



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica



"DETERMINACION DEL USO DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA EN LA ENERGIZACION DE MINI
CENTRALES TELEFONICAS RURALES"

TESIS DE GRADO

Previo obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: ELECTRONICA

Presentado por:

ARGLIS RUMALDO BLACIO PALADINES

Guayaquil - Ecuador

1.988

AGRADECIMIENTO

MI agradecimiento sincero a la ESPOL por la formación académica que me ha brindado, la cual ha depurado el camino que sigo en la persecución de mis objetivos.

DEDICATORIA

A mi familia...

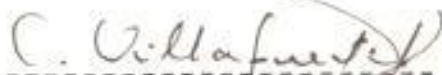
DECLARACION EXPRESA

Yo, el suscrito, insabido por los hechos, ideas y
datos que se expusieron en esta tesis, me con-
sidero libre de cualquier responsabilidad; ya el patrimonio
de la Universidad de la Habana (la Escuela Super-
ior de Enseñanza de Idiomas),

(entramiento de exámenes y títulos profesio-
nales de la ESPOL).



Anglis Rumbado Blacio Paladines



Ing. Carlos Villafuerte
SUBDECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA



Ing. Pedro Vargas G.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Pedro Carlo
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Jaime Santoro
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESUMEN

La determinación del uso de energía fotovoltaica envuelve el análisis relativo a otras alternativas energéticas, comparando la rentabilidad y confiabilidad de estas alternativas. En el presente estudio se establece la conveniencia del uso de la alternativa fotovoltaica en la energización de minicentrales telefónicas, ubicadas en sectores rurales, del territorio que cubre la Regional 2 de IETEL.

Para conseguir el objetivo que se persigue, se ha establecido en el presente trabajo en orden progresiva el análisis, así: En el primer capítulo, se revisan los conceptos relevantes respecto a la radiación solar y el principio fotovoltaico. Conocimientos que son de partida para la determinación estadística de la radiación que se la estudia en el capítulo 2.

El modelo de Liu-Jordan es el que utilizamos para estimar la radiación solar terrestre. Este modelo parte del valor promedio diario mensual de la irradiación solar global de un lugar cercano o con las mismas características climatológicas del sitio de interés, y, mediante un tratamiento estadístico y de acuerdo a la ubicación geográfica del lugar, se obtiene un estimativo de la radiación solar de ese sitio.

Los componentes de un sistema fotovoltaico autónomo y sus

características, son revisados en el capítulo 3. Aquí se cubre todo lo referente a módulos y paneles fotovoltaicos, el almacenamiento de energía y los reguladores de voltaje.

En el capítulo 4, se trata sobre las consideraciones específicas técnicas, para el dimensionamiento de las estaciones telefónicas, así también, se establece el método para evaluar la fiabilidad y la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos, respecto a otras alternativas.

Todos los cálculos se mencionan arriba, son de tipo estadístico e iterativos cuya ejecución manual es demasiado engorrosa y se la hace utilizando una computadora, para lo cual se ha elaborado una serie de programas todos ellos en lenguaje Pascal y se los puede observar en el capítulo 5.

Finalmente el capítulo 6, muestra los diferentes dimensionados para las respectivas estaciones telefónicas, y se hace un análisis respecto a la rentabilidad de este sistema.

Adjunto a todo esto, se hallan diversos apéndices, en los que se mencionan conceptos que deben ser considerados en el dimensionamiento de Sistemas Fotovoltaicos.

INDICE GENERAL

	Pags.
RESUMEN	7
INDICE GENERAL	9
INDICE DE FIGURAS	12
INDICE DE TABLAS	15
SIMBOLOGIA	16
CAPITULO I	
CELDA SOLAR Y RADIACION SOLAR	
1.1 Celda Solar	19
1.1.1 Principio de operación	19
1.1.2 Características	21
1.2 Radiación solar	25
1.2.1 Radiación solar terrestre	27
1.2.2 Distribución espectral	34
1.2.3 Radiación directa	39
1.2.4 Radiación difusa	40
1.2.5 Absorción y dispersión de la radiación solar terrestre	35
CAPITULO II	
DETERMINACION ESTADISTICA DE LA RADIACION TERRESTRE	
2.1 Modelo de Liu-Jordan	41
2.2 Modelo de Costello	48
2.3 Determinación del ángulo de inclinación óptimo	50

CAPÍTULO III

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

3.1 Módulo fotovoltaico	52
3.1.1 Características	54
3.2 Almacenamiento de energía	60
3.2.1 Tipos de acumuladores	64
3.3 Protección de los módulos por diodo de bloqueo	70
3.4 Regulador de voltaje	70

CAPÍTULO IV

DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS

4.1 Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos	74
4.2 Dimensionado por el método estadístico	75
4.3 Fiabilidad de un sistema fotovoltaico autónomo	87

CAPÍTULO V

DESARROLLO DE PROGRAMAS EN LENGUAJE PASCAL

5.1 Programa para determinar la función de distribución de la radiación solar	96
5.2 Programa para determinar la energía eléctrica desarrollada en una superficie a cualquier inclinación a partir de la radiación global media mensual	105
5.3 Programa para el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo	115
5.4 Programa para el análisis de costos, fiabilidad y rentabilidad de un sistema fotovoltaico autó-	

	Pags.
norma	118
CAPITULO VI	
ANÁLISIS DE LAS ESTACIONES REPETIDORAS	
6.1 Tratamiento de la radiación ecuatorial	126
6.2 Ubicación geográfica	128
6.3 Condiciones energéticas de la estación	130
6.4 Dimensionamiento y costo de la instalación ...	134
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	139
APENDICES	142
BIBLIOGRAFÍA	143

CELDA SOLAR Y RADIACION SOLAR

1.1 CELDA SOLAR

La celda solar es un dispositivo que convierte la luz directamente en electricidad por un proceso denominado efecto fotovoltaico. Este efecto fue observado en 1839 por Edmund Becquerel, y no fue sino hasta 1954 que se fabricó la primera celda solar en los Laboratorios Bell en los Estados Unidos.

Actualmente todas las células solares se fabrican de material semiconductor, y su costo de producción ha bajado considerablemente, asegurando a la generación fotovoltaica de energía eléctrica como una gran alternativa.

1.2 PRINCIPIO DE OPERACION

La celda solar es fabricada a base de Silicio, al cual se le agrega pequeñas impurezas seleccionadas. La adición de boro por ejemplo, produce un material semiconductor de silicio tipo p teniendo un exceso de cargas positivas, mientras que la adición de fósforo produce un silicio tipo n con un exceso de cargas negativas. En la fabricación de una celda solar la superficie de una capa de silicio tipo p es tratada con un dopante tipo n seguido por un proceso de difusión a alta temperatura, el resultado es la formación de una delgada capa de material semiconductor tipo n en la superficie de la capa. Entre

los materiales tipo p y tipo n, la "unión p-n", una pequeña región con cargas opuestas, es formada, creando una potencial barrera. Las condiciones están ahora listas para que éste componente semiconductor interactúe con la luz.

La luz puede ser considerada como consistente de pequeños paquetes de energía (fotones), teniendo masa y viajando a velocidad extremadamente alta. Alternativamente, la luz puede ser descrita en términos de su comportamiento de onda; donde la longitud de onda es una medida del contenido de energía de la luz, a menor longitud de onda mayor contenido de energía, y viceversa.

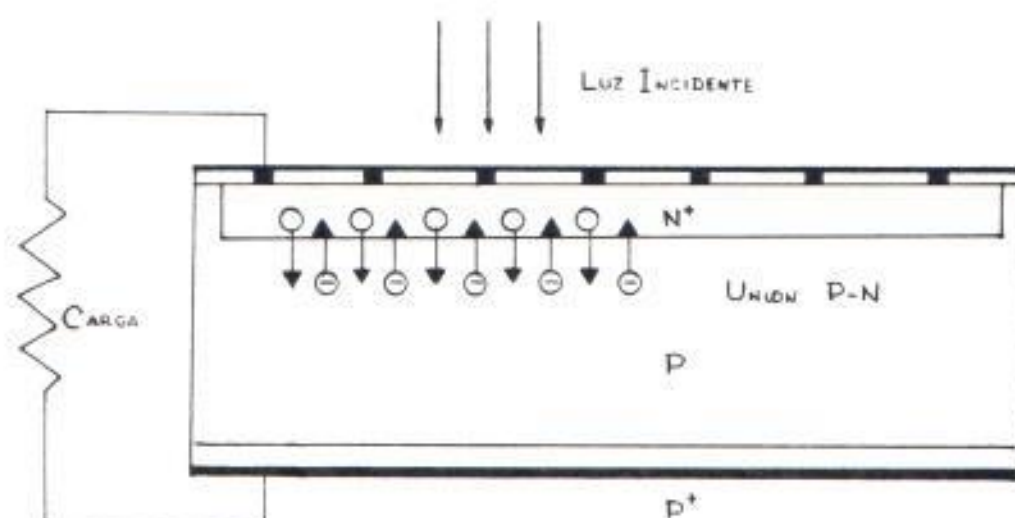


Figura 1.1 Modelo de operación de una celda solar

Cuando un fotón de energía suficiente ingresa en una celda solar, éste puede interactuar con los átomos de la celda solar, creando un par electron-hueco, portadores de

carga negativo y positivo. Estos portadores de carga están libres para moverse en la celda. Los portadores negativos se difunden a través de la unión p-n dentro del material tipo n; los portadores positivos se difunden dentro del silicio tipo p. Ambos están prevenidos de un flujo inverso debido a la barrera de potencial. Consecuentemente existe un potencial eléctrico. Conectando terminales en los topos de la celda, un circuito es formado, permitiendo que la corriente fluya a través de una carga externa, como se muestra en la figura 1.1.

1.1.2 CARACTERÍSTICAS

Las características eléctricas de una celda solar pueden ser entendidas por medio de las figuras 1.2 y 1.3. Ilustrado en la figura 1.2 está un circuito equivalente simplificado que consiste de, un generador de corriente constante, una impedancia de unión no lineal (diodo), y

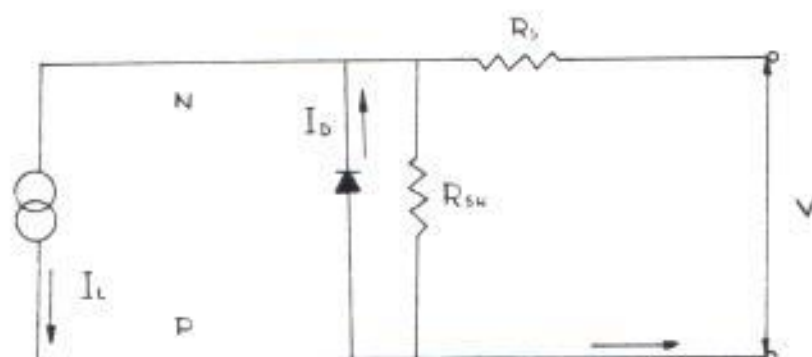


Figura 1.2. Circuito equivalente de una celda solar

una carga. La figura 1.3 muestra la respuesta I-V de una celda solar. Cuando se expone a la luz una corriente constante I_{sc} que causa una corriente, I_L , que fluye en la carga. Otra corriente I_J cruza a travéz de la unión no-lineal. La magnitud de I_L es entonces la diferencia entre I_{sc} e I_J .

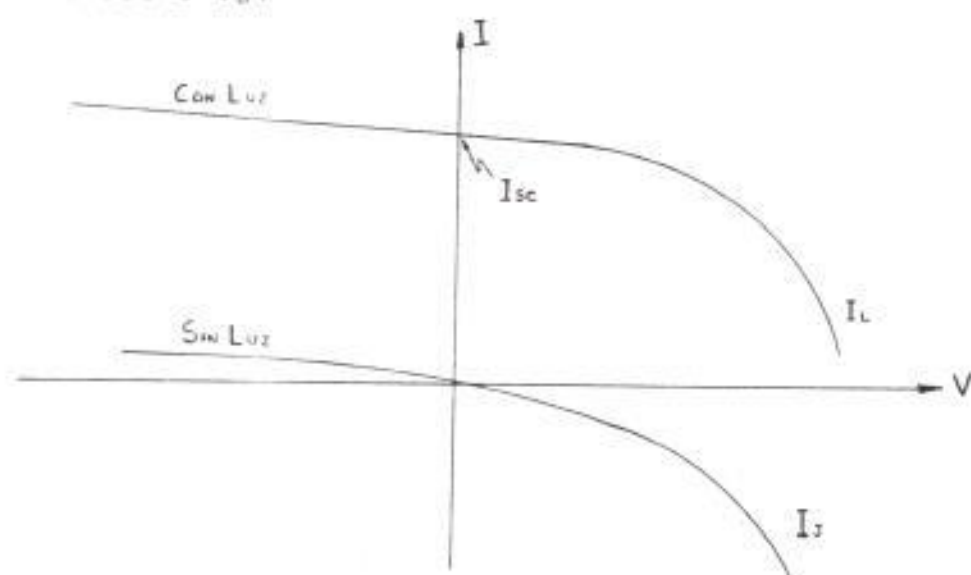


Figura 1.3 Efecto de la luz en la característica corriente voltaje de una celda solar

Variando la resistencia de carga entre cero e infinito, obtenemos la característica I-V de la celda.

