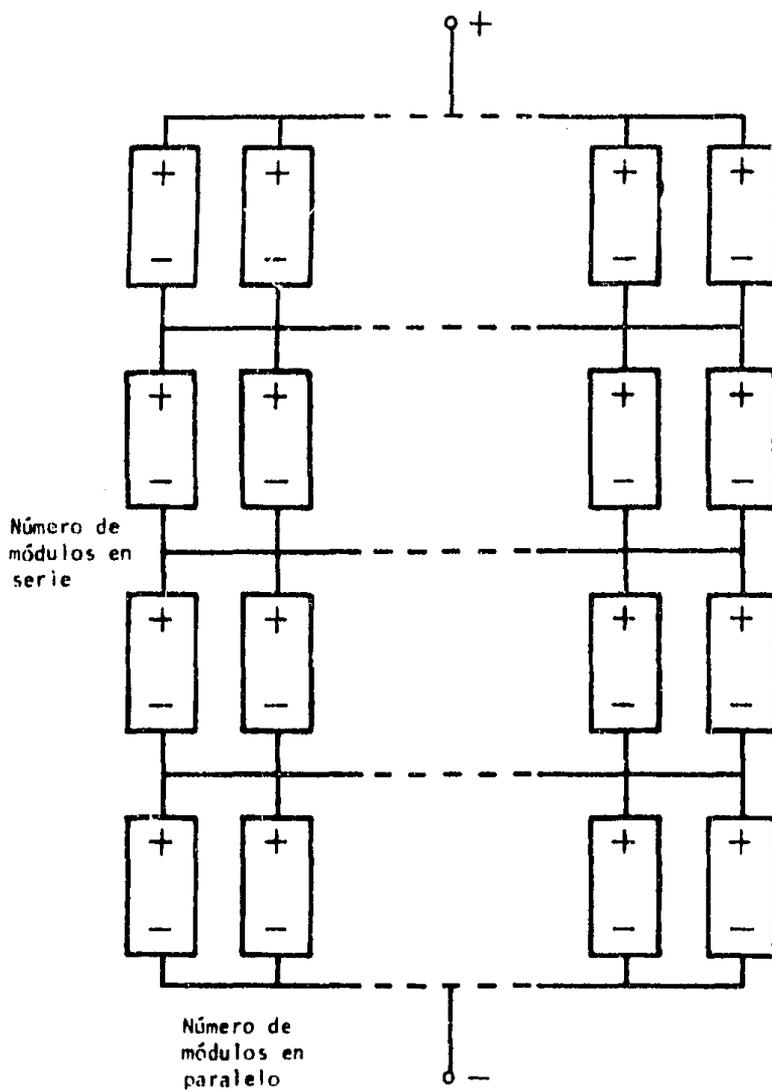


Figura 5.14 Interconexión de módulos en un panel foto-voltaico.

del consumo es fija, la del suministro eléctrico es función de la superficie del panel instalado, y por lo tanto se puede -- ajustar su curva a la de consumo. Por consiguiente, un dimen-- sionado correcto desde el punto de vista energético, exige que las medias de las dos curvas coincidan, tal como se muestra en la figura 5.15.

Por consiguiente, se debe cumplir:

$$N_{mp} = \frac{S}{I_m h_p V_m N_{ms} 0.8} \quad (5.8)$$

y por lo tanto:

$$S = I_m h_p V_m N_{ms} N_{mp} 0.8 \quad (5.9)$$

donde:

S = media anual del suministro eléctrico diario del - sistema fotovoltaico en Wh

5.2.2.3 Cálculo de la capacidad de acumulación necesaria y - arreglo de la batería

Los factores fundamentales para la realización del cálculo son: el balance anual de energía, la autonomía exigida al - subsistema de acumulación, la descarga máxima permitida, la ca - pacidad real de acumulación y el ciclado máximo diario que de - be sufrir la batería.

Balance anual de energía

Este balance, se debe realizar para cada mes del año y -- aparece como la diferencia entre la energía proporcionada por - el panel fotovoltaico, y el consumo del equipo que se alimenta.

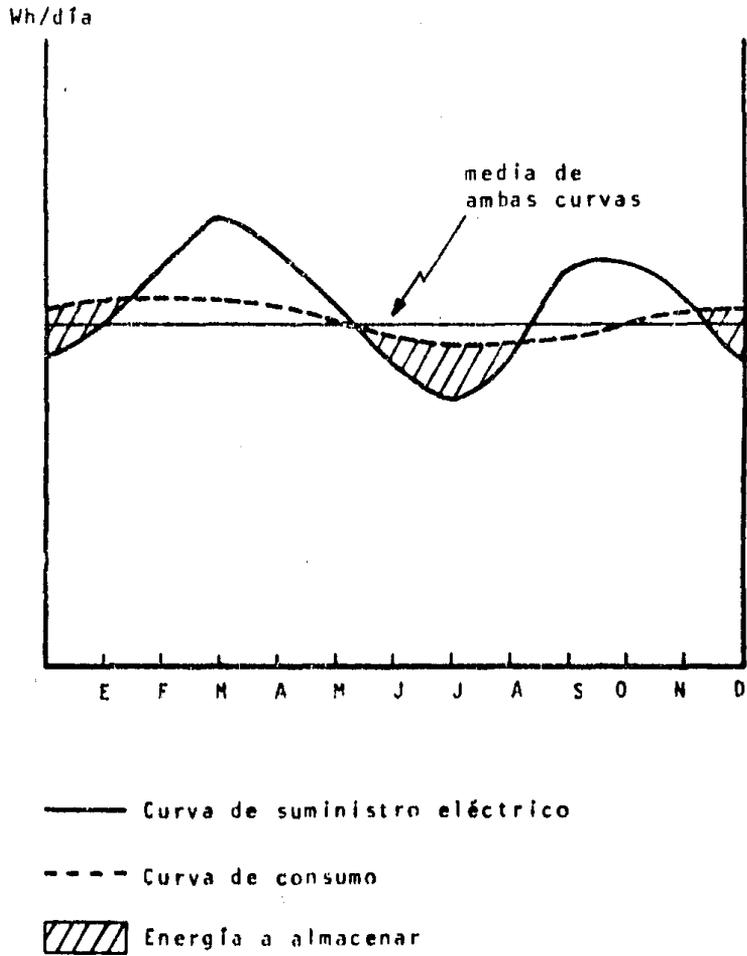


Figura 5.15 Curvas de suministro y consumo para una instalación energéticamente equilibrada.

Generalmente, este balance será negativo en invierno y verano y positivo en las otras dos estaciones, aunque es posible tener resultados diferentes.

Hay que almacenar el exceso de energía recibida en los períodos en que el suministro es superior al consumo, para cederlo en los períodos en que ocurre lo contrario. Por definición del sistema establecido, energéticamente equilibrado, ambos valores coinciden. En la figura 5.15 se muestra la energía que es preciso almacenar, la zona sombreada.

La capacidad a almacenar por déficit en el ciclo anual en Ah es pues:

$$Q = \frac{\sum (C_i - S_i) n_i}{V_f} \quad (5.10)$$

donde:

C_i = consumo medio diario del mes i en Wh

S_i = suministro medio diario de la instalación en el mes i en Wh (este se puede calcular sustituyendo en la ec. 5.9 h_p anual por h_p mensual)

n_i = número de días de consumo del mes i

V_f = voltaje de funcionamiento del sistema

Autonomía del sistema

Este parámetro, Z , denota el número de días de no insolaración en los que el sistema debe proporcionar energía al consumidor. Esta energía, evidentemente, procede del subsistema de acumulación y se define como:

$$Z = (\text{días seguidos de no insolaración}) (\text{consumo})$$

Entonces, la capacidad a almacenar por autonomía en Ah es:

$$Z = \frac{dN}{V_f} \quad (5.11)$$

donde:

Z = autonomía en Ah

d = días seguidos de no insolación

N = consumo medio diario en la época de pobre o nula-
insolación en Wh

Descarga máxima permitida

La acumulación debe estar calculada de tal forma que, una vez cubierto el margen de déficit de energía en el ciclo anual y de autonomía, los acumuladores no se hayan descargado más -- allá del límite permitido. La descarga máxima permitida es el porcentaje de descarga máxima admitida al tipo de acumulador -- utilizado, dado que una descarga del 100% puede ocasionar da-- ños irreversibles.

Capacidad real de acumulación

Un factor que habrá que tener en cuenta, es la corrección-- de la capacidad en función del régimen de descarga. Normalmen-- te los fabricantes de acumuladores dan su capacidad referida a un régimen de descarga de 6 o de 10 horas. En los sistemas fo-- tovoltaicos los regímenes de descarga son mucho más lentos. -- Este hecho hace que la capacidad real disponible sea mayor que la nominal. Así, la capacidad real puede llegar a ser dos ve-- ces o más la capacidad nominal, lo que pone de manifiesto la -- importancia de este efecto.