Dos resistencias adicionales pueden ser consideradas cuando se compara a la actual celda con la celda conceptual: (1) una resistencia paralelo debido a pérdidas cerca al flanco y esquina de la celda y (2) una resistencia serie debido a la resistencia del material de la celda, la resistencia que hallan los electrones cuando viajan por la delgada capa de material dopado tipo-n o

tipo-p y la resistencia de los contactos.

En voltaje cero, el flujo de corriente I_j a través de la unión es cero e $I_L = I_{sc}$. Para incrementos pequeños de voltaje, I_j permanece cero y la pendiente de la curva I-V depende sólo de la resistencia paralelo de la celda. Si R_{sh} fuera infinita, la curva sería horizontal en ésta región. Cerca de los 0.4 voltios, sin embargo, la unión comienza a conducir corriente, incrementando exponencialmente con el voltaje, causando que I_L decrezca rápidamente. En V_{oc} (voltaje de circuito abierto), $I_j = I_{sc}$ y no hay corriente a través de la carga. En la región del codo de la curva hasta V_{oc} , la pendiente de la curva I-V es gobernada por R_s .

La potencia en la carga en cualquier punto de la curva está dada por el producto de I y V en aquel punto. La potencia cae a cero en ambas condiciones I_{sc} y V_{oc} ; entre estos puntos la potencia alcanza un máximo, P_{max} , cerca al codo de la curva I-V. La relación de P_{max} al producto de V_{oc} y I_{sc} es denominado "factor de llenado" y es una importante característica en la evaluación del rendimiento de la celda.

La figura 1.4 muestra el efecto de la irradiancia de la luz en I_{sc} y V_{oc} . La corriente de corto circuito es directamente proporcional a la irradiancia. El voltaje de circuito abierto incrementa exponencialmente con la irradiancia en bajas intensidades, rápidamente alcanza un

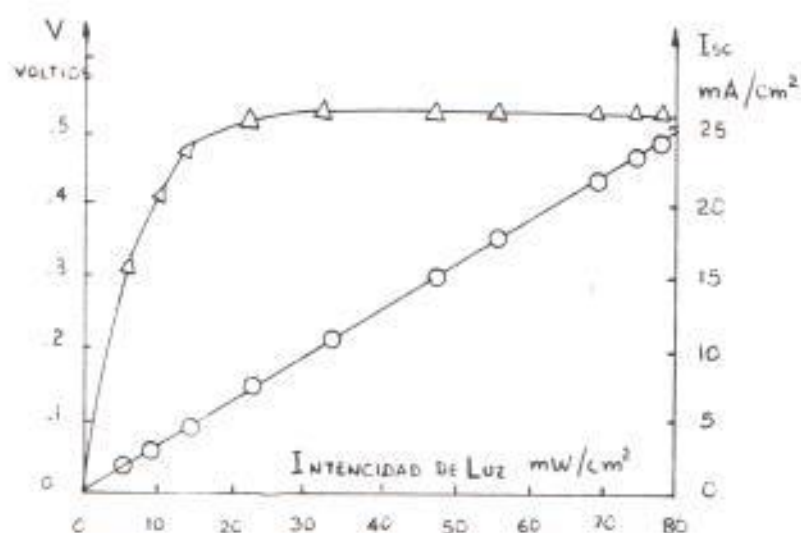


Figura 1.4 Corriente de Corto Circuito y Voltaje de Circuito abierto, en función de la intensidad de la luz

valor de saturación. Entonces sobre el rango de irradiancia de interés, V_{oc} es constante. La figura 1.5 despeja la curva voltaje-corriente de una celda típica para diversas intensidades de luz.

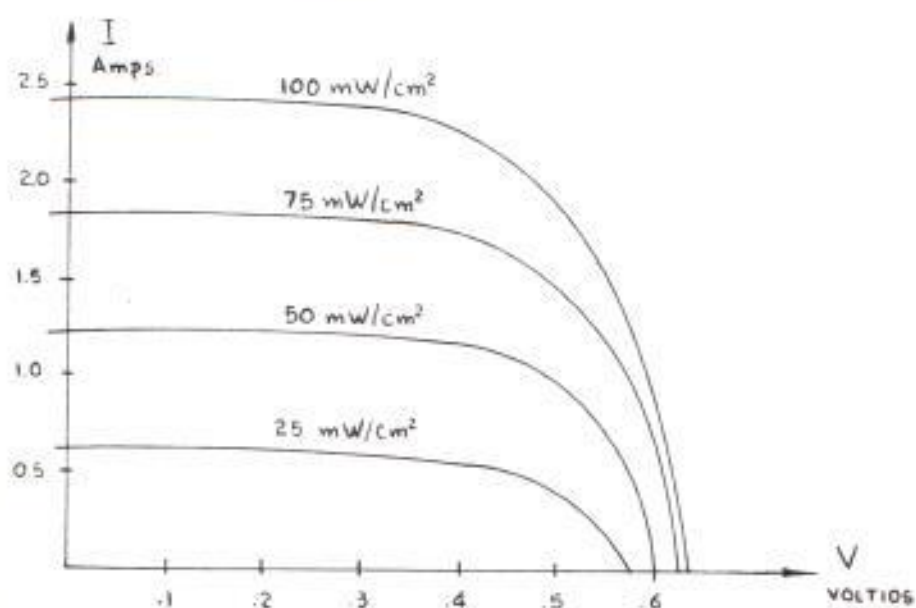


Figura 1.5 Característica Corriente-Voltaje a intensidades de luz diversas, para una celda solar de silicio.

El efecto de la temperatura en una celda típica se muestra en la figura 1.6. La corriente de corto circuito es relativamente insensible al incremento de temperatura, incrementa menos del 0.1% por grado Centígrado.

El voltaje de circuito abierto en cambio muestra grandes efectos, decreciendo 0.3% por grado C. El coeficiente de temperatura para P_{max} es cerca de -0.3% por grado C.

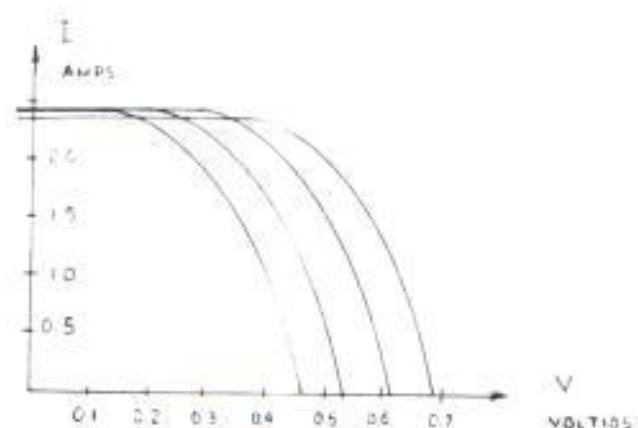


Figura 1.6 Característica Corriente-Voltaje a diferentes temperaturas, para una celda solar de silicio

En lo que respecta al área de la celda. El voltaje de la celda es una función únicamente de las propiedades del material de la misma y es independiente del tamaño de la celda. La corriente de la celda es una función de la radiación incidente y es directamente proporcional al área iluminada.

1.2 RADIACION SOLAR

La generación de energía en el Sol, es una cuestión

básica sin responder, es aceptada generalmente que una reacción termonuclear de Hidrógeno-Helio (H-He) es la fuente de energía; sin embargo, la naturaleza del proceso no es de gran importancia para los usuarios terrestres de la radiación solar. De mayor interés es la cantidad de energía, su distribución espectral y temporal.

El Sol es una fuente de energía fabulosa, su capa exterior, la cual irradia energía dentro del sistema solar es equivalente a un cuerpo negro de 5762 grados Kelvin. La razón de emisión de energía es de $3.8 \text{ E}23 \text{ Kw}$. De éste total, sólo una pequeña fracción, $1.7 \text{ E}14 \text{ Kw}$ es receptada en la tierra, que se halla a 150.000.000 Km de distancia.

Pese a que existe una emisión de 62.500 Kw/m^2 de superficie solar, la incidencia en la tierra es del orden de 1.3 Kw/m^2 , por efecto de fenómenos de difusión y dispersión atmosféricos. La radiación total terrestre es sólo un tercio de la total extraterrestre, durante un año y el 70% de ella cae en los océanos, sin embargo el remanente que cae en tierra, $1.5 \text{ E}17 \text{ Kwh}$ es una cantidad grandiosa de energía.

La cantidad promedio de la radiación solar cerca del espacio, límites más altos de nuestra atmósfera es denominado, "Constante Solar" G_{sc} ; su valor medido es de $1,353 \text{ Kw/m}^2$ y se define como la irradiancia sobre una superficie normal a la dirección de los rayos solares y

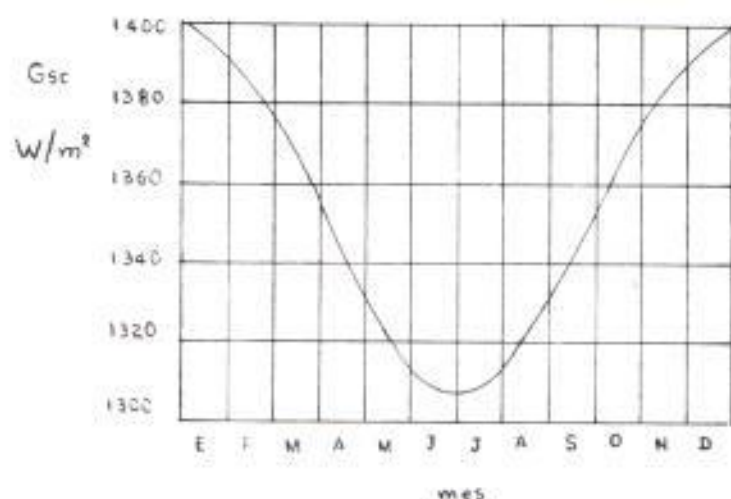


Figura 1.7 Variación de la radiación solar extraterrestre durante un año.

situada fuera de la atmósfera. Sin embargo, debido a que la órbita sol-tierra es elíptica, la distancia sol-tierra varía 1.7% durante el año y la radiación extraterrestre varía también ligeramente por la ley del cuadrado inverso, Fig. 1.7.

1.2.1 RADIACION SOLAR TERRESTRE

Aunque a la radiación solar extraterrestre se la puede predecir con certeza, los niveles de radiación en la tierra están sujetos a considerable incertidumbre debido a las interacciones climatológicas locales.

1.2.1.1 CONSIDERACIONES GEOMETRICAS BASICAS

Hay dos movimientos de la tierra: la revolución alrededor del sol y su rotación o espín. La tierra recorre una

órbita elíptica con el sol en uno de los focos. El período de revolución está definido a ser un año. El perihelio, el punto en el cual la tierra está más cerca del sol, ocurre aproximadamente en enero 2 y el afelio ocurre en julio 2. La figura 1.8 muestra éste movimiento y la rotación en su propio eje en contra de las manecillas del reloj vista desde el polo norte.

Las estaciones del año se deben al hecho que el eje de la tierra está inclinado respecto al plano elíptico.

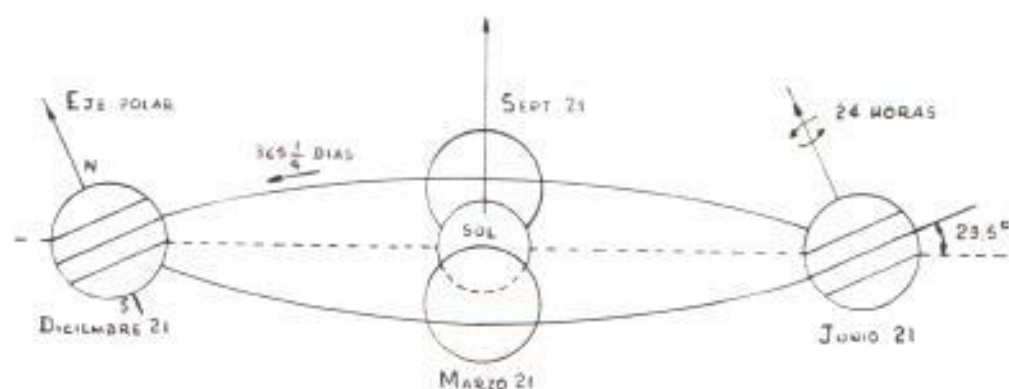


Figura 1.8 Movimiento de la Tierra alrededor del Sol.

1.2.1.1.1 DECLINACION SOLAR

El vector sol-tierra se mueve en el plano elíptico, el ángulo entre éste vector y el plano ecuatorial se lo denomina ángulo de declinación solar d . Por conveniencia se lo define positivo cuando el vector sol-tierra cruza el hemisferio norte. La declinación d varía desde -23.45°

en diciembre 21, el solsticio de invierno a 23.45° el 22 de junio en el solsticio de verano.