Utilizando una gráfica semejante a la de la figura 5.16 - (suministrada, generalmente, por los fabricantes, se obtiene en

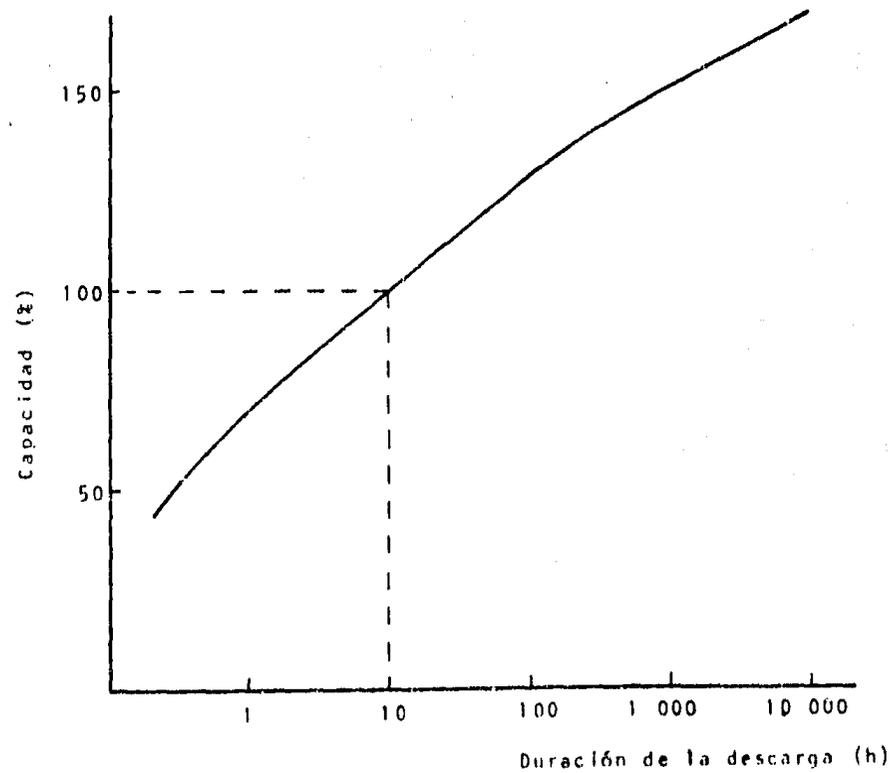


Figura 5.16 Variación de la capacidad en función del régimen de descarga. Esta curva es solo indicativa, para tener datos precisos conviene consultar los catálogos de los fabricantes de acumuladores.

ordenadas el porcentaje que supone la capacidad real calculada sobre la capacidad de referencia del fabricante.

Ciclado máximo diario del subsistema de acumulación

Este parámetro, X, es de suma importancia en la práctica, ya que caracteriza una de las exigencias del acumulador solar que lo diferencian de otros acumuladores. Se debe fijar qué ciclado máximo diario se va a permitir que sufra el subsistema de acumulación. Ciclados superiores al 10% afectan seriamente a los acumuladores.

$$X = \frac{M}{B} \times 100 \quad (5.12)$$

donde:

X = ciclado máximo diario (% capacidad del subsistema de acumulación)

M = consumo diario en horas de no insolación en Ah

B = capacidad del subsistema de acumulación en Ah

Conviene ahora indicar como se calcula el dimensionado y el arreglo de la batería (banco de acumuladores) requerida.

El número de acumuladores en serie será:

$$N_{as} = \frac{V_f}{V_a} \quad (5.13)$$

donde:

V_f = voltaje de funcionamiento del sistema

V_a = voltaje nominal del acumulador

y el número de acumuladores en paralelo será:

$$N_{ap} = \frac{Q}{a(FD/10\ 000)} + \frac{Z}{a(FD/10\ 000)} \quad (5.14)$$

donde:

a = capacidad nominal del acumulador en Ah

F = factor de corrección de capacidad del acumulador
en %

D = descarga máxima permitida en %

Se puede observar que en el planteamiento descrito no se ha tenido en cuenta la pérdida de capacidad del acumulador por autodescarga, ya que, en contra de la opinión más generalizada, ocurre que cuando el acumulador está continuamente operando -- (carga-descarga), caso de las aplicaciones fotovoltaicas, los procesos de autodescarga no son operativos. La autodescarga - tiene su origen en el hecho de que cuando el acumulador se encuentra en circuito abierto, se producen reacciones, independientes en ambas placas, como consecuencia de la existencia de áreas, zonas o puntos de diferente actividad electroquímica - (por inestabilidad de la materia activa de las placas, por contaminación, etc.). Por el contrario, cuando el acumulador está descargándose, las placas alcanzan un potencial uniforme y tan to más alejado del equilibrio cuanto mayor sea el régimen de - descarga. En estas condiciones la cinética de descarga es de-- pendiente de ambas placas de diferente polaridad.

5.2.2.4 Optimización económica de la instalación

Se ha establecido el método general para obtener una instalación fotovoltaica energéticamente equilibrada, es decir, - aquella instalación en que las medias de suministro y consumo- coinciden. Sería interesante conseguir ahora una optimización- económica de dicha instalación, es decir, una instalación que,

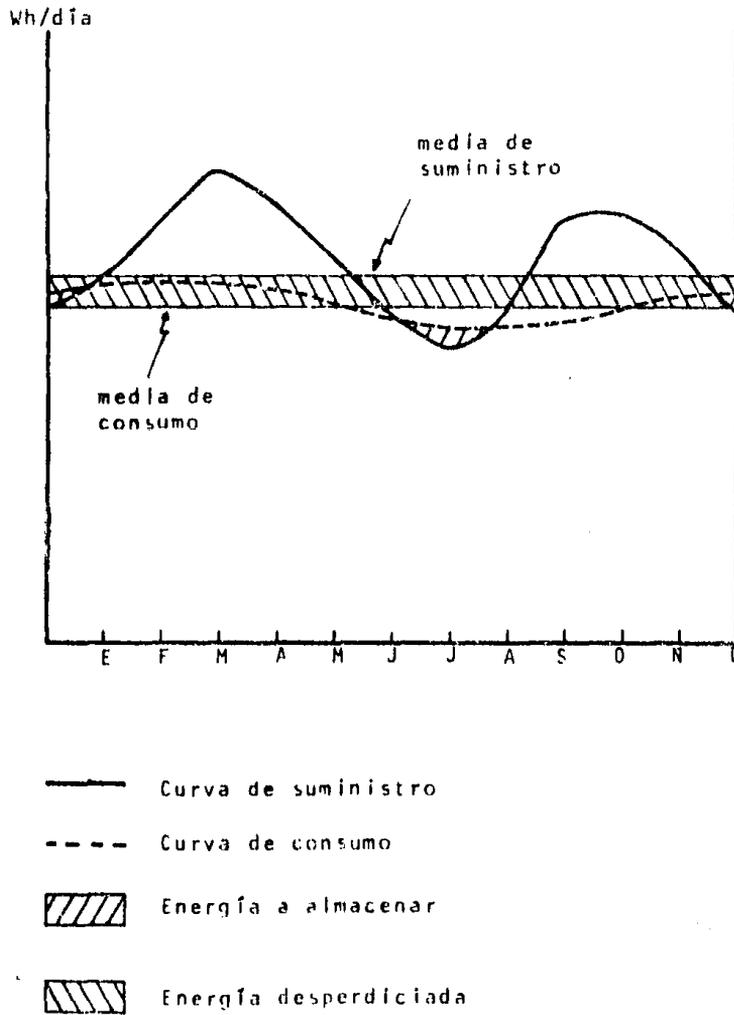


Figura 5.17 Curvas de suministro y consumo para una instalación energéticamente desequilibrada.

con un correcto dimensionado, sea lo más barata posible.

Esta optimización se puede conseguir a base de aumentar - el número de módulos en paralelo a instalar, con esto se tiene una distribución de las curvas de consumo y suministro como se muestra en la figura 5.17; en ella se observa, por un lado, - que se desperdicia energía pero, por otro, que las necesidades de acumulación quedan reducidas. Se trata, pues, de encontrar - el par número de módulos-número de acumuladores que resulte - más económico. Para realizar esta optimización se debe asumir - un número mínimo de días de acumulación en función de la clima - tología del lugar (autonomía) y de la utilización de la vivien - da a lo largo del año, para evitar con esto que un abaratamien - to de la instalación conlleve al corte de suministro por falta de energía almacenada. La optimización se debe realizar, por - consiguiente, entre la instalación energéticamente equilibrada y la que dispone de la capacidad mínima establecida de la bate - ría.

5.3 CARACTERIZACION Y DIMENSIONADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO APLICADO A UNA VIVIENDA

En este apartado hacemos la descripción, cálculo y análisis de una instalación fotovoltaica aplicada a una vivienda de uso permanente. Suponemos la ubicación de la casa en el área - de la población de Lagos de Moreno, Jalisco; lugar que hemos - seleccionado porque consideramos que ofrece condiciones ópti - mas de insolación, con 2 941 horas y 5.54 kWh/m² de insolación media anual (este último dato, es con respecto a una superfi - cie horizontal).

5.3.1 Demanda de energía

Se desea estimar la potencia pico fotovoltaica y la acumulación necesaria para que la casa sea autónoma constando de el sistema de consumo siguiente:

- Iluminación: 8 puntos de luz (comedor, sala, cocina, baño y 3 recámaras) con una potencia instalada de 600 W y un consumo de 600 Wh/día.
- Televisor de 73 W operando durante 6 horas, lo que supone un consumo de 438 Wh/día.
- Pequeños aparatos (radiograbadora, licuadora, equipo modular) con una potencia instalada de 460 W y con un consumo diario de 400 Wh.
- Plancha de 800 W con un consumo medio diario de 400 Wh.
- Refrigerador de 249 W con un consumo diario de 1 245 Wh.
- Lavadora de 746 W con un consumo medio de 746 Wh/día.
- Inversor de 28 W que funciona las 24 horas: por lo tanto consume 672 Wh/día.

En resumen, la potencia total instalada es de 2 956 W y el consumo medio es de 4 501 Wh/día, como podemos ver en las tablas 5.1 y 5.2

Cargas	Consumos
Iluminación-----600W	Iluminación-----600Wh/día
Televisor----- 73W	Televisor-----438Wh/día
Pequeños aparatos--460W	Pequeños aparatos400Wh/día
Plancha-----800W	Plancha-----400Wh/día
Refrigerador-----249W	Refrigerador--1 245Wh/día
Lavadora-----746W	Lavadora----- 746Wh/día
Inversor----- 28W	Inversor----- 672Wh/día
	<hr/>
Total 2 956W	Total 4 501Wh/día

Tabla 5.1

Tabla 5.2

5.3.2 Descripción de los subsistemas

Módulos fotovoltaicos

El principal componente del generador solar lo constituyen los módulos fotovoltaicos. Se tomó en este caso, para el ejemplo, un módulo con las siguientes características:

Especificaciones de potencia:	100mW/cm ² y 25°C
Voltaje de circuito abierto (V)	18.5
Corriente de corto circuito (A)	2.55
Voltaje de operación (V)	14.6
Corriente de operación (A)	2.15
Eficiencia del módulo (%)	8.5
Potencia máxima (W)	31.5

Especificaciones mecánicas

Largo:	121.9 cm
Ancho:	30.5 cm
Alto:	3.8 cm
Peso:	4.9 kg

El módulo consiste de 33 celdas de 10 cm de diámetro, - - conectadas en serie, encapsulado entre dos vidrios templados y con un marco de protección de aluminio.

Almacenamiento de energía

Para almacenar el exceso de energía producida por el generador fotovoltaico y, para satisfacer las necesidades de autonomía se empleará un banco de acumuladores de plomo-ácido de tipo automotriz. Se tomó en este caso, para el ejemplo, un acumulador con las siguientes características:

Voltaje nominal (V)	12
Capacidad nominal (Ah)	200
Descarga máxima permitida (%)	50

Especificaciones mecánicas

Largo:	51.3 cm
Ancho:	27.3 cm
Alto:	21.9 cm

Inversor

Con el objeto de acoplar la carga al generador fotovoltaico y la batería, los cuales operan con corriente directa (C.D.) se hará uso de un inversor de 2.5 kW/48 V-600mA, que trabaja - las 24 horas.

Control de carga

El control de carga evita sobrecargas de la batería, desconectando ésta cuando se encuentra completamente cargada. Impide la descarga de los acumuladores al panel en períodos en que no existe o es muy baja la insolación. Ajusta la tensión de carga según el estado de carga de los acumuladores. Cuando el voltaje de la batería ha descendido hasta un valor previamente marcado, el control de carga desconecta el inversor, que vuelve a entrar en funcionamiento cuando la batería se ha recuperado hasta un voltaje seleccionado, de esta manera no permite que el subsistema de almacenamiento rebase su capacidad límite (descarga máxima).

Se utilizará un regulador relevador de 25A-48V.

5.3.3 Dimensionado y configuración del panel y de la batería

Los datos de insolación y de clima los hemos tomado de -

los mapas elaborados por investigadores del Instituto de Ingeniería de la UNAM y que reproducimos parcialmente en este trabajo, y de las normales climatológicas de la Dirección General del Servicio Meteorológico Nacional.

Caso 1: inclinación del panel igual a la latitud ($21.35^\circ N$) - del lugar y orientado hacia el sur

Corrección de los datos de insolación

Mediante las ecuaciones 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5 obtenemos δ , Ω , Ω_f y R . Los resultados se muestran en la tabla 5.3.

\bar{h}_p son las horas pico de insolación para una superficie horizontal y las obtuvimos de los mapas de insolación mencionados anteriormente, haciendo la conversión de langleys/min a kWh/m^2 .

El dato a obtener es h_p , u horas pico de insolación para una superficie inclinada ($\beta=21.35^\circ$)

	δ *	Ω		Ω_f		\bar{h}_p	R	h_p
	grados	grados	rad	grados	rad			
Ene	-21.27	81.25	1.42	90	1.57	4.52	1.37	6.19
Feb	-13.25	84.72	1.48	90	1.57	5.29	1.24	6.56
Mar	- 3.01	88.82	1.55	90	1.57	6.08	1.11	6.75
Abr	8.94	93.53	1.63	90	1.57	6.62	0.98	6.49
May	18.42	97.48	1.70	90	1.57	7.25	0.88	6.38
Jun	23.27	99.68	1.74	90	1.57	6.16	0.83	5.11
Jul	21.54	98.88	1.73	90	1.57	5.83	0.85	4.96
Ago	13.78	95.50	1.67	90	1.57	5.58	0.92	5.13
Sep	2.47	90.97	1.59	90	1.57	5.42	1.05	5.69
Oct	- 9.07	86.42	1.51	90	1.57	4.95	1.19	5.89
Nov	-18.76	82.31	1.44	90	1.57	4.65	1.33	6.18
Dic	-23.29	80.31	1.40	90	1.57	4.00	1.41	5.64
Anual						5.54		5.91

* Para el 15^o día de cada mes.

Tabla 5.3

Los datos de partida son:

$$C = 4\,501 \text{ Wh}$$

$$V_f = 48 \text{ V}$$

$$h_p = 5.91$$

$$I_m = 2.15 \text{ A}$$

$$V_m = 14.6 \text{ V}$$

$$V_n = 12 \text{ V}$$

Configuración del panel y potencia pico a instalar

$$N_{ms} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{mp} = \frac{4\,501}{(2.15)(5.91)(14.6)(4)(0.8)} = 7.58$$

4 módulos en serie X 8 módulos en paralelo

48 V / 21 A

32 módulos en total / 1 008 Wp

Capacidad y configuración de la batería

Cálculo de la capacidad a almacenar por déficit de energía en el ciclo anual

	h_p	Consumo (C) (Wh/día-mes)	Suministro (S) (Wh/día-mes)	$(C_i - S_i)/V_f$ (Ah/día-mes)	$(C_i - S_i)n_i/V_f$ (Ah)
E	6.19	4600	4974		
F	6.56	4580	5272		
M	6.75	4540	5424		
A	6.49	4500	5215		
M	6.38	4460	5127		
J	5.11	4420	4106	6.5	195.0
J	4.96	4400	3986	8.6	266.6
A	5.13	4420	4122	6.2	192.2
S	5.69	4460	4572		
O	5.89	4500	4733		
N	6.18	4540	4966		
D	5.64	4580	4532	1.0	31.0
					<u>684.8</u>

$$Q = \sum_i (C_i - S_i) n_i / V_f$$

$$Q = 648.8 \text{ Ah}$$

Cálculo de la capacidad a almacenar por autonomía

El promedio de días de nublado cerrado en la época de -- menor insolación (verano) es de 11 días. Suponiendo 7 días se seguidos de pobre o nula insolación, la acumulación necesaria - para garantizar el suministro será:

$$Z = \frac{7(4\,420)}{48}$$

$$Z = 644.58 \text{ Ah}$$

Capacidad real de acumulación

Como carecemos de la gráfica para la corrección de la capacidad del acumulador y únicamente con fines demostrativos, - consideramos los factores de corrección en base a la gráfica - de la figura 5.16.

La descarga de la batería se realiza en aproximadamente - 84 días o 2016 horas (ver fig. 5.18) por lo que le corresponden un factor de corrección del 154%. Para una descarga durante 7 días o 168 horas, el factor correspondiente es del 130%.

Entonces, la batería tendrá la siguiente configuración y capacidad:

$$N_{as} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{ap} = \frac{684.8}{(200)(154)(50)/10\,000} + \frac{644.58}{(200)(130)(50)/10\,000} = 9.4$$

4 acumuladores en serie X 10 acumuladores en paralelo

Total: 40 acumuladores / 8 000 Ah

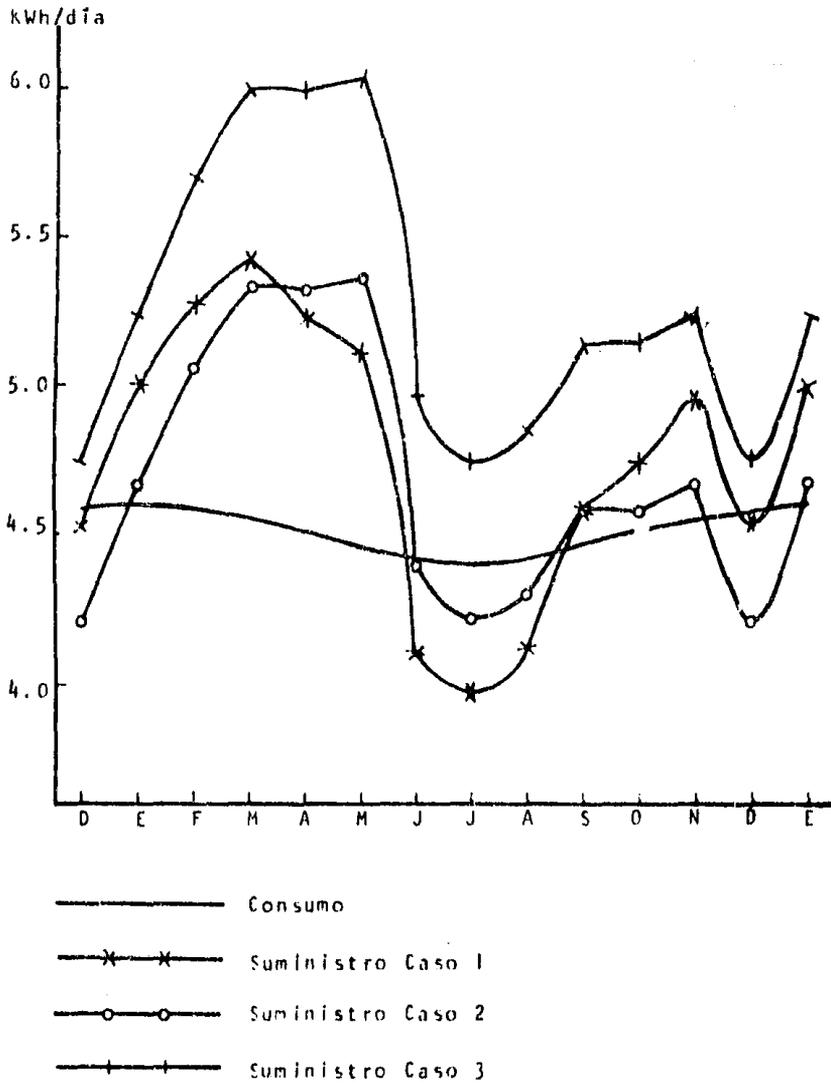


Figura 5.18 Curvas de suministro y consumo para los casos propuestos

Ciclado máximo diario

Suponiendo un factor de utilización del sistema de consumo del 50% en horas de no insolación.

$$X = \frac{(4\ 501/48)(0.5)(100)}{8\ 000}$$

$$X = 0.59\%$$

Caso 2: Inclinación del panel igual a 15° y orientado hacia el sur

Corrección de los datos de insolación

Los resultados de la corrección para $L = 21.35^\circ$ y $\alpha = 15^\circ$ se pueden ver en la tabla 5.4.