La declinación solar está dada por la ecuación:

$$\text{Sen}(d) = \text{Sen } 23.45 \text{ Sen } D \quad (1.1)$$

siendo

$$D = D_0 = 360(N-81)/365.25$$

o con mejor precisión

$$D = D_0 + 0.40875 \text{Sen} D_0 + 1.8724 \text{Cos} D_0 - 0.0182 \text{Sen} 2D_0 + 0.0083 \text{Cos} 2D_0$$

donde N es el número del día, siendo $N=1$ para el primero de enero y $N=365$ para el 31 de diciembre.

1.2.1.1.2 TIEMPO SOLAR

El tiempo solar verdadero TSV u hora solar h_s se relaciona directamente con la posición instantánea del sol en el plano de su órbita. Como referencia $h_s=0$ se considera el momento del paso del sol por el meridiano local (mediodía) y por convenio son positivas las horas posteriores al mediodía y negativas las anteriores. Cuando interviene en expresiones que la relacionan con otros ángulos, suele expresarse en grados denominándose ángulo horario solar W_s ($1h = 15^\circ$).

El tiempo solar medio TSM se define de manera análoga para un ente ficticio denominado sol medio cuya órbita aparente alrededor de la tierra fuera circular en el ecuador y recorrida con velocidad angular constante en el

mismo tiempo que el sol verdadero, coincidiendo con éste en su paso por el perigeo y el apogeo. El concepto del sol medio es utilizado para la definición de la hora universal cuando el meridiano es el Greenwich. El tiempo oficial T_0 generalmente no coincide con ninguno de los dos anteriores ya que guarda relación con el tiempo medio de algún meridiano próximo definido según criterios internacionales de husos horarios, y respecto de éste puede presentar variaciones de una o dos horas en virtud de costumbres nacionales. A estas diferencias hay que añadir las 12 horas que se derivan de la diferencia de convenios para el origen.

La diferencia entre TSV y TSM se expresa mediante la ecuación de tiempo ET que es:

$$ET = TSV - TSM = - 0.1236\text{Sen}D_1 + 0.0043\text{Cos}D_1 - 0.1538\text{Sen}2D_1 - 0.0608\text{Cos}2D_1$$

(1.2)

donde ET está en horas y D_1 en grados. D_1 es función del día del año N:

$$D_1 = 360(N-1) / 365.25 \quad (1.3)$$

Por otro lado TSM se relaciona con la hora oficial T_0 mediante:

$$TSM = T_0 - 12 - (LL-LH)/15 - A_0 \quad (1.4)$$

donde LL y LH son las longitudes local y del meridiano origen del huso horario correspondiente expresadas en grados (positivas hacia el oeste, negativas hacia el este

del meridiano de Greenwich) y A0 es el adelanto oficial sobre el huso horario (negativo si fuera retraso; T0 es $12-LH/15+A0$ cuando es mediodía oficial en el meridiano de Greenwich). Así pues:

$$h_s = TSV = ET+TSM = ET+T0-12-(LL-LH)/15-A0 \quad (1.5)$$

1.2.1.1.3 UBICACION DEL SOL EN EL CIELO

Al rotar la tierra en su propio eje, da la impresión que el Sol viaja a través del cielo cada día de Este a Oeste; la trayectoria del Sol es una circunferencia en la esfera celeste. Este camino diario, depende del tiempo del año y la latitud del punto de observación en tierra. La figura 1.9 muestra una trayectoria para una latitud.

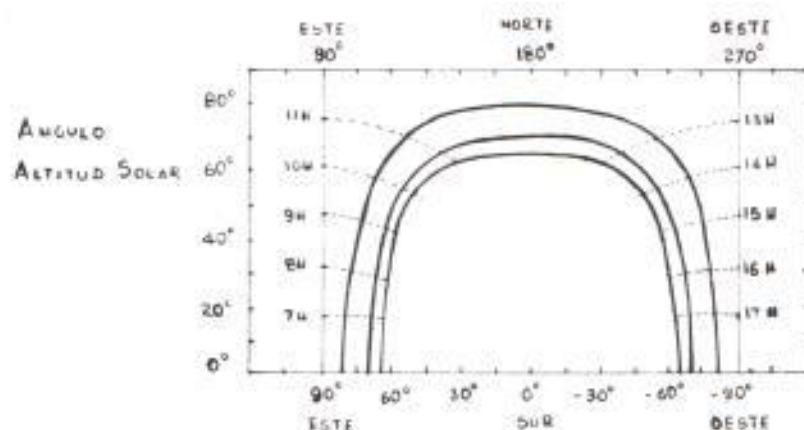


Figura 1.9 Trayectoria del Sol desde la Tierra

1.2.1.1.4 ANGULOS DE AZIMUT, ALTITUD Y ZENIT SOLAR

La posición del Sol en la esfera celeste es usualmente

especificada en términos del ángulo de azimut Az y el ángulo altitud solar As , fig. 1.10.

El ángulo altitud solar mide la distancia angular del Sol, desde el horizonte y, el ángulo de azimut, mide la distancia angular desde el Sur. El ángulo zenit solar Z , es la distancia angular desde el zenit, entonces As y Z son complementarios.

Los ángulos altitud y azimut, son calculados para cualquier tiempo, fecha o ubicación, por medio de estas ecuaciones:

$$\text{Sen}(As) = \text{Cos}(L)\text{Cos}(d)\text{Cos}(Ws) + \text{Sen}(L)\text{Sen}(d) \quad (1.6)$$

$$\text{Sen}(Az) = \text{Cos}(d) \text{Sen}(Ws)/\text{Cos}(As) \quad (1.7)$$

donde L es la latitud, positiva al norte y negativa al sur del ecuador; para hallar As , suficiente con aplicar el seno inverso a la ecuación 1.6; sin embargo, para determinar Az es necesario discernir si el sol se halla en la mitad norte del cielo o en la mitad sur, la fórmula

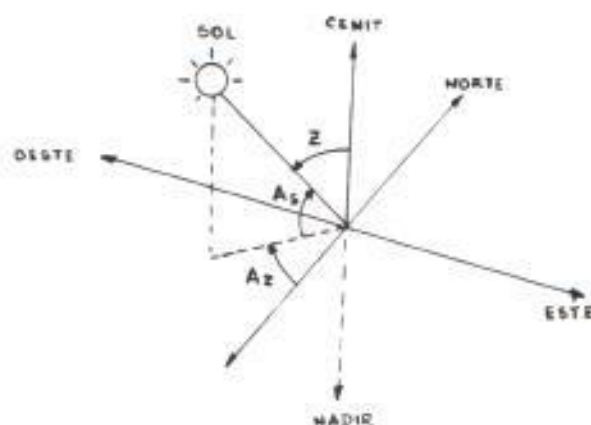


Figura 1.10 Ángulos que definen la posición del Sol

completa es:

$$Az = \text{Arcsen}(\text{Cos}d \text{ Sen}Ws / \text{Cos}As) \quad \text{si } \text{Cos}Ws > \text{Tand} / \text{Tan}L$$

$$Az = 180 - \text{Arcsen}(\text{Cos}d \text{ Sen}Ws / \text{Cos}As) \quad \text{si } \text{Cos}Ws < \text{Tand} / \text{Tan}L$$

(1.8)

en el caso de $\text{Cos}(Ws) = \text{Tan}(d) / \text{Tan}(L)$, entonces Az es -90 o 90 grados, dependiendo de la hora Ws, si es negativa o positiva.

El saliente y el poniente ocurren cuando $As=0$

$$Hsr = \text{Arccos}(-\text{Tan}(L) \text{Tan}(d)) \quad \text{saliente} \quad (1.9)$$

$$Hss = -Hsr \quad \text{poniente} \quad (1.10)$$

1.2.1.1.5 ANGULO DE INCIDENCIA SOLAR

La intensidad de la radiación solar sobre una superficie, depende del ángulo con el cual los rayos llegan a esa superficie. La intensidad es proporcional al coseno del ángulo entre el rayo solar y la normal a esa superficie;

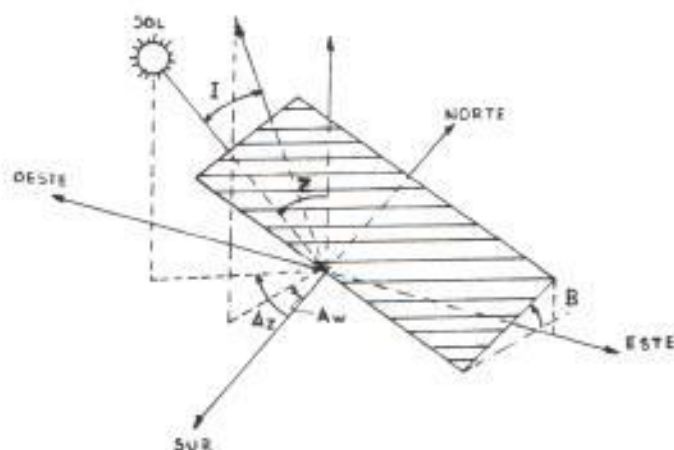


Figura 1.11 Ángulos que definen la orientación de un colector

éste ángulo i es el ángulo de incidencia solar para esa superficie, Fig. 1.11.

1.2.1.1.6 ORIENTACION DE SUPERFICIES FIJAS

La orientación de una superficie fija, está especificada en términos de su ángulo de azimut A_w y su ángulo de inclinación B . esto se muestra en la figura 1.12, donde el vector n es normal a la superficie; el ángulo de azimut de la superficie A_w es medido desde el Sur, positivo hacia el este; B es positivo para superficies "mirando al Sur".

El ángulo de incidencia de éstas superficies, puede determinarse por medio de:

$$\cos i = \cos A_s \cos(A_z - A_w) \sin B + \sin A_s \cos B \quad (1.11)$$

si el $\cos(i)$ resulta negativo, los rayos solares no inciden en la cara frontal de la superficie.

1.2.2 DISTRIBUCION ESPECTRAL

La Constante Solar representa, el total de energía en el espectro solar. Sin embargo ésta cantidad no es suficiente para muchos cálculos de ingeniería, para lo cual se requiere examinar la distribución de la energía dentro del espectro.

El espectro es casi continuo desde aproximadamente 200 nm

ultravioleta, a 3000 nm infrarrojo, con un máximo aproximadamente en 500 nm, ver la figura 1.12. La absorción atmosférica es cierta medida selectiva, cambiando no sólo

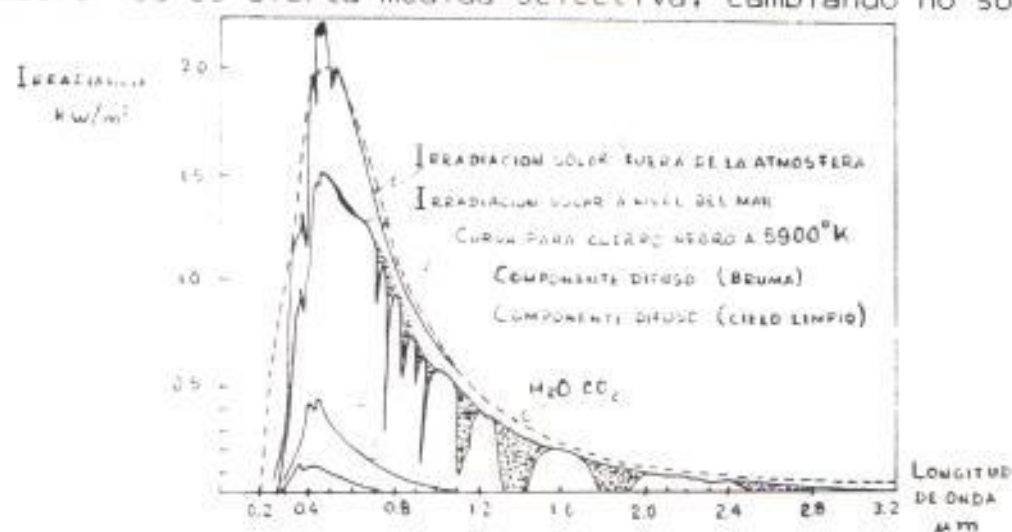


Figura 1.12 Irradiación Espectral.

la cantidad sino también la composición espectral de la radiación recibida. La figura 1.12 muestra los dos espectros. Los vacíos en la curva inferior muestran las bandas características de absorción de nuestros gases atmosféricos: CO₂, O, N, pero principalmente vapor de agua. La misma figura indica la respuesta espectral de una célula convencional de silicio. Las longitudes de onda más corta representan un mayor grado de energía; sólo los componentes de onda corta y gran energía podrán producir un efecto fotoeléctrico.

1.2.3 ABSORCIÓN Y DISPERSIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es considerablemente alterada en su paso a través de la atmósfera terrestre. Los dos mecanis-

mos principales que causan éstas alteraciones atmosféricas son: la absorción y la dispersión.

Existen varios elementos atmosféricos que absorben parte de la radiación solar incidente. El primero de ellos es el ozono, éste absorbe aproximadamente toda la radiación solar ultravioleta, por lo que muy poca radiación con menos de 300 nm llega a la superficie de la tierra. El vapor de agua es otro de los elementos que absorben la radiación, en la banda infrarrojo; la cantidad de vapor de agua en la atmósfera, depende de la altitud local, clima y temporada. El incremento de la intensidad solar con la altitud se debe en parte a la menor cantidad de vapor de agua. El contenido de vapor de agua en la atmósfera es mayor en verano que en invierno.

Existen otros componentes atmosféricos que absorben radiación en menor cantidad como: CO₂, Oxígeno y otros gases.

Los elementos atmosféricos responsables de la dispersión de la radiación solar son moléculas de gas, partículas y agua dispersa. La dispersión es fuertemente dependiente de la longitud de onda y su efecto es mayor para onda corta.

La cantidad de absorción dispersión atmosférica, depende de la longitud del camino o de la película de atmósfera a

través de la cual, la radiación viaja. Por ejemplo, la radiación que viaja a través de la atmósfera directamente desde la posición del zenit es absorbida y dispersada menos que la que llega con cierto ángulo de inclinación.

La medida del camino atmosférico, a través del cual viaja

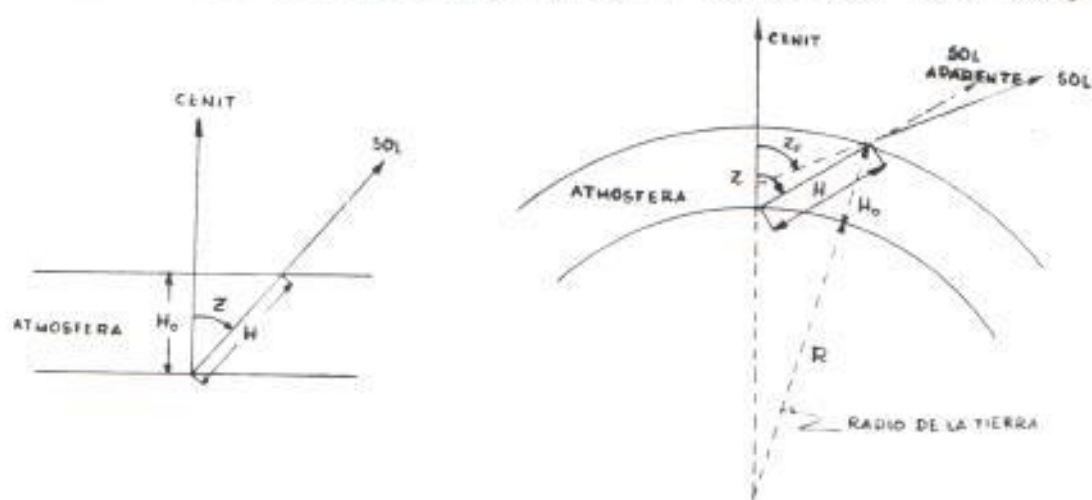


Figura 1.13 Modelos de atmósfera utilizados para la definición del número de masa.

la radiación solar, se denomina "masa de aire" m . Un valor de masa de aire=1 (adimensional) es asignado a una trayectoria atmosférica perpendicular a la tierra en el nivel del mar. La masa de aire depende de la dirección de la trayectoria (ángulo zenit) y de la altitud local.

Si la tierra fuera plana fig. 1.13a, la relación entre m y z es:

$$m = \text{Sec } z \quad (1.12)$$

sin embargo en la realidad (tierra esférica) fig 1.13b, la ecuación 1.12 sólo es útil para $z < 70^\circ$; en la siguiente tabla se muestra los número de masa de aire, considerando

la tierra plana m_p y considerandola esférica m_r :

Tabla 1.1

Números de masa de aire y distancia zenital efectiva								
Tz	0	30.00	60.00	70.00	80.00	85.00	88.00	90.00
m_p	1	1.15	2.00	2.92	5.75	11.47	28.65	∞
m_r	1	1.15	1.99	2.91	5.64	10.66	20.84	39.90
Tze	0	30.01	60.04	70.07	80.14	85.27	88.46	90.58

El ajuste de la masa de aire para altitud local se la hace en términos de la presión atmosférica local p :

$$M = M_0 \cdot P/P_0 \quad (1.13)$$

donde P es la presión local y M_0 y P_0 son la masa de aire y presión a nivel del mar.

La masa de aire promedio diaria para las latitudes que corresponden a nuestro país está entre 3 y 3.8, la variación es para los diversos meses.

1.2.3.1 EL ALBEDO DE LA SUPERFICIE TERRESTRE

La reflectancia de los materiales de la superficie terrestre, en especial en las cercanías del receptor, supone una contribución a la irradiancia total, en el caso de colocación no horizontal de éste, que en ocasiones puede ser importante. No se puede definir con exactitud al albedo por la diversidad de elementos que pueden rodear al receptor (vegetales, tierra, edificios, etc.) y por la desigual reflectancia de éstos. Por esto el albedo se lo caracteriza por un coeficiente p que

representa la reflectancia media hemisférica del suelo. Es decir ρ indica la fracción que el suelo reenvía en todas las direcciones de la irradiación global que recibe. La siguiente tabla recoge coeficientes de albedo de algunos materiales.

TABLA 1.2

 Reflectancia hemiesférica de algunos materiales.

Pintura negra lisa	0.06	-	0.08
Tierra labrada húmeda a seca	0.08	-	0.20
Agua	0.05	-	0.20
Pavimento de asfalto-hormigon	0.13	-	0.25
Arboles	0.15	-	0.25
Adobe, madera	0.25	-	0.30
Roca	0.10	-	0.45
Pared de piedra gris-blanca	0.18	-	0.40
Pared de ladrillo rojo-amarillo claro	0.20	-	0.40
Césped segado	0.28	-	0.35
Pintura gris	0.35		
Nubes	0.10	-	0.80
Pinturas claras verde-crema	0.60	-	0.75
Planchas pinturas metálicas nuevas	0.65	-	0.80
Nieve fresca	0.65	-	0.80
Pintura blanca	0.80	-	0.88

1.2.4 RADIACION DIRECTA

La radiación directa es la formada por los haces de rayos transmitidos y más o menos atenuados que se reciben en la línea recta con el Sol, ya que la trayectoria de los rayos solares es ligeramente curva, debido a la refracción en las sucesivas capas de aire de densidad e índice de refracción diferentes. Este es el tipo de radiación que proyecta las distintas sombras.

1.2.5 RADIACION DIFUSA

La componente difusa es la producida por los rayos no dispersados por la atmósfera en la dirección del receptor, así la componente difusa deberá estar constituida por aquellas radiaciones que no hayan sido ni absorbidas ni transmitidas en la dirección de los rayos directos; cabe señalar que es ésta la componente que contribuye al albedo de la tierra.

CAPITULO 2.

2. DETERMINACION ESTADISTICA DE LA RADIACION SOLAR TERRESTRE

El propósito de esta sección es proporcionar las herramientas de cálculo, para determinar la radiación solar en una superficie inclinada. La presencia de factores aleatorios que afectan directamente a la radiación solar terrestre, obliga a un tratamiento complejo para la cuantificación de la misma.

2.1 MODELO DE LIU-JORDAN

El presente es el trabajo de investigación de Liu-Jordan, Posteriormente corregidos en su cuantificación por Collares-Pereira y Rabi, quienes establecieron un modelo para la determinación de la Radiación Solar Terrestre, a partir de datos reales.

Por la naturaleza de éste trabajo, no cabe esperar de estos modelos que proporcionen valores reales para un momento o periodo corto de tiempo determinado, sino sólo los valores esperados en sentido estadístico, lo que sin embargo puede ser muy útil en todo lo que se refiera a diseño de sistemas solares, expectativas de rendimientos globales, etc.

El parámetro que es requerido para determinar la energía

incidente en la superficie terrestre es la insolación solar global diaria sobre una superficie horizontal H_h , a partir de la cual se obtienen las componentes Directa y Difusa de la Radiación Solar.

La relación de la irradiación solar global diaria H_h con la extraterrestre, incidente también sobre una superficie horizontal, H_{oh} define un "índice de claridad" del día K_h :

$$K_h = H_h/H_{oh} \quad (2.1)$$

estando la insolación extraterrestre definida por la siguiente expresión:

$$H_{oh} = H_o(n)/(n_1-n_2) \quad (2.2)$$

donde n_1 y n_2 son los días de inicio y fin de mes.

$H_o(n)$ es la radiación extraterrestre en una superficie horizontal en el día n del año, la cual está dada por:

$$H_o(n) = C_c G_{sc} (1 + 0.0334 \cos(2\pi(n-2)/365.25)) \cos L \cos d (\sinh_{ss} - h_{ss} \cosh_{ss}) \quad (2.3)$$

donde C_c es una constante de conversión de unidades:

$$C_c = 24/\pi \quad \text{si } G_{sc} \text{ se expresa en } W/m^2 \text{ y } H_{oh} \text{ en } Wh/m^2 \quad (2.4)$$

$$C_c = 86400/\pi \quad \text{si } H_{oh} \text{ se expresa en } J/m^2 \quad (2.5)$$

n - es el número del día del año

L - latitud geográfica del lugar

d - declinación solar (Ec. 1.1)

H_{ss} - hora del poniente solar (Ec. 1.10)

Ho puede ser convenientemente estimada a partir de la ecuación 2.3 seleccionando para cada mes el día del año para el cual la radiación extraterrestre diaria es aproximadamente el valor de el promedio mensual. La tabla 2.1 presenta los días recomendados para cada mes:

TABLA 2.1

DIAS PROMEDIO RECOMENDADOS PARA CADA MES

Mes	fecha	n
Enero	Ene 17	17
Febrero	Feb 16	47
Marzo	Mar 16	75
Abril	Abr 15	105
Mayo	May 15	135
Junio	Jun 11	162
Julio	Jul 17	198
Agosto	Agt 14	228
Septiembre	Sep 15	258
Octubre	Oct 15	288
Noviembre	Nov 14	318
Diciembre	Dic 10	344

La irradiación difusa diaria se obtiene entonces a partir de:

$$H_d = K_d H_h \quad (2.6)$$

Estando el factor de insolación K_d correlacionado con K_h mediante la expresión polinomial obtenida mediante ajuste por mínimos cuadrados:

- $K_d=0.99$ para $K_h < 0.17$
 - $K_d=1.188-2.272 K_h+9.473 K_h^2-21.856 K_h^3+14.648 K_h^4$ para $0.17 < K_h < 0.8$
- (2.7)

la expresión está limitada a valores de $K_h < 0.8$ en virtud

de los resultados experimentales. La figura 2.1 muestra gráficamente esta correlación. Se puede apreciar pequeñas desviaciones sistemáticas en función de la época del año, que sus autores atribuyen principalmente al diferente valor medio diario del número medio de masa de aire.

Utilizando conceptos similares, pero referidos a valores medios mensuales (útiles cuando se requiere caracterizar cada mes, u otro periodo relativamente largo, mediante un día medio) se tiene la correlación:

$$K_d = H_d/H_h = 0.775 + 0.00606(H_{ss} - 90) - [0.505 + 0.00456(H_{ss} - 90)] \cos(114.6(K_h - 0.9)) \quad (2.8)$$

donde se ha hecho la corrección oportuna para expresar los ángulos en grados.

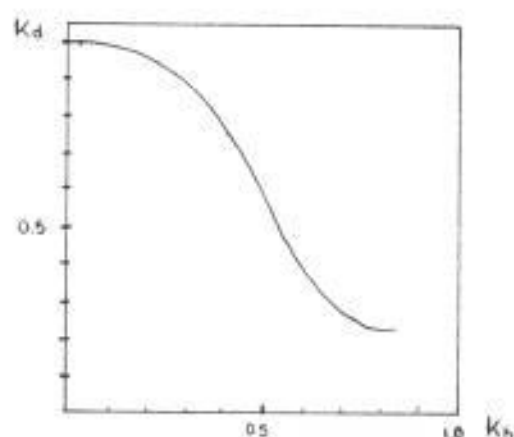


Fig. 2.1 Representación gráfica de la correlación \$K_d\$-\$K_h\$.

Debido entre otras razones a la diferente forma de distribución de días claros y nublados que corresponde a

cada mes cuando éste se caracteriza por su día medio. Liu y Jordan han expresado gráficamente, a partir de datos experimentales, estas distribuciones como se indica en la figura 2.2.

Determinada mediante estos procedimientos la irradiación difusa en función de la global se obtiene, por diferencia, la componente directa diaria sobre superficie horizontal.