	δ^* grados	Ω		Ω_f		\bar{h}_p	R	h_p
		grados	rad	grados	rad			
Ene	-21.27	81.25	1.42	87.51	1.53	4.52	1.28	5.79
Feb	-13.25	84.72	1.48	88.50	1.54	5.29	1.19	6.30
Mar	-3.01	88.82	1.55	89.66	1.56	6.08	1.09	6.63
Abr	8.94	93.53	1.63	91.00	1.59	6.62	1.00	6.62
May	18.42	97.48	1.70	92.12	1.61	7.25	0.92	6.67
Jun	23.27	99.68	1.74	92.74	1.62	6.16	0.89	5.48
Jul	21.54	98.88	1.73	92.52	1.61	5.83	0.90	5.25
Ago	13.78	95.50	1.67	91.56	1.60	5.58	0.96	5.36
Sep	2.47	90.97	1.59	90.28	1.58	5.42	1.05	5.69
Oct	-9.07	86.42	1.51	88.98	1.55	4.95	1.15	5.69
Nov	-18.76	82.37	1.44	87.83	1.53	4.65	1.25	5.81
Dic	-23.29	80.31	1.40	87.26	1.52	4.00	1.31	5.24
Anual						5.54		5.88

* Para el 15^º día de cada mes.

Tabla 5.4

Los datos de partida son los mismos del caso anterior a excepción de h_p , que para una inclinación del panel de 15° es igual a 5.88.

La configuración del panel y la potencia pico será:

$$N_{ms} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{mp} = \frac{4 \cdot 501}{(2.15)(5.88)(14.6)(4)(0.8)} = 7.62$$

4 módulos en serie x 8 en paralelo

48 V / 21 A

32 módulos en total / 1 008 Wp

Capacidad y configuración de la batería

Capacidad por déficit en el ciclo anual

	h_p	C	S	$(C_i - S_i)/V_f$	$(C_i - S_i)n_i/V_f$
		(Wh/día-mes)	(Wh/día-mes)	(Ah/día-mes)	(Ah)
E	5.79	4600	4653		
F	6.30	4580	5063		
M	6.63	4540	5328		
A	6.62	4500	5320		
M	6.67	4460	5360		
J	5.48	4420	4404	0.3	9.0
J	5.25	4400	4219	3.8	117.8
A	5.36	4420	4307	2.4	74.4
S	5.69	4460	4572		
O	5.69	4500	4572		
N	5.81	4540	4669		
D	5.24	4580	4211	7.7	238.7
					<u>439.9</u>

$$Q = 439.9 \text{ Ah}$$

La capacidad a almacenar por autonomía es la misma del caso anterior.

$$Z = 644.58 \text{ Ah}$$

El tiempo máximo de descarga de la batería se realiza durante el invierno en aproximadamente 45 días o 1 080 horas -- por lo que le corresponde un factor de corrección de la capacidad del acumulador del 148%.

La batería tendrá la configuración y capacidad siguientes:

$$V_{as} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{ap} = \frac{439.9}{(200)(148)(50)/10\ 000} + \frac{644.58}{(200)(130)(50)/10\ 000} = 7.93$$

4 acumuladores en serie X 8 acumuladores en paralelo

Total: 32 acumuladores / 6 400 Ah.

Ciclado máximo diario

$$X = \frac{(4\ 501/48)(0.5)(100)}{6\ 400}$$

$$X = 0.73\%$$

Caso 3: Las mismas condiciones del caso anterior, pero cambiando la configuración del panel

En este caso tenemos:

4 módulos en serie X 9 módulos en paralelo

$$48 \text{ V} / 23.6 \text{ A}$$

36 módulos en total / 1 134 Wp

Capacidad y configuración de la batería

Capacidad por déficit en el ciclo anual

	h_p	C	S	$(C_i - S_i)/V_f$	$(C_i - S_i)n_i/V_f$
		(Wh/día-mes)	(Wh/día-mes)	(Ah/día-mes)	(Ah)
E	5.79	4600	5234		
F	6.30	4580	5695		
M	6.63	4540	5994		
A	6.62	4500	5985		
M	6.67	4460	6030		
J	5.48	4420	4954		
J	5.25	4400	4746		
A	5.36	4420	4846		
S	5.69	4460	5144		
O	5.69	4500	5144		
N	5.81	4540	5252		
D	5.24	4580	4737		

Como en este caso no hay déficit de energía en el ciclo-anual, como puede verse en la figura 5.18, el problema del dimensionado del subsistema de acumulación se reduce a considerar las condiciones de autonomía.

$$N_{as} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{ap} = \frac{644.58}{(200)(30)(50)/10\,000} = 4.95$$

4 acumuladores en serie X 5 acumuladores en paralelo

Total: 20 acumuladores / 4 000 Ah

Ciclado máximo diario

$$X = \frac{(4\,501/48)(0.5)(100)}{4\,000}$$

$$X = 1.17\%$$

De las 3 alternativas, para la instalación fotovoltaica, la 2 supera a la 1 pues al cambiar el ángulo del panel aumenta la captación en verano, en donde existe mayor déficit, y por lo tanto requiere de menor capacidad de almacenamiento para el mismo número de módulos. Para determinar la mejor alternativa entre la 2 y la 3, se debe hacer un análisis económico, pues si bien disminuye la capacidad a almacenar, aumenta el número de módulos en paralelo.

5.4 ESTUDIO ECONOMICO

Como los módulos que constituyen el panel fotovoltaico son de importación, haremos el análisis de costos en dólares-estadounidenses y posteriormente lo convertiremos a pesos mexicanos. Los demás componentes de la instalación si se encuentran en el mercado nacional, y los precios de éstos son los vigentes para octubre de 1984.

Para elegir el sistema óptimo hacemos el estudio económico respectivo para el caso 2 y el caso 3.

Caso 2

El panel consta de 32 módulos que dan una potencia total instalada de 1 008 Wp.

Si 1 Wp tiene un costo aproximado de 10.4 dólares más 30% de gastos de importación, tendremos que el costo de 1 Wp es de 10.4 dólares, entonces:

$$1\ 008\ \text{Wp} \times 10.4\ \text{dólares/Wp} = 10\ 483\ \text{dólares}$$

Si el dólar equivale a \$ 200.00 M.N. hacemos la conversión y tenemos que:

$$10\ 483\ \text{dólares} \times 200\ \text{pesos/dólar} = \$ 2\ 096\ 600.00$$

El banco de acumuladores consta de 32 elementos, si cada acumulador tiene un costo de \$ 15 376.00, entonces:

$$32 \times \$15\,376.00 = \$\,492\,032.00$$

El costo aproximado del regulador de 25 A-48 V es de - - \$ 25 000.00.

El costo aproximado del inversor de 2.5 kW es de - - - \$ 400 000.00.

Haciendo la suma total del costo de los elementos del -- sistema, tenemos que:

Panel	\$ 2 096 600.00
Acumuladores	492 032.00
Regulador	25 000.00
Inversor	<u>400 000.00</u>
	\$ 3 013 632.00
más 3% de gastos de cancelería y cableado	90 409.00
T o t a l	<u>\$ 3 104 041.00</u>

Por lo tanto, el costo total del sistema fotovoltaico para el caso 2 es de \$ 3 104 041.00

Caso 3

El panel consta de 36 módulos que dan una potencia total instalada de 1 134 Wp.

Si 1 Wp tiene un costo aproximado de 10.4 dólares, entonces:

$$1\,134 \text{ Wp} \times 10.4 \text{ dólares/Wp} = 11\,794 \text{ dólares}$$

Haciendo la conversión a pesos mexicanos

$$11\,794 \text{ dólares} \times 200 \text{ pesos/dólar} = \$\,2\,358\,800.00$$

El banco de acumuladores consta de 20 elementos, si cada

acumulador tiene un costo de \$ 15 376.00, entonces:

$$20 \times \$ 15\,376.00 = \$ 307\,520.00$$

El costo aproximado del regulador de 25 A-48 V es de - -
\$ 25 000.00.

El costo aproximado del inversor de 2.5 kW es de - - - -
\$ 400 000.00.

Haciendo la suma total del costo de los elementos del --
sistema, tenemos que:

Panel	\$ 2 358 800.00
Acumuladores	307 520.00
Regulador	25 000.00
Inversor	<u>400 000.00</u>
	\$ 3 091 320.00
más 3% de gastos de cance- lería y cableado	<u>92 740.00</u>
T o t a l	\$ 3 184 060.00

Por lo tanto el costo total del sistema fotovoltaico pa-
ra el caso 3 es de \$ 3 184 060.00

Después de haber realizado el análisis económico para -
los casos 2 y 3 vemos que la mejor alternativa es la número 2
ya que la diferencia económica es la siguiente:

Caso 3	\$ 3 184 060.00
Caso 2	<u>\$ 3 104 041.00</u>
	\$ 80 019.00

La diferencia económica es de \$ 80 019.00

Además de la desventaja económica que ofrece el caso 3 -
con referencia al caso 2, otra desventaja es que como se uti-
lizarían menos acumuladores que en el caso 2, los ritmos de -
carga-descarga serían con mayor continuidad y, en consecuencia,
se reduciría considerablemente la vida de los acumuladores.