Para la estimación de irradiancias (conversión de medias diarias a valores probables horarios o incluso instantáneos) se utilizan los factores de conversión:

$$R_d = G_d/H_d = (1/C_c)(\cos H - \cos H_{ss})/(\sin H_{ss} - H_{ss} \cos H_{ss}) \quad (1.9)$$

$$R_h = G_h/H_h = R_d (a + b \cos W_s) \quad (2.10)$$

siendo a y b coeficientes obtenidos mediante ajuste por mínimos cuadrados:

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(H_{ss}-60) \quad (2.11)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(H_{ss}-60) \quad (2.12)$$

2.1.1 UTILIZACION DEL MODELO LIU-JORDAN PARA SUPERFICIES INCLINADAS

El modelo Liu-Jordan está referido a superficies horizontales; convertir estos datos para superficies inclinadas no presenta mayor dificultad, aunque las expresiones a utilizar sean a veces engorrosas.

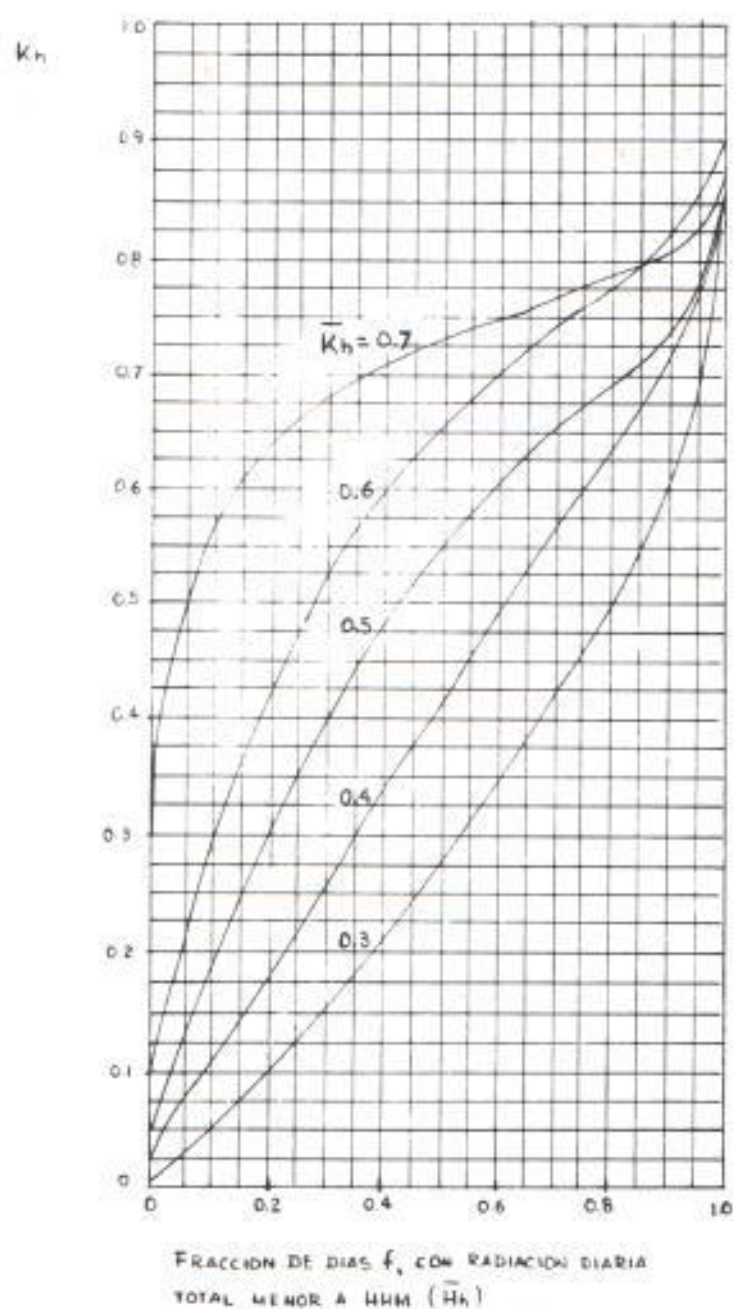


Fig. 2.2 Distribuciones de los índices de claridad diarios K_h para diversos valores del índice de claridad medio mensual \bar{K}_h .

Así, la irradiación global media sobre una superficie inclinada H_i puede estimarse a partir de los resultados conocidos como una superficie horizontal como:

$$H_i = R H_h \quad (2.13)$$

siendo R :

$$R = (1-K_d)R_b + K_d(1 + \cos B)/2 + p(1 - \cos B)/2 \quad (2.14)$$

si se admiten hipótesis habituales de radiación difusa homogénea (en este caso basta con que la homogeneidad lo sea en promedio, lo que es una condición menos exigente) y de reflectancia también homogénea de la superficie terrestre.

En la expresión 2.14, R_b es la relación entre la radiación directa media sobre la superficie inclinada y la radiación directa media sobre la superficie horizontal. Esta relación puede aproximarse mediante su valor extra-atmosférico que sólo depende de parámetros geométricos. La expresión para casos generales es:

$$R_b = \frac{[\cos B \sin \delta \sin L (W_{ss} - W_{sr})\pi/180] - (\sin \delta \cos L \sin B \cos A_w)(W_{ss} - H_w)\pi/180 + \cos L \cos \delta \cos B (\sin W_{ss} - \sin W_{sr}) + (\cos \delta \cos A_w \sin L \sin B) (\sin W_{ss} - \sin W_{sr}) - (\cos \delta \sin B \sin A_w) (\cos W_{ss} - \cos W_{sr})}{2(\cos L \cos \delta \sin H_{ss} + (\pi/180)H_{ss} \sin L \sin \delta)} \quad (2.15)$$

donde:

A_z es el ángulo de azimut de la superficie

W_{sr} salida angular solar para la superficie inclinada

W_{ss} puesta solar angular para la superficie inclinada

$$\begin{aligned} Wsr &= -\min(Ws, \text{ArcCos } C) \\ Wss &= \min(Ws, \text{ArcCos } D) \end{aligned} \quad \text{Si } Az < 0$$

$$\begin{aligned} Wsr &= -\min(Ws, \text{ArcCos } D) \\ Wss &= \min(Ws, \text{ArcCos } C) \end{aligned} \quad \text{Si } Az > 0$$

donde a su vez:

$$C = (AB + A - B + 1) / (A + 1)$$

$$D = (AB - A - B + 1) / (A + 1)$$

$$A = \text{CosL} / (\text{SenAz TanB}) + \text{SenL} / \text{TanAz}$$

$$B = \text{Tand} [\text{CosL}/\text{TanAz} - \text{SenL}/(\text{SenAz TanB})]$$

Para el caso de superficie con azimut nulo la expresión es:

$$Rb = \frac{[\text{Cos}(L-B) \text{Cosd SenWss} + Wss(\pi/180) \text{Sen}(L-B) \text{Send}] / [\text{CosL Cosd SenWss} + Wss(\pi/180) \text{SenL Send}]}$$

(2.16)

2.2 MODELO DE COSTELLO

El modelo de Costello es un tratamiento similar al de Liu-Jordan con la única diferencia que se tratan los datos de una manera más grosera.

A continuación se describe este método, todos los parámetros que intervienen ya han sido previamente definidos:

1. Seleccionamos: Latitud L

Día del año N

Reflectancia de la tierra p

Inclinación del arreglo E_c

2. Obtenemos el índice de claridad promedio mensual K_h de la tabla 3 del apéndice.

3. Cálculo de la hora angular en el ocaso

$$\begin{aligned} \cos H_{ssh} &= -\tan L \tan \delta \\ \text{Send} &= \text{Sen} 23.45 \text{ Sen}(360(284+N)/365) \end{aligned}$$

4. Cálculo de la hora angular para el ocaso en superficies inclinadas H_{ssi} .

$$\cos H_{ssi} = -\tan(L - \theta) \tan \delta$$

5. Determinamos cual ocurre primero

$$H_{ss} = \min(H_{ssh}, H_{ssi})$$

6. Cálculo de la irradiancia extraterrestre en una superficie normal a los rayos solares

$$H_o = 1.356(1 + 0.0167 \cos 360N/365) \quad \text{Kw/m}^2$$

7. Cálculo de la insolación extraterrestre en una superficie horizontal

$$H_{oh} = 24 H_o (\cos L \cos \delta \text{ Sen } H_{ss} + H_{ss} \text{ Sen } L \text{ Sen } \delta) \quad \text{Kwh/m}^2 \text{ día}$$

8. Cálculo de la insolación horizontal

$$H_h = K_h H_{oh} \quad \text{Kwh/m}^2 \text{ día}$$

9. Cálculo del factor de insolación difusa para insolación promedio mensual $K_d = \frac{H_d}{H_h}$

$$K_d = 0.230 + H_{ss}/165 - (0.095 + H_{ss}/220) \cos(114.6(K_h - 0.9))$$

10. Cálculo del factor de radiación directa diaria

$$R_d = \cos(L - \theta) (\text{Sen } H_{ss} - H_{ss} \cos H_{ssi}) / \cos L (\text{Sen } H_{ss} - H_{ss} \cos H_{ss})$$

11. Cálculo de la insolación promedio diaria en superficie inclinada

$$H_i = H_h [(1-K_d)R_d + K_d(1+\cos E_c)/2 + p(1-\cos E_c)/2]$$

2.3 DETERMINACION DEL ANGULO DE INCLINACION OPTIMO

La variación del ángulo de declinación solar, debido al movimiento relativo de rotación y traslación entre el sol y la tierra, obliga a la optimización del ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie inclinada para el mejor aprovechamiento de la radiación incidente, lo cual sucede cuando el vector sol-tierra es paralelo a la normal del arreglo.

Esto se lo hace maximizando la ecuación 2.13 variando el ángulo de inclinación del arreglo. Se observará que esto sucede cuando el vector sol-tierra es paralelo a la normal del arreglo y el ángulo de inclinación del arreglo es igual a la suma del ángulo de declinación solar y la latitud del lugar de interés, como se indica en la figura 2.3. Para satisfacer esto, en un sistema fotovoltaico, se requiere una regulación periódica del ángulo de inclinación.

Para arreglos dispuestos en múltiples filas, las sombras producidas por paneles vecinos, puede disminuir la radiación incidente sobre el panel si el ángulo solar, el

ángulo de inclinación del arreglo y el espaciamento entre las filas no es adecuadamente considerado. De la figura 2.3 se deducen las siguientes expresiones:

$$h_1 = l \operatorname{Sen} B - h$$

$$D_1 = D - l \operatorname{Cos} B$$

$$D_2 = D_1 / \operatorname{Cos} H_s$$

el ángulo que forma el sol con el horizonte es la altitud solar A_s , definida por la ecuación 1.6; entonces, para que no haya sombra sobre los paneles, se debe cumplir que

$$h_1/d_2 < h_1/d_1$$

lo cual implica que:

$$\tan \delta \geq h_1/d_2 \quad (2.17)$$

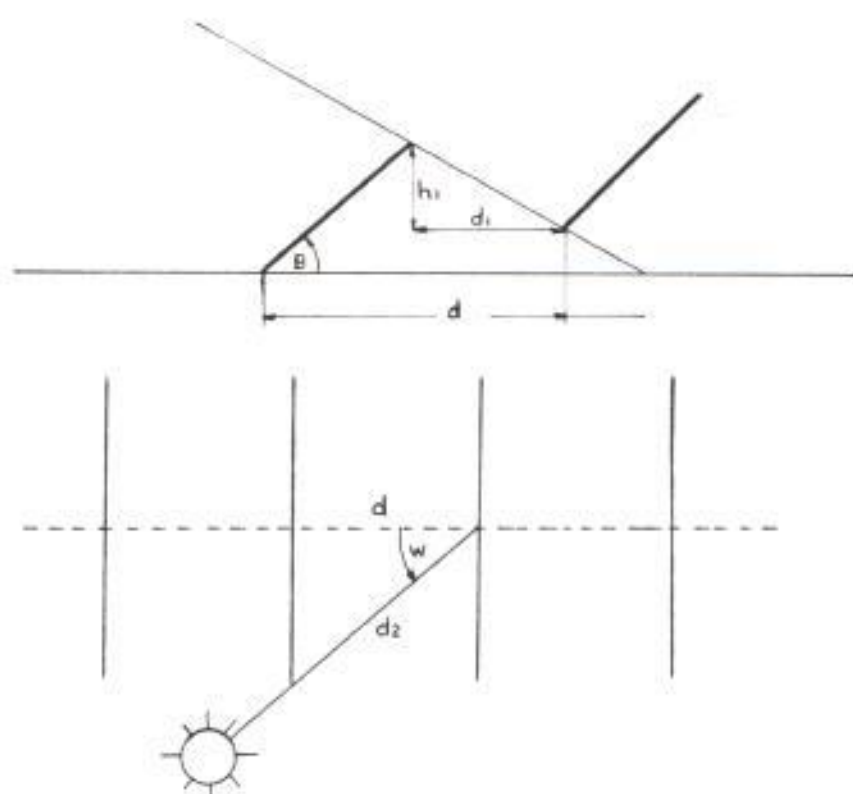


Fig. 2.3 Sombras Producidas entre paneles. a) vista lateral; b) vista frontal.