5.4.2 Estudio económico para condiciones óptimas del sistema.

Este estudio tiene como finalidad abatir costos en un futuro cercano. En condiciones óptimas, funcionando todo el sistema con C.D., tendríamos un considerable ahorro económico al tener un gran ahorro en el consumo de potencia, ya que no necesitaríamos el Inversor de C.D./C.A., y el consumo de potencia por concepto de iluminación disminuiría considerablemente al utilizar lámparas fluorescentes de 18 W que son equivalentes a las lámparas incandescentes de 75 W. Es decir:

Como tenemos 8 puntos de luz en el diseño, entonces:
 $8 \times 18 = 144 \text{ W.}$

Tendremos una carga de 144 W por concepto de iluminación.

Por lo tanto la potencia total instalada sería de 2 472W y el consumo medio sería de 3 373 Wh/día, como se muestra en las tablas siguientes:

Cargas	
Iluminación-----	144 W
Televisor-----	73 W
Pequeños aparatos--	460 W
Plancha-----	800 W
Refrigerador-----	249 W
Lavadora-----	746 W
<hr/>	
T o t a l	2 472 W

Tabla 5.5

Consumos	
Iluminación-----	144 Wh/día
Televisor-----	438 Wh/día
Pequeños aparatos--	400 Wh/día
Plancha-----	400 Wh/día
Refrigerador-----	1 245 Wh/día
Lavadora-----	746 Wh/día
<hr/>	
T o t a l	3 373 Wh/día

Tabla 5.6

En condiciones óptimas del sistema, tendremos un ahorro de 484 W en la carga y en consecuencia un ahorro de 1 128 Wh/día en el consumo.

Basándonos en el diseño del caso 2 por ser el que ofrece mayores ventajas, hacemos los cálculos para determinar la configuración del panel y además la capacidad y configuración de los acumuladores.

Configuración del panel y potencia pico a instalar

$$N_{ms} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{mp} = \frac{3\ 373}{(2.15)(5.88)(14.6)(4)(0.8)} = 571$$

4 módulos en serie X 6 módulos en paralelo

48 V/15.75 A

24 módulos en total / 756 Wp

Capacidad y configuración de la batería

Capacidad a almacenar por déficit de energía en el ciclo anual

	h_p	C	S	$(C_i - S_i)/V_f$	$(C_i - S_i)n_i/V_f$
		(Wh/día-mes)	(Wh/día-mes)	(Ah/día-mes)	(Ah)
E	5.79	3460	3490		
F	6.30	3450	3797		
M	6.63	3410	3996		
A	6.62	3380	3990		
M	6.67	3340	4020		
J	5.48	3310	3303	0.15	0.45
J	5.25	3300	3164	2.80	86.80
A	5.36	3310	3230	1.67	51.77
S	5.69	3340	3429		
O	5.69	3380	3429		
N	5.81	3410	3502		
D	5.24	3450	3158	6.08	188.48
					<u>327.50</u>

$$Q = 327.50 \text{ Ah}$$

La capacidad a almacenar por autonomía es:

$$Z = \frac{7(3\ 310)}{48}$$

$$Z = 482.71$$

Capacidad real de acumulación

Considerando los factores de corrección en base a la gráfica de la figura 5.16.

La descarga máxima de la batería se realiza en aproximadamente 80 días o 1 920 horas (ver figura 5.19) por lo que le corresponde un factor de corrección del 151%. Para una descarga durante 7 días o 168 horas, el factor correspondiente es del 130%.

Entonces, la batería tendrá la configuración y capacidad siguientes:

$$N_{as} = \frac{48}{12} = 4$$

$$N_{ap} = \frac{327.5}{(200)(151)(50)/10\ 000} + \frac{482.71}{(200)(130)(50)/10\ 000} = 5.88$$

4 acumuladores en serie X 6 acumuladores en paralelo

Total: 24 acumuladores / 4 800 Ah

Ciclado máximo diario

Suponiendo un factor de utilización del sistema de consumo del 50% en horas de no insolación.

$$X = \frac{(3\ 373/48)(0.5)(1.00)}{4\ 800}$$

$$X = 0.73\%$$

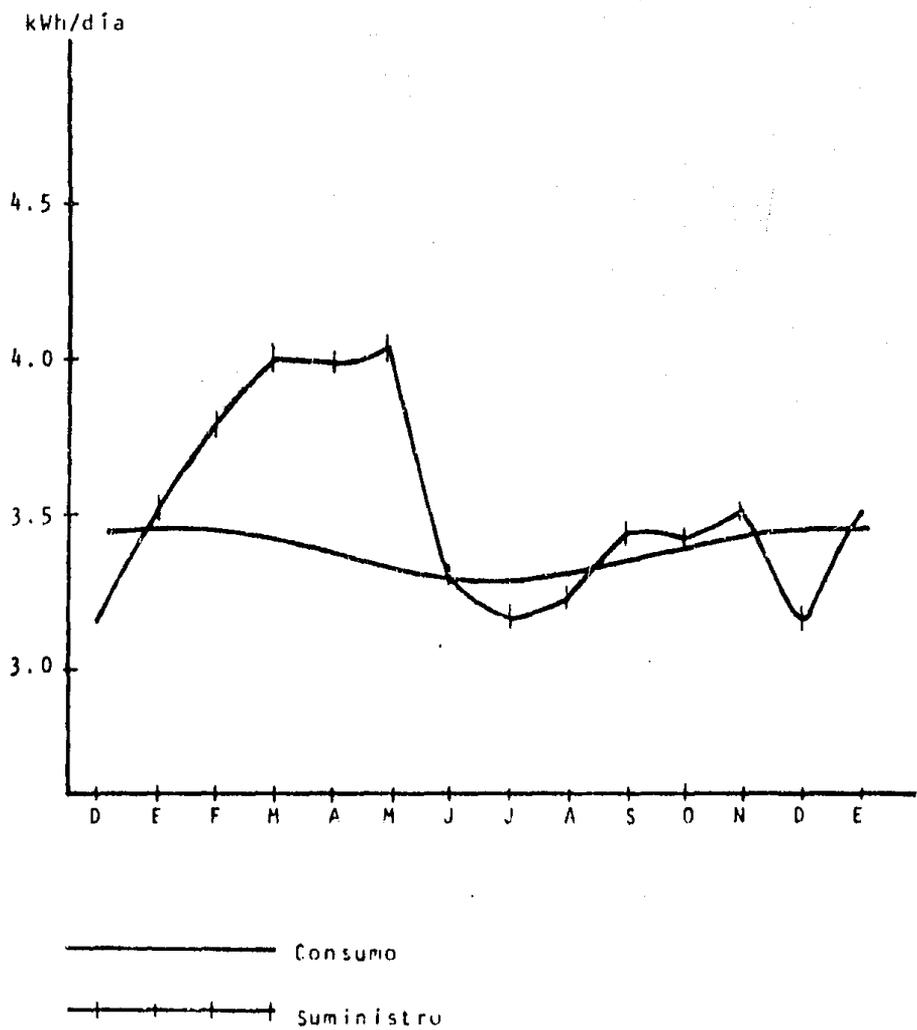


Figura 5.19 Curvas de suministro y consumo en condiciones óptimas.

Ahora hacemos el estudio económico.

El Panel consta de 24 módulos que dan una potencia total instalada de 756 Wp.

Si 1 Wp tiene un costo aproximado de 10.4 dólares, entonces:

$$756 \text{ Wp} \times 10.4 \text{ dólares/Wp} = 7\,862 \text{ dólares}$$

Haciendo la conversión a pesos mexicanos

$$7\,862 \text{ dólares} \times \$ 200.0/\text{dólar} = \$ 1\,572\,400.00$$

El banco de acumuladores consta de 24 elementos, si cada acumulador tiene un costo de \$ 15 376.00, entonces:

$$24 \times \$ 15\,376.00 = \$ 369\,024.00$$

El costo aproximado del regulador de 25 A-48 V es de - - \$ 25 000.00.

Haciendo la suma total del costo de los elementos del -- sistema tenemos que:

Panel	\$ 1 572 400.00
Acumuladores	369 024.00
Regulador	<u>25 000.00</u>
	\$ 1 966 424.00
más 3% de gastos de cancelería y cableado	<u>58 993.00</u>
T o t a l	\$ 2 025 417.00

Por lo tanto, el costo total del sistema fotovoltaico para condiciones óptimas sería de \$ 2 025 417.00.