CAPITULO 3

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTONOMOS

3.1 MODULO FOTOVOLTAICO

El módulo es el bloque de edificación básico de un sistema fotovoltaico, consiste de un número de celdas solares eléctricamente interconectadas. Para producir los niveles de voltaje y potencia deseados, las celdas solares son combinadas en serie y paralelo respectivamente. De acuerdo a los principios de circuitos eléctricos, los voltajes en serie se suman, y en paralelo son equivalentes al valor de voltaje más bajo. Asimismo, corrientes en paralelo se suman, mientras en serie son equivalentes a la menor corriente producida Fig 3.1.

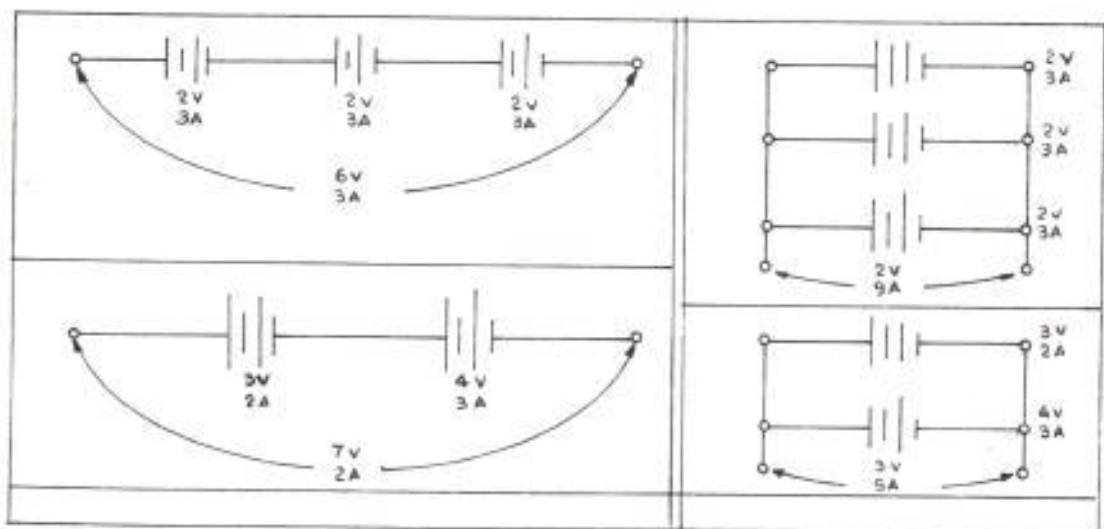


Fig. 3.1 Relaciones básicas serie-paralelo

Los módulos son eléctricamente conectados (en serie y paralelo) y físicamente agrupados en paneles. Un conjunto de paneles forman un arreglo que provee al sistema la potencia de salida y el voltaje necesarios, fig. 3.2.

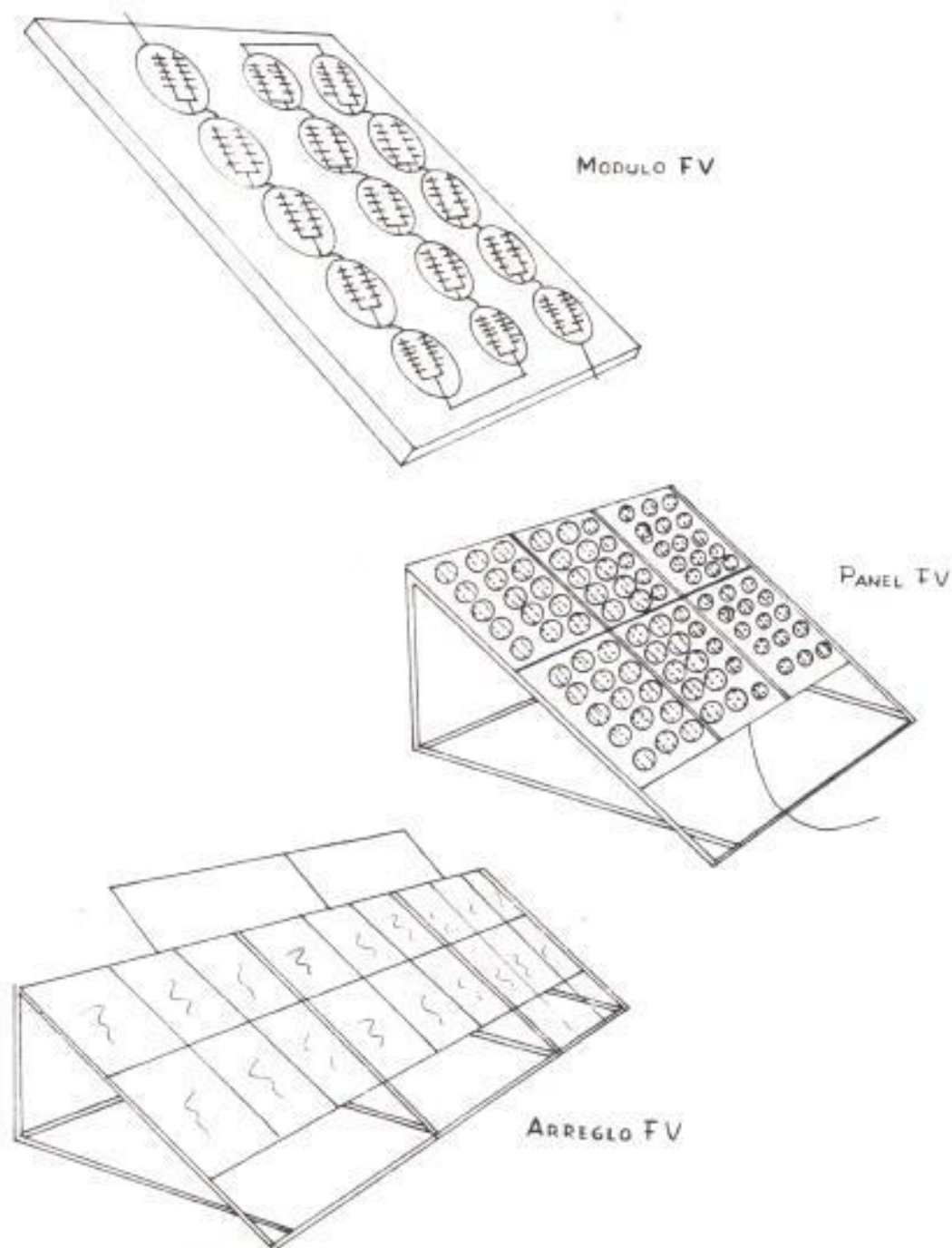


Fig. 3.2 Componentes de un arreglo fotovoltaico

3.1.1 CARACTERÍSTICAS

Las características de las celdas individuales pueden ser combinadas para obtener las características del módulo. Por tanto se debe prestar especial atención en la igualdad de las características eléctricas de las células que van a ser ensambladas. Como regla general, todas las células a ser conectadas en paralelo tendrán el mismo voltaje de circuito abierto y más aún, el mismo punto de máxima potencia por voltaje. Las células que van a trabajar en serie deben tener la misma corriente de cortocircuito y la misma corriente para máxima potencia. El despareamiento de las características de las células solares produce malos paneles, pues, las células de mayor

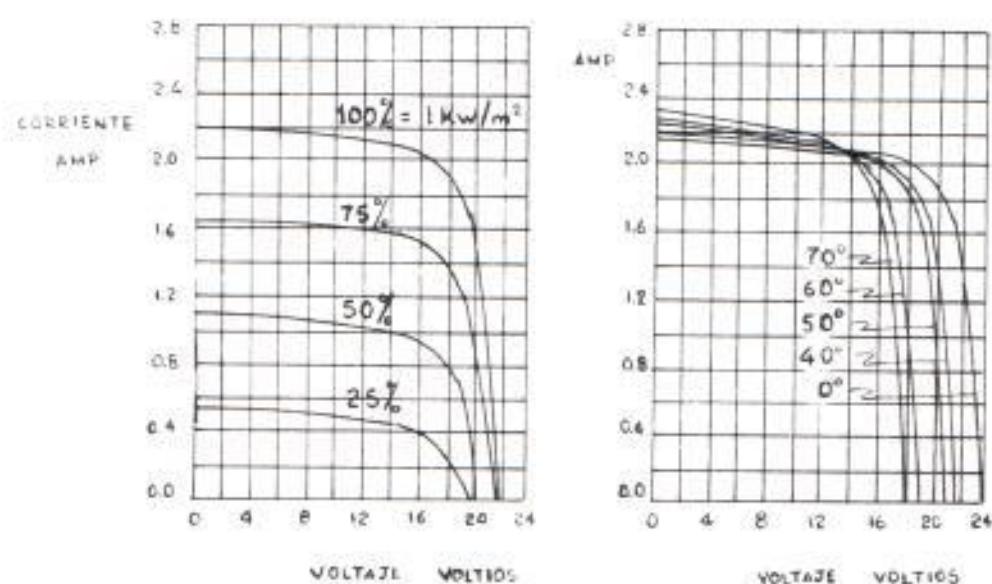


Fig. 3.3 Característica Corriente-Voltaje de un módulo representativo

fotocorriente o fotovoltaje, disipan su exceso de potencia, en las células de menor rendimiento. Por tanto, el rendimiento de un panel está limitado por las células pobres.

La figura 3.3 muestra la curva representativa I-V para un módulo comercial de 38 células de 10 cm de diámetro, conectadas en serie a 28°C y 1Kw/m² de irradiancia, la potencia máxima es 35W.

La eficiencia del módulo η , para una temperatura T, está dada por la potencia máxima dividida por el área del módulo y la irradiancia solar:

$$\eta = \frac{P_{\max} \text{ W}}{\text{Área } m^2 \times \text{Irradiancia solar } W/m^2} \quad (3.1)$$

el área del módulo de nuestro ejemplo es 0.5 m²; la eficiencia de este módulo en condiciones normales de 28°C y H=1Kw/m² es $\eta_{cn}=0.07$. A temperaturas mayores, la eficiencia del módulo decrece, el coeficiente de temperatura para P_{\max} es $P_{ct}=-0.003$ 1/°C. La eficiencia y la P_{\max} a una temperatura T y 1 Kw/m² están dadas por las ecuaciones

$$\eta(T) = \eta_{cn} [1 + P_{ct}(T - 28)] \quad (3.2)$$

$$P_{\max} = P_{\max cn} [1 + P_{ct}(T - 28)] \quad (3.3)$$

Si se construye sistemas de potencia con altos voltajes en los terminales, el esquema de ensamblaje debe tener en cuenta una segunda restricción, llamado punto caliente.

Si se descuida este aspecto, una célula mala en grupo conectado en paralelo puede destruir la totalidad del panel.

Para entender este problema, consideremos el panel de la figura 3.4 que presenta 4 grupos de 3 celdas en paralelo conectadas en serie. Cada célula tiene la misma característica I-V. Supongamos que una de las células presenta comportamiento degenerado, debido a que esta mala, contactos mal soldados o porque la celda está sombreada, lo que reduce su producción.

Para cada grupo en paralelo la característica I-V total se muestra en la figura 3.4; el voltaje es el mismo que el de una celda simple y la corriente es 3 veces mayor excepto para el grupo que contiene la celda deficiente; pero en los grupos conectados en serie, debe fluir la misma corriente a través de cada grupo, por tanto se impone la corriente I en el grupo 2 que contiene la celda deficiente. La única manera de lograr un incremento de corriente en este grupo, es, desplazando el punto de operación a lo largo de la característica I-V hacia un voltaje negativo. De este modo la disipación de potencia en las celdas buenas del grupo 2 se convierte en $I \times V^2$ diferente a $I \times V$ del grupo de celdas de un buen grupo. Consecuentemente las celdas buenas en paralelo con la deficiente experimentan una considerable disipación de

potencia. La experiencia indica que para paneles operando arriba de 40-50v, daños pueden ocurrir a menos que se tomen las precauciones adecuadas.

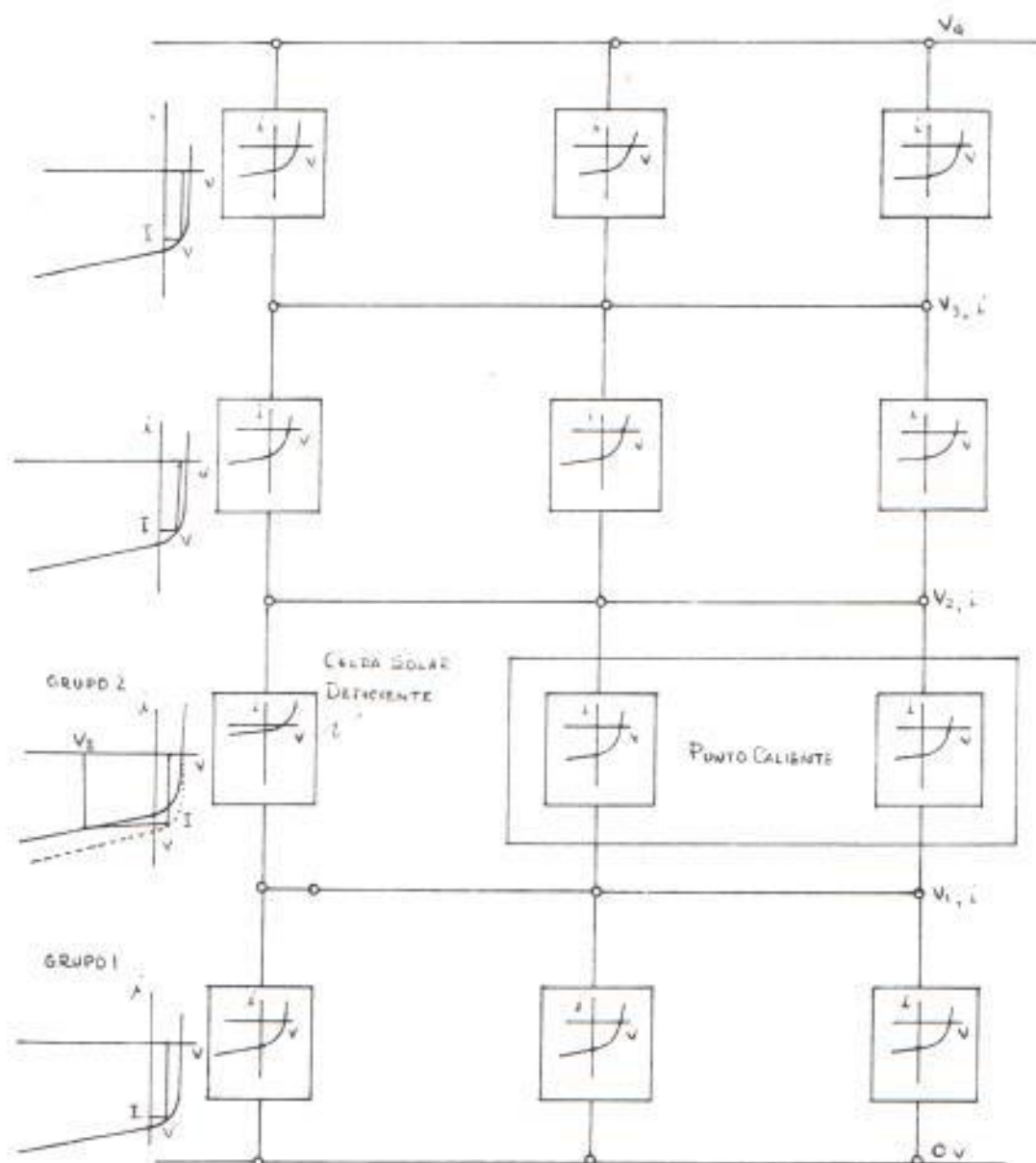
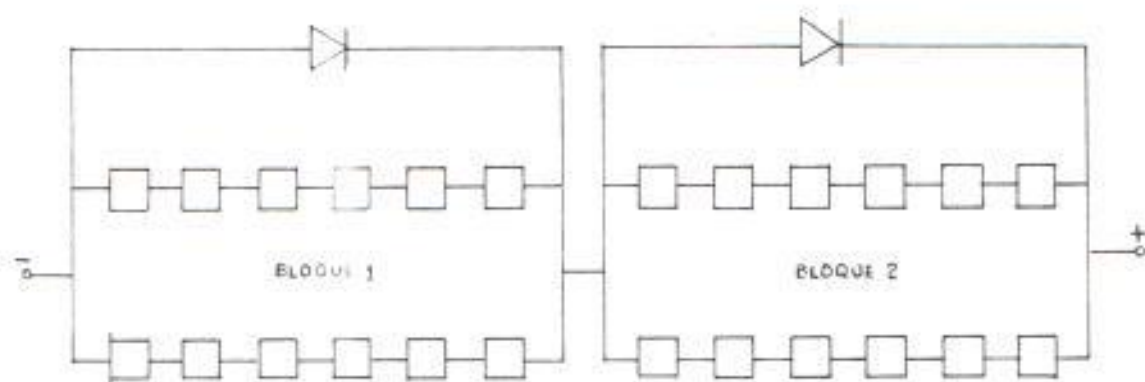


Fig. 3.4 Principio del punto caliente.

Los módulos, paneles y arreglos bien diseñados incorporan características de diseño y dispositivos que limitan la

disipación de potencia y previenen daño debido a polarización inversa como: 1) acoplamiento de celdas en módulos y de módulos en paneles, (2) provision de múltiples caminos de corriente en el módulo o panel, y (3) uso de diodos paso-libre para limitar la corriente inversa máxima, Fig. 3.5.

Antes que ocurra deterioro, decrece la producción de potencia.




	(a)	(b)	(c)
Cuando  representa:	celda	módulo	panel
Entonces los bloques (1) y (2) representan:	módulos	paneles	arreglos

Fig. 3.5 Uso de los diodos de paso libre para proteger de los efectos de la polarización inversa.

El voltaje final V_4 del panel en funcionamiento tiene un valor fijo impuesto por una batería conectada al panel o por una unidad electrónica condicionadora de potencia.

Cuando las celdas son buenas $V_4 = 4 V$, la caída de voltaje desde V hasta V_2 en el grupo degradado se debe compensar por un incremento de V a V_1 en todos los grupos no degradados, tal que

$$3(V_1 - V) = V + V_2$$

como resultado el punto de trabajo de los grupos buenos deriva sobre la curva $I-V$ hacia un mayor voltaje y menor corriente, por tanto a una potencia menor, con lo que cae la producción de potencia del panel.

El problema del punto caliente se lo puede evitar conectando en cada grupo, el mayor número de celdas en paralelo. La experiencia demuestra que todo riesgo de deterioro desaparece de este modo.

Las pérdidas del arreglo, durante la operación del sistema pueden ser de naturaleza permanente, prolongada o temporal. Las pérdidas permanentes resultan de daños externos por vandalismo por ejemplo, o de causas internas como mal acoplamiento de las celdas o módulos. Las pérdidas prolongadas son principalmente ocasionadas por la acumulación de basura en la superficie de los módulos que reduce la transmisión de luz a las celdas. Pérdidas temporales son debido principalmente al ensombrecimiento de un módulo, panel o arreglo por árboles, edificios o características físicas locales u otras obstrucciones, las pérdidas dependen del área sombreada.

Los módulos comerciables están disponibles en el mercado en un amplio rango de corriente y voltaje de operación. La mayoría de los diseños sin embargo, son aquellos con un voltaje de salida, V_{max} , de cerca de 15v en condiciones normales, bajo diversas condiciones de operación, este voltaje de salida puede recargar una batería de 12v, para lo cual se debe disponer de 14.4v. Una amplia selección de potencia de salida P_{max} es también ofrecida, variando desde 1 a 60 W. La eficiencia del módulo corre desde el 7 al 12%. Los módulos de mayor eficiencia son invariablemente aquellos que utilizan celdas cuadradas o rectangulares, que permiten un empaquetamiento de mayor eficiencia.

En lo que respecta al peso y tamaño del panel, es deseable limitarlos para facilitar el transporte al sitio y su manipuleo en el mismo. El tamaño máximo desde ésta perspectiva es cerca de 4 ft x 8 ft.

3.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGIA

El almacenamiento es elemental para cualquier sistema que depende de la energía derivada del Sol o que necesita tal energía en tiempos específicos.

Para sistemas fotovoltaicos, el almacenamiento se lo hace con la ayuda de baterías (almacenamiento electroquímico). La ventaja de utilizar baterías es proveer grandes perio-

dos de almacenamiento, eficiencia moderadamente alta; las desventajas incluyen alto costo y tiempo de vida limitado por el ciclaje diario.

Debido a las variaciones temporales y diurnas de la irradiación solar, las baterías son usadas en un sistema fotovoltaico para realizar dos funciones esenciales: (1) como banco de almacenaje de energía y (2) como amortiguador de potencia.

Puesto que el arreglo fotovoltaico no es ni fuente de corriente constante ni fuente de voltaje constante. El punto de máxima potencia del arreglo varía con la irradiación solar y condiciones de temperatura así como la carga.

Si tenemos una carga cuya potencia es el 50% del valor del punto de máxima potencia al mediodía, esta carga no puede operar, pues existirá algunos periodos de tiempo en los cuales el punto de máxima potencia es menor que la potencia de dicha carga. Por la misma razón, el arreglo no puede suministrar energía a cargas con demandas pico altas durante tiempo corto, tal como el arranque de un motor.

Por otro lado las baterías son en efecto una fuente de energía de voltaje constante. Por eso en un sistema fotovoltaico actúa como un amortiguador entre la salida del arreglo y la carga, compensando las limitaciones del

arreglo y habilitando las demandas del diseño de carga (incluyendo demanda pico).

El régimen de operación de una batería en sistema fotovoltaico está determinado principalmente por: (1) temperatura de operación; (2) Razón de descarga de la batería, la cual es una función de la carga y (3) variaciones diurnas y temporales de la insolación.

Cuando la insolación es insuficiente los requerimientos de la carga son satisfechos, quitando energía almacenada en la batería. Cuando la insolación es mayor que la necesaria para la carga, el exceso es almacenado en la batería. La figura 3.6 provee un ejemplo idealizado del ciclo de trabajo anual de baterías FV representada por el

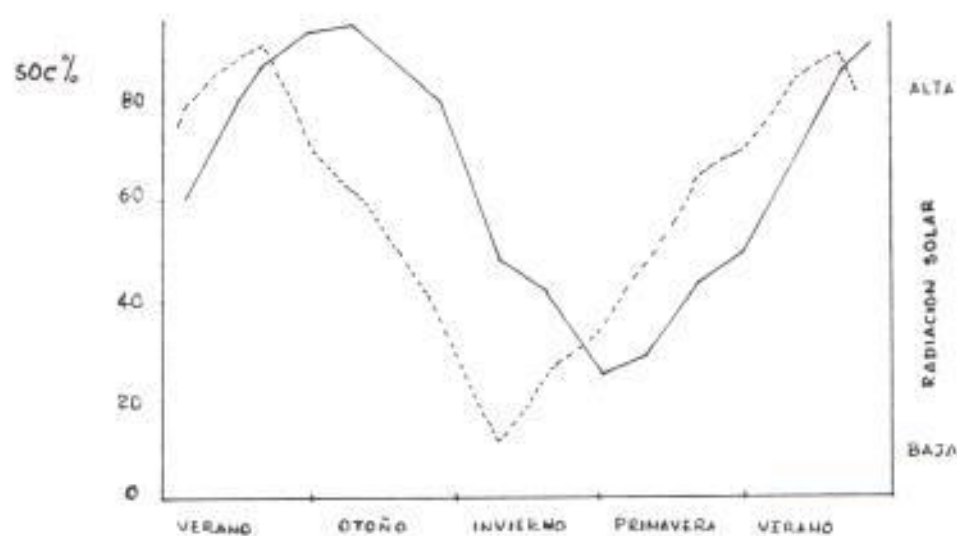


Fig. 3.6 Ejemplo del ciclo de trabajo anual de baterías de un sistema fotovoltaico.

estado de carga de la batería (SOC). El estado de carga es la capacidad de energía disponible de la batería expresada como un porcentaje de su capacidad a 25 C. De carga completa al fin del verano, la batería declina a su mínimo estado de carga por el fin del invierno, luego incrementa gradualmente en estado de carga hasta conseguir otra vez la carga pico al final del verano. La figura 3.6 se aplica para zonas con las 4 estaciones claramente diferenciadas.

Cambios anuales en el estado de carga de la batería son el resultado de variaciones continuas día a día en SOC. La figura 3.7 provee un ejemplo del ciclo de trabajo diario de una batería FV para dos días consecutivos en una parte del tiempo de primavera de la curva en la

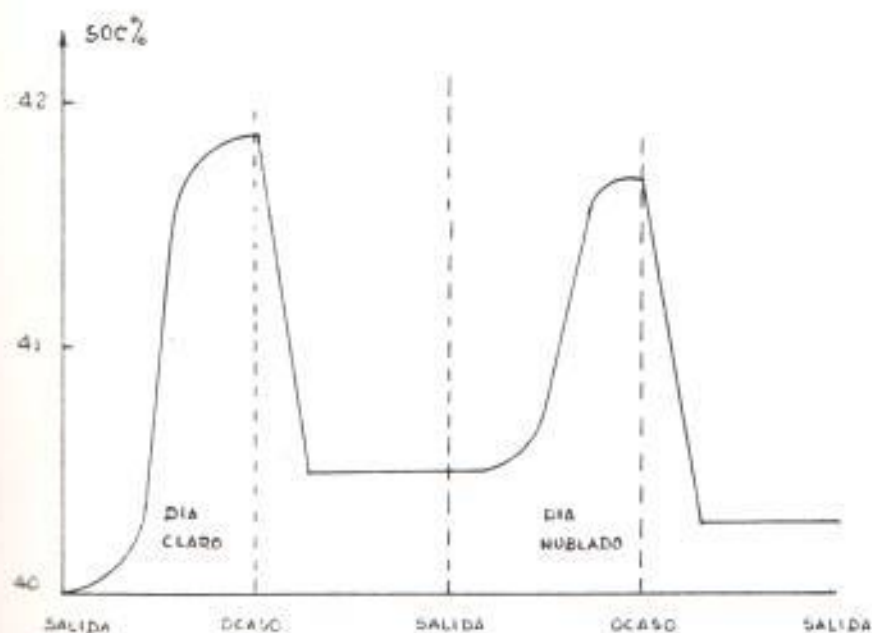


Fig. 3.7 Ejemplo del ciclo de trabajo diario de las baterías de un sistema fotovoltaico.