Comparando el costo del sistema fotovoltaico convencional (caso 2) con el sistema fotovoltaico en condiciones óptimas tendremos que:

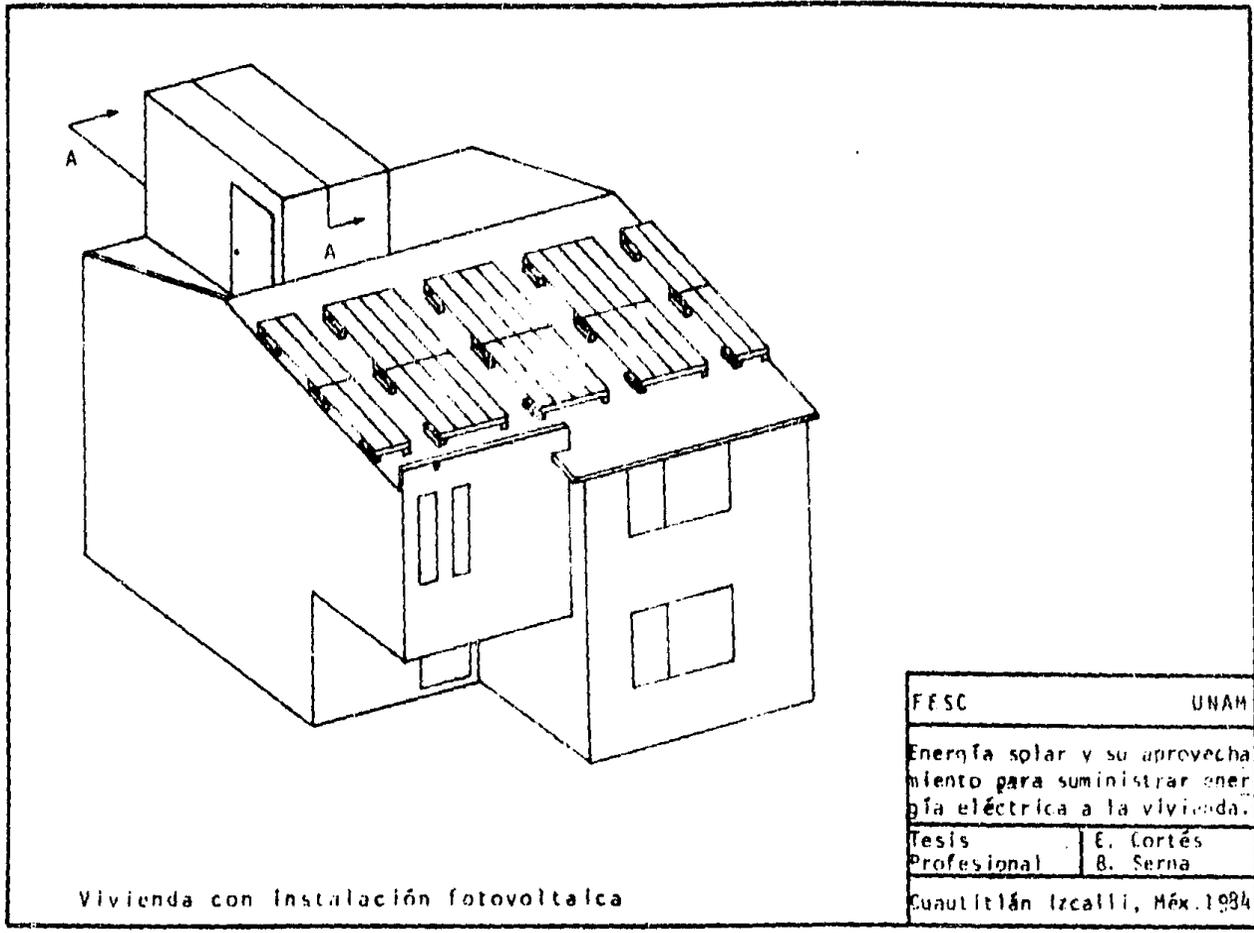
Sistema fotovoltaico convencional	\$ 3 104 041.00	—— 100%
Sistema fotovoltaico óptimo	\$ 2 025 417.00	—— 65.25%

$$100\% - 65.25\% = 34.75\%$$

Como vemos, en condiciones óptimas del sistema los costos de la instalación se abatirían en un 34.75% con respecto al sistema fotovoltaico convencional.

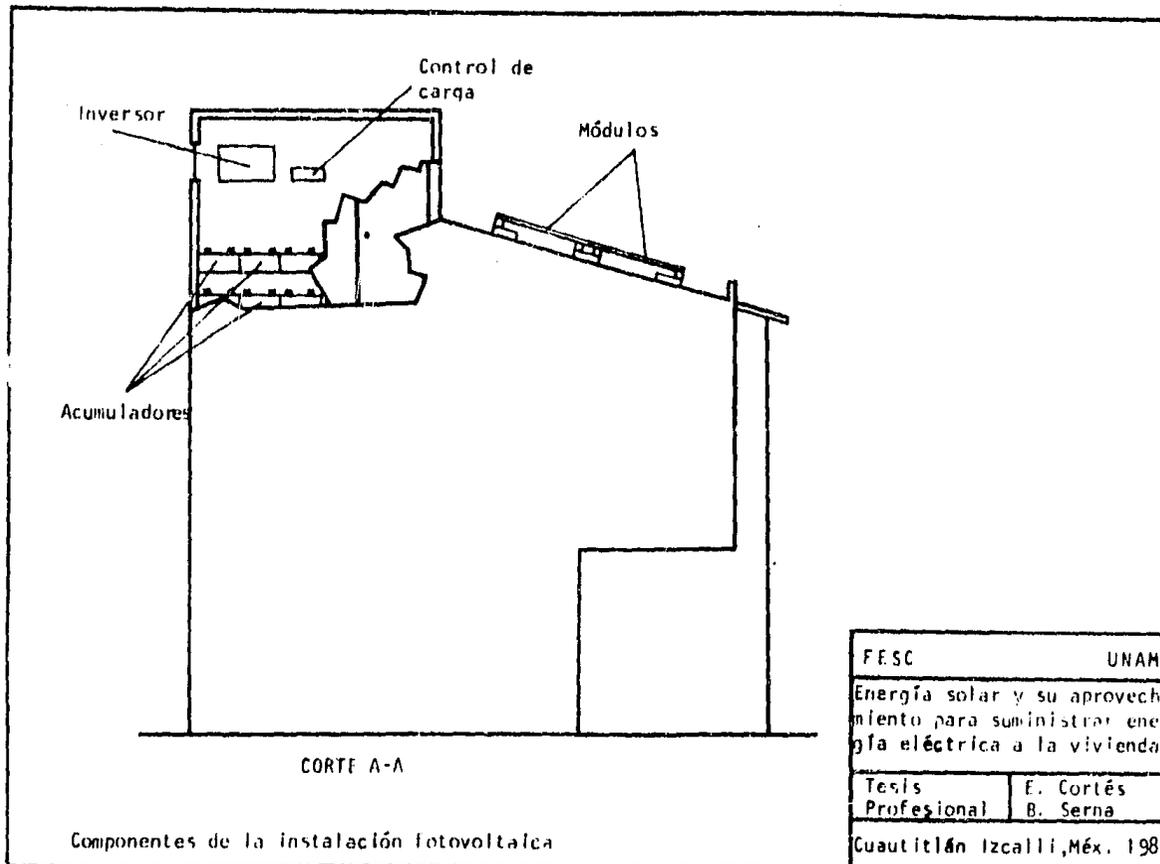
Después de haber hecho el estudio económico para las diferentes alternativas, vemos que el sistema que ofrece mayores ventajas es el sistema para condiciones óptimas, ya que es el más económico y además se logra un considerable ahorro de potencia. Pero el mayor inconveniente que surge para llevar a cabo este tipo de instalación es que aún no existen en el mercado muchos aparatos electrodomésticos que trabajen con C.D. Por lo tanto, concluimos que la mejor alternativa sería el sistema del caso 2 ya que es la que ofrece mejor economía entre los sistemas que incluyen Inversor CD/CA.

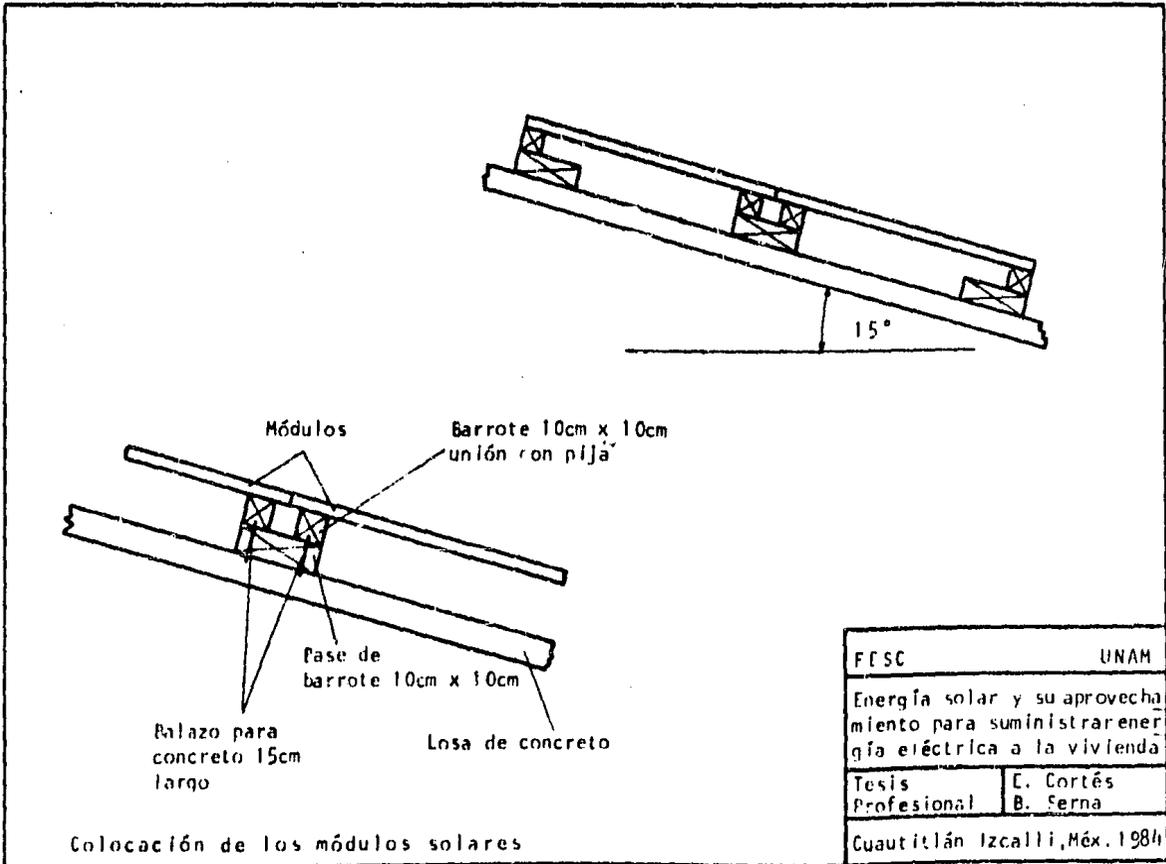
Cabe señalar que aunque la alternativa número 2 sea la más económica, en la actualidad aún no es rentable ya que los costos de la instalación todavía son altos. Pero se espera -- que en un tiempo no muy lejano los costos de las celdas fotovoltaicas se abatan considerablemente y en consecuencia sean rentables las instalaciones fotovoltaicas para viviendas.