Figura 3.6. Durante las horas de luz se genera mayor energía que la requerida por la carga y el exceso es almacenado en la batería. Durante la noche la batería suministra los requerimientos de carga. Al fin del primer día hay una ganancia neta de 0.5% puntos en el SOC de la batería, mientras que al fin del segundo día (un día nublado) hay una pérdida de 0.2% puntos en el SOC de el día 1.

A través del año, cada incremento decrecimiento diario contribuye a producir el ciclo de trabajo anual.

Los ciclos de trabajo en los ejemplos dados son para un específico tamaño de arreglo, tamaño de batería, temperatura de operación de las baterías y perfil de carga. un cambio en cualquiera de estos factores producirá un conjunto diferente de ciclos de trabajos anual y diario. También es evidente que para un juego fijo de condiciones, el ciclo de trabajo de la batería no será idéntico año a año debido a la naturaleza estocástica de las condiciones atmosféricas.

3.2.1 CLASES DE ACUMULADORES

Varios tipos de baterías comerciales han sido perfeccionadas para satisfacer requerimientos de ciclos de trabajo especializado de diversas aplicaciones. Los tipos de baterías que han sido utilizadas por sistemas fotovoltaí-

cos son: plomo-ácido y níquel-cadmio. Debido a su alto costo, baja eficiencia y temperatura de operación limitada, las baterías Ni-Cd han sido empleadas en relativamente pocos sistemas.

La batería plomo-ácido es un sistema electroquímico plomo/ácido sulfúrico/dióxido de plomo, cuya reacción esta dada por la siguiente ecuación:



el material activo de las placas positiva y negativa (dióxido de plomo y esponja de plomo, respectivamente, en una batería cargada completamente) son generalmente soportados por una rejilla de plomo. En algunas celdas, una pequeña cantidad de antimonio o calcio es aleado con el plomo para reforzar la rejilla y prolongar su vida. Las placas son inmersas en ácido sulfúrico diluido y contenidas en una caja de plástico.

Una batería está hecha de dos o más celdas electroquímicas, interconectadas en una apropiada disposición serie/paralelo para obtener los niveles de voltaje y corriente deseados. La batería familiar de 12v, por ejemplo consiste de 6 celdas de 2v conectadas en serie. Las celdas y baterías son comunmente clasificadas en términos de su capacidad de corriente amperios-hora (Ah) o capacidad de energía (Wh). La razón de carga o descarga es la razón de flujo de corriente hacia o desde la batería,

normalizada respecto a su capacidad C . Por ejemplo la razón de descarga 10 h de una batería de 500 Ah es expresada como $500 \text{ Ah}/10 \text{ h} = 50 \text{ A} = C/10$.

Las baterías están disponibles con rejillas de plomo puro o plomo-calcio para minimizar la razón de autodescarga, pueden ser comprimadas en una variedad de tamaños desde una capacidad de 50 Ah hasta 3000 Ah y su vida útil varía desde 5 a 15 años.

Gráficos de características seleccionadas para un diseño de baterías FV representativo, se discuten a continuación.

1. Voltaje de circuito abierto vs profundidad de descarga. La profundidad de descarga (DOD) es el complemento del estado de carga. El voltaje de celda decrece casi

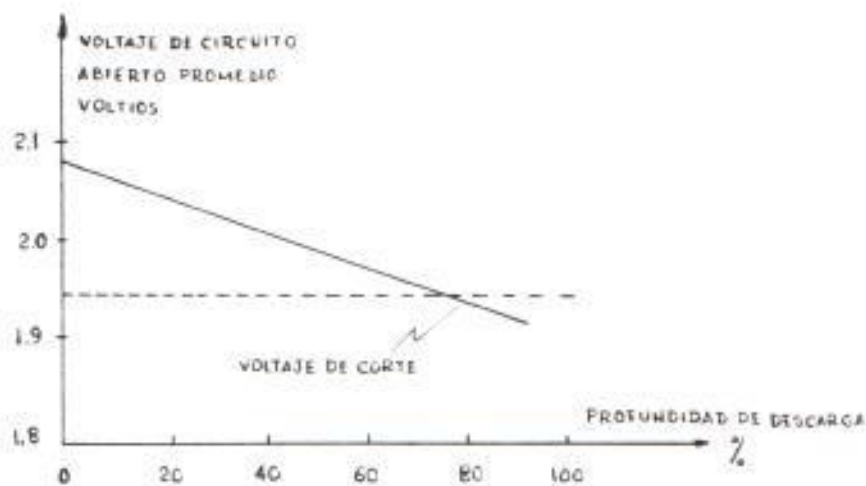


Fig. 3.8 Voltaje de circuito abierto en función de la profundidad de descarga (25 C, razón de $C/500$).

linealmente con la profundidad de descarga hasta que se alcanza un punto donde la descarga adicional resulta en una rápida reducción de voltaje, ver figura 3.8. Los fabricantes llaman a este punto descarga de corte, (en este caso 1.95 v y 75% de DOD) donde una descarga adicional puede ocasionar daño permanente en la celda. La descarga de corte es una limitación altamente significativa cuando se dimensiona una batería para sistemas FV. Si por ejemplo, se necesita una capacidad de almacenamiento de 100 Ah para los requerimientos del sistema, una capacidad de al menos 133 AH debe ser adquirida:

$$133 \text{ Ah} \times 0.75 \text{ DOD} = 100 \text{ Ah}$$

2. Capacidad disponible vs. Temperatura. Se observa en la figura 3.9 para dos razones, C/500 y C/8. La profundidad de

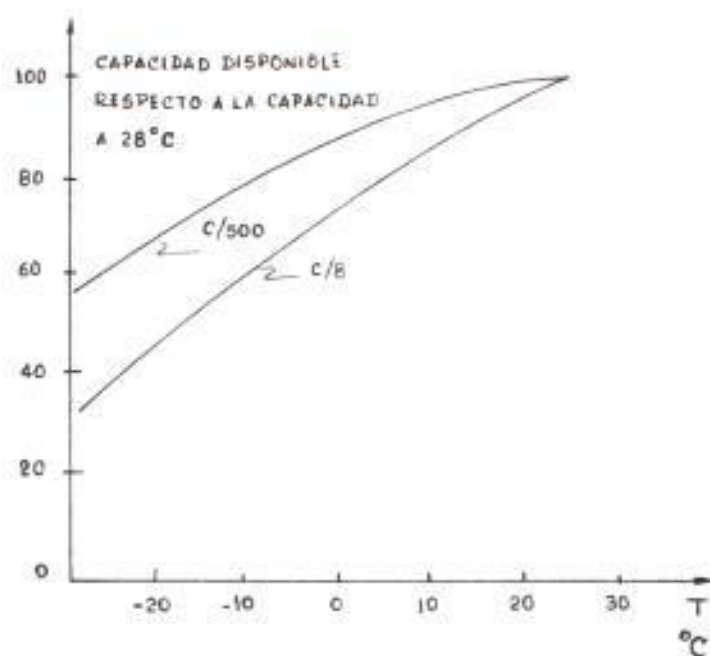


Fig. 3.9 Capacidad disponible en función de la temperatura.

descarga en la cual el voltaje de corte es alcanzado, a una razón de descarga dada, decrece con el decrecimiento de la temperatura. Además la capacidad disponible de una celda descargada en una razón dada para el voltaje de corte también decrece cuando decrece la temperatura.

3. Voltaje de carga aceptable máximo de una celda vs. Temperatura. Es lo que tenemos en la figura 3.10. Condiciones de carga adecuadas son esenciales para desarrollar

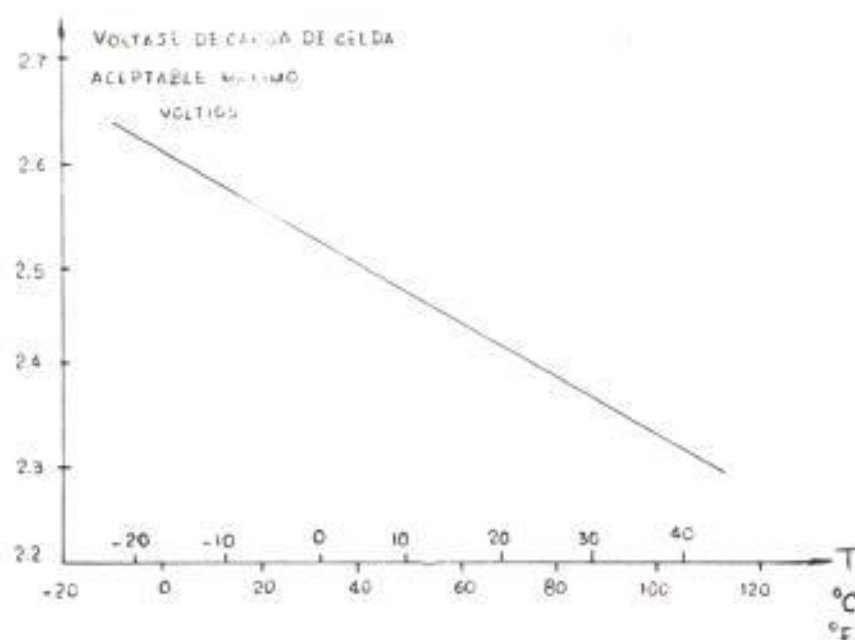


Fig 3.10 Voltaje de carga máximo en función de la temperatura

cargas eficientes y máxima vida de celdas. Cargas a una razón demasiado alta o pasar el 100% del estado de carga, ocasiona un voltaje de rizado peligroso. Este elevado voltaje ocasiona la gasificación (exceso de hidrógeno y oxígeno) que tiene varios efectos perjudiciales. La gasi-

ficación consume parte de la corriente de carga, lo cual reduce la eficiencia de carga.

El escape de hidrógeno y oxígeno constituye un peligroso explosivo y también requiere de agua adicional para mantener las placas sumergidas y mantener la concentración adecuada de electrolito. El voltaje al cual comienza la gaseificación es una función de la temperatura, así que un voltaje de carga máximo aceptable, durante el cargado normal debe ser ajustado de acuerdo a la temperatura de la celda:

Cuando se están cargando las baterías de plomo, se incrementa progresivamente su voltaje elevándose en cada celda de 2.1 a 2.4 voltios, cuando está totalmente cargada. Consecuentemente el panel solar se debe ensamblar de modo que su máximo punto de potencia se apoye en 2.1 v y su voltaje de circuito abierto en 2.4 v, ambos multiplicados por el número de celdas del acumulador. Puesto que el voltaje de funcionamiento se fija por el voltaje de la batería, éste se incrementa durante el ciclo de recarga, debido a que la subida viene acompañada por un descenso en la corriente en las celdas solares, entonces el panel solar presenta una característica de carga limitada. Aún reduciendo la intensidad de la luz, el panel solar mantiene el voltaje necesario para recargar una batería. Como la dependencia del fotovoltaje a la intensidad es

logarítmica, el voltaje de circuito abierto no disminuye más de 5 a 10%, cuando la intensidad de la luz desciende un 80%.

3.3 PROTECCION DE LOS MODULOS POR DIODO DE BLOQUEO

En los periodos de tiempo en los cuales la radiación solar permite un voltaje de salida menor que el de la batería (por ejemplo en las noches) las células solares quedan directamente polarizadas por la batería y ésta puede descargarse.

Para evitar este problema, entre panel y batería se conecta un diodo, el cual previene la descarga de la batería a través del panel. La desventaja de la presencia del diodo en el sistema FV se debe a la pérdida de potencia en el diodo cuando el panel entrega energía al sistema, por lo cual, se recomienda los diodos schottky cuyo voltaje de polarización directa es menor que el de los convencionales. Algunos fabricantes suministran el diodo de bloqueo ya montado e integrado en el panel.

Un contactor electromecánico, activado por un sensor de polaridad, elimina también éste inconveniente, con pocas pérdidas, por lo cual, es el mejor elemento de bloqueo.

3.4 REGULADOR DE VOLTAJE

Todo sistema FV, excepto aquellos de muy baja potencia y

aquellos de carga constante, requieren un regulador de voltaje, para limitar la salida del arreglo y prevenir sobrecarga y sobrecalentamiento de la batería. Los requerimientos operacionales para reguladores de sistemas FV, están determinados principalmente por la naturaleza del proceso de cargado de la batería. Idealmente el regulador cargando las baterías será capaz de ajustar la corriente de cargado para mantener