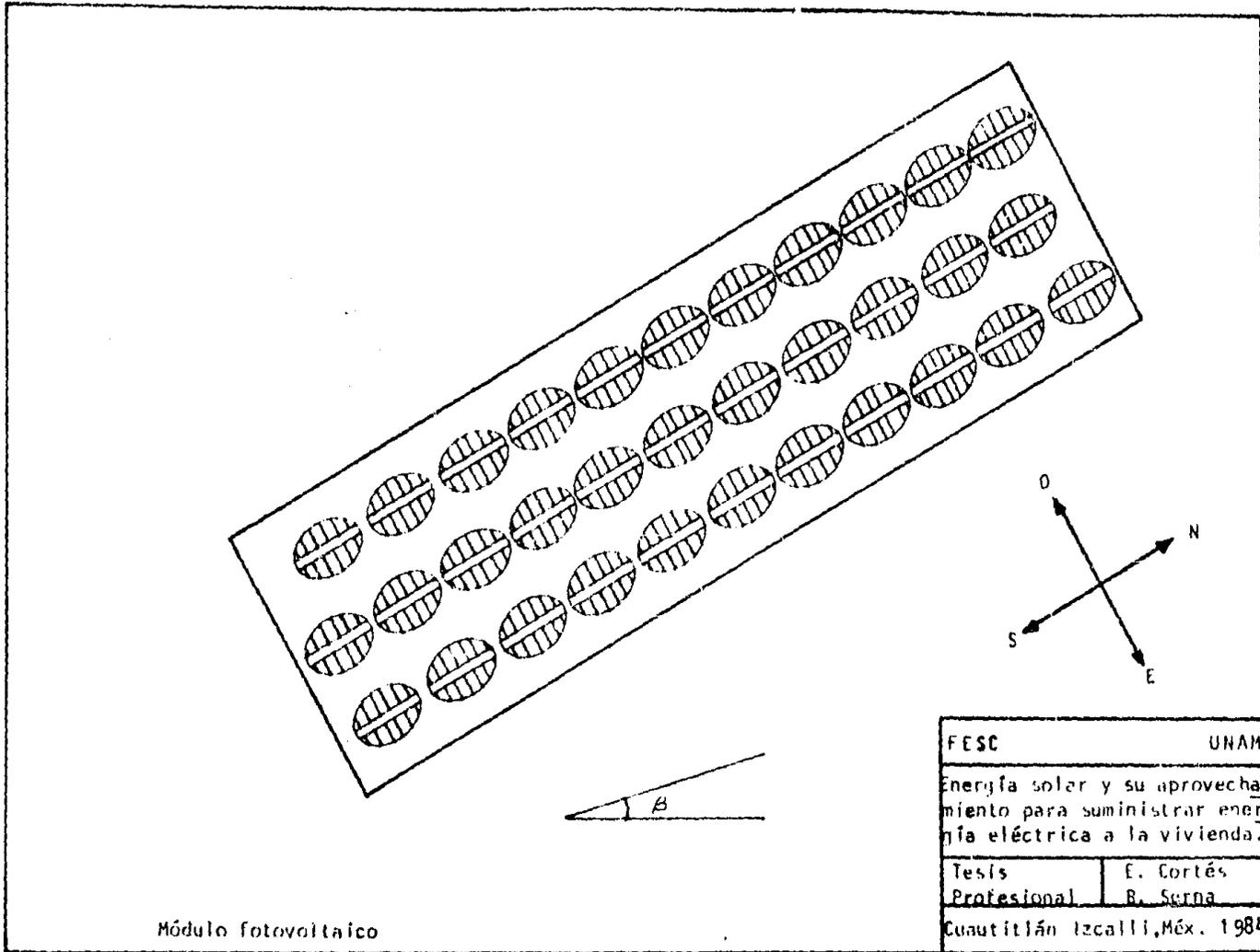
Vivienda con instalación fotovoltaica

FESC	UNAM
Energía solar y su aprovechamiento para suministrar energía eléctrica a la vivienda.	
Tesis Profesional	E. Cortés B. Serna
Cuautitlán Izcalli, Méx. 1984	





FCSC	UNAM
Energía solar y su aprovechamiento para suministrar energía eléctrica a la vivienda	
Tesis Profesional	C. Cortés B. Serna
Cuautitlán Izcalli, Méx. 1984	



Módulo fotovoltaico

FESC	UNAM
Energía solar y su aprovechamiento para suministrar energía eléctrica a la vivienda.	
Tesis Profesional	E. Cortés B. Serna
Cuautitlán Izcalli, Méx. 1984	

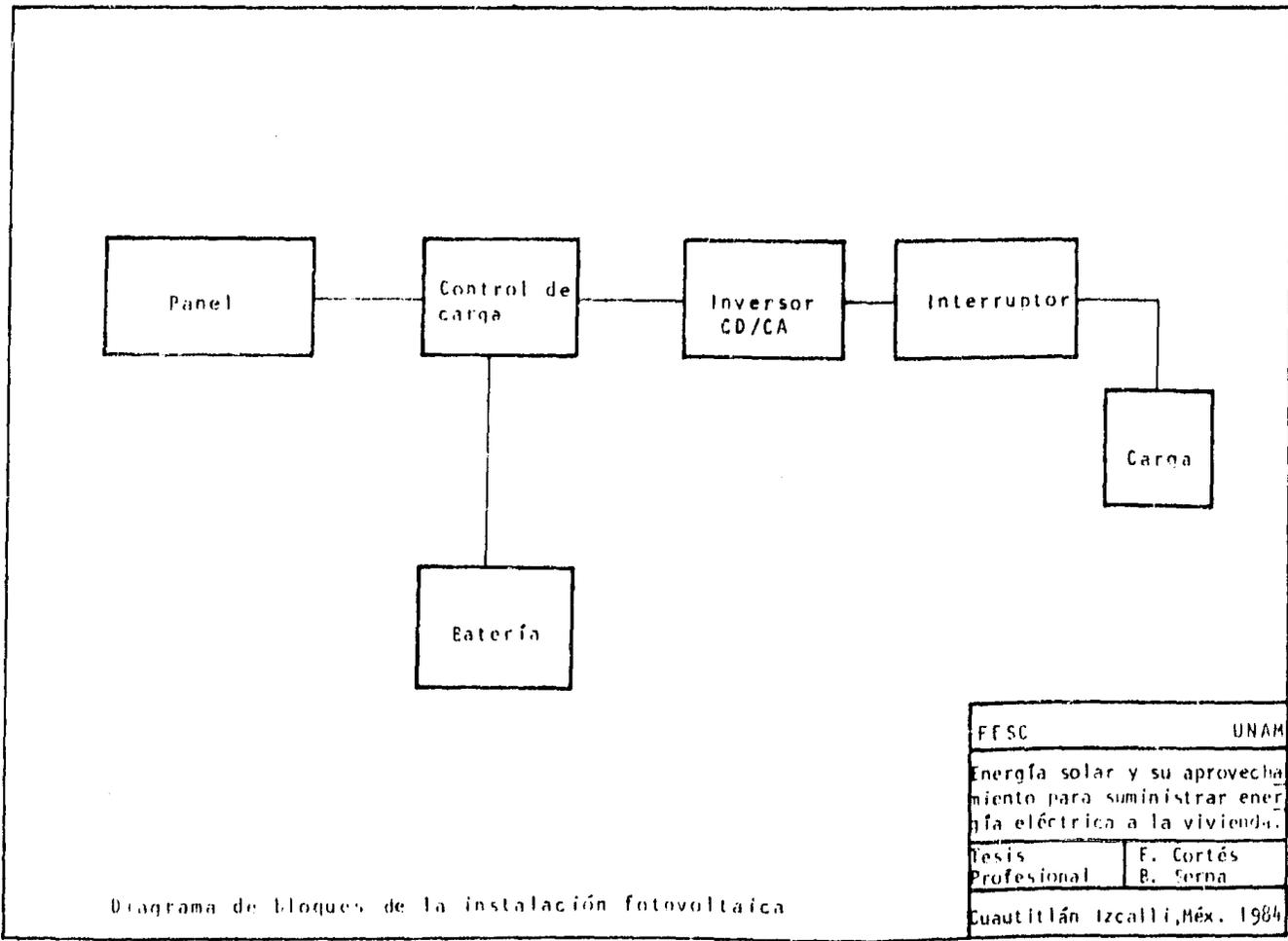


Diagrama de bloques de la instalación fotovoltaica

FFSC	UNAM
Energía solar y su aprovechamiento para suministrar energía eléctrica a la vivienda.	
Tesis Profesional	F. Cortés B. Serpa
Cuautitlán Izcalli, Méx. 1984	

CONCLUSIONES

- Hemos visto que la energía solar total que llega a la Tierra supera las necesidades energéticas de toda la población mundial, y que tecnológicamente es factible utilizarla para reemplazar la energía que ahora se obtiene con los combustibles fósiles, evitando así la contaminación, el gasto del combustible y de la transportación de éste. Además, surge como alternativa dentro de las fuentes de energía del futuro, ya que los combustibles fósiles se agotarán dentro de algunos años. Como el costo de los colectores y aparatos solares es grande, la energía solar no se utiliza actualmente en forma masiva. Si se dedican esfuerzos de investigación y desarrollo a los aparatos solares y si se fabrican en masa, el costo de la energía solar bajará hasta un punto en que podrá competir con las fuentes convencionales. En las regiones nubosas y en las grandes ciudades la energía solar no es buena solución, porque la cantidad de luz solar disponible es demasiado pequeña para abastecer la demanda de energía. La energía solar resulta particularmente apropiada en regiones rurales soleadas de pocos usuarios potenciales separadas unas de otras, y en las que el costo de distribución de energía eléctrica sea muy alto.
- En el capítulo dos vimos las cantidades disponibles de radiación solar y sus instrumentos de medida. Encontramos que hace falta aumentar el número de observatorios, obtener medidas en superficies inclinadas y obtener información completa de radiación difusa y total.
- Una de las más importantes aplicaciones de la energía solar sobre la que se investiga es la generación de electricidad, tanto en pequeña como en gran escala. Plantas piloto del orden de megawatts ya están en operación en varios países industrializados con el apoyo de los sectores público y privado.

Actualmente, es técnicamente factible generar electricidad con una planta fotovoltaica de potencia. Pero, debido a los costos aún elevados de las celdas, sólo existen unidades - de potencias bajas e intermedias.

- Los gobiernos y la industria privada de varios países industrializados realizan esfuerzos de investigación y desarrollo de varios millones de dólares dentro de la industria - fotovoltaica. Las multinacionales y transnacionales participan activamente en el desarrollo de esta industria. El - interés que muestran las multinacionales y transnacionales, en particular las compañías petroleras, se debe a que el - mercado potencial es variado y de grandes volúmenes de ventas, a que están acostumbradas a realizar inversiones multimillonarias y a esperar recuperarlas a largo plazo; lo - que asegura su presencia y continuidad en el negocio de los energéticos. Por lo tanto, podemos asegurar que la generación fotovoltaica avanzará hasta el nivel de utilización a gran escala.

El actual alto costo de las celdas fotovoltaicas no es inevitable y podemos esperar, con la nueva tecnología de las celdas de silicio amorfo, para dentro de unos 5 a 10 años, una gran reducción de los costos de fabricación hasta el - nivel requerido.

En México se han realizado grandes logros en cuanto a tecnología fotovoltaica. Sin embargo, es necesario que se otorgue un apoyo sustancial y sostenido a las instituciones - que realizan investigación y desarrollo en este campo, de este modo, tendremos una tecnología fotovoltaica actualizada, competitiva y económica que nos permitirá ser autosuficientes en este renglón.

- Una vivienda que tenga un suministro fotovoltaico debe racionalizar el consumo, debe tener una instalación interior adecuada, para evitar el derroche de energía que repercutiría gravemente en su inversión.

Los costos de las instalaciones fotovoltaicas para viviendas son muy elevados debido a que, los sistemas fotovoltaicos son muy caros, con grandes valores de inversión y de posterior reposición para suministrar una prestación razonable, puesto que el rendimiento energético es bajo y precisan grandes elementos de acumulación de energía.

Cabe pensar en unas mejoras tecnológicas en la fabricación de acumuladores y, por consiguiente, una reducción de sus costos que influirían en un incremento de la competitividad de los suministros fotovoltaicos aplicados a viviendas.

Debido a que en nuestro país se subsidia la electricidad, el suministro por red es muy rentable. Esto resulta dañino para la utilización masiva de los sistemas fotovoltaicos, pues al carecer de subsidios se encuentran en desventaja.

Se concluye pues, que, en general, en la actualidad el suministro fotovoltaico no es rentable para aplicaciones en viviendas, donde el suministro por red no suponga una inversión en instalaciones de línea o incluso de estación transformadora.

- La energía solar es fuente incomparable para comunidades aisladas donde energizarlas por medios convencionales resultaría muy caro. Se puede propiciar el desarrollo de comunidades marginadas electrificándolas, con lo que se aumentaría su nivel de vida y su productividad.

El desarrollo de la tecnología solar en México ha sido notable y es reconocido internacionalmente. Solamente falta apoyo del gobierno para disponer de la infraestructura para -

ofrecer a nivel nacional una gran variedad de equipos para el aprovechamiento de la energía solar como destiladores - de agua, secadores de grano, sistemas fotovoltaicos, etc. A corto plazo nos privaremos de avances espectaculares, como las centrales helioeléctricas, pero mientras seguirá ma durando nuestra tecnología.

Debemos desarrollar la energía solar porque así evitaremos una posible dependencia de tecnologías desarrolladas en otros países: porque nuestro país recibe uno de los niveles de insolación más altos del mundo y porque años después de agotados otros recursos energéticos como el petróleo, sobrevivirá el Sol.

BIBLIOGRAFIA

- (1) ALMANZA, Rafael y LOPEZ, Serafin: Radiación solar global en la república mexicana mediante datos de insolación, - México, Instituto de Ingeniería-UNAM, 1978, 20 pág.
- (2) BERTRAN DE QUINTANA, Miguel: El Sol en la mano, México, UNAM, 1982, 281 pág.
- (3) BOES, Eldon: "Fundamentals of solar radiation", en: So - lar energy handbook, Estados Unidos, McGraw Hill, 1981.
- (4) CASTELLANOS, Alfonso: La energía solar en México; situa - ción actual y perspectivas, México, Centro de Ecodesa - rrollo, 1980, 101 pág.
- (5) DIRECCION GENERAL DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS SALINAS Y ENERGIA SOLAR: Proyecto Sonntlan Fase Rural: Memoria -- técnica descriptiva, México, SAHOP, 1982, 128 pág.
- (6) DIRECCION GENERAL DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS SALINAS Y ENERGIA SOLAR: Proyecto Sonntlan Fase Urbana: Memoria - técnica descriptiva, México, SAHOP, 1982, 79 pág.
- (7) DIRECCION GENERAL DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS SALINAS Y ENERGIA SOLAR: El Sol es energía, México, SAHOP, 24 pág.
- (8) DIRECCION GENERAL DEL SERVICIO METEOROLOGICO NACIONAL: - Normales climatológicas periodo/ 1941-1970, México, - - SARH, 1982, 799 pág.
- (9) FARRINGTON, Daniels: Uso directo de la enrgía solar, Ma - drid, Blume, 1981, 301 pág.
- (10) FERNANDEZ, José Luis: "La energía solar en México: su - importancia actual y futura", en: Información Científica y Tecnológica, CONACYT, México, junio de 1984, núm.- 93, pág. 51

- (11) FLORES, C. y otros: "Línea piloto de fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos fase II", en: Memorias de la III Reunión Latinoamericana V reunión nacional de energía solar, Asociación Nacional de Energía Solar, Guadalajara, Jalisco, 1981, pág. 187
- (12) GARRIDO, Consuelo: "El otro lado del Sol. Investigaciones en energía solar", en: Información Científica y Tecnológica, CONACYT, México, agosto de 1983, núm. 83, pág. 14
- (13) GLEASON, Eduardo: "Centrales helioeléctricas: plantas fotovoltaicas de potencia", en: Boletín IIE, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, julio/agosto de 1982, núms. 7/8, pág. 252
- (14) GUZMAN, Wilfredo: "La industria solar en México", en: La revista solar, ANES, México, verano de 1983, núm. 5
- (15) JONES, W.E.M.: "Storage technology", en: Photovoltaics. The solar electric magazine, FORE Publishers, Inc., Scottsdale, Arizona, junio/julio 1982, pág. 24
- (16) MIMILA, Jaime: "Celdas solares: Fundamentos físicos, investigación, tecnología y aplicaciones", en: Avance y Perspectiva, Centro de Investigaciones y Estudios Avanzados-IPN, México, abril-julio 1983, pág. 12
- (17) O'SULLIVAN, George: "Wich DC/AC inverter?", en: Photovoltaics. The solar electric magazine. FORE publishers, Inc., Scottsdale, Arizona, junio/julio 1982, pág. 30
- (18) PALZ, Wolfgang: Electricidad solar: estudio económico de la energía solar, Barcelona, Blume, 1980, 261 pág.

- (19) POLO ENCINAS, Manuel: Energéticos y desarrollo tecnológico, México, Limusa, 1979, 273 pág.
- (20) RAU, Hans: Energía solar: aplicaciones prácticas, Barcelona, Marcombo, 1981, 215 pág.
- (21) SERRA, Luis y otros: Energía solar fotovoltaica, Barcelona, Marcombo, 1983, 270 pág.
- (22) STALER, Terry: "DC Regulators for photovoltaics systems", en: Photovoltaics. The solar electric magazine, FORE - - publishers, Inc., Scottsdale, Arizona, junio/julio 1982, pág. 34
- (23) TECHNICAL COMMITTEE ON SOLAR ENERGY UTILIZATION of the -- AMERICAN SOCIETY OF HEATING REFRIGERATING AND AIR-CONDITIONING ENGINEERS, Inc: Low temperature engineering - - application of solar energy, New York, N.Y., ASHRAE, 78 - - pág.
- (24) WOLF, Martin: "Photovoltaic solar energy conversion systems", en: Solar energy handbook, Estados Unidos, Mc - - Graw Hill, 1981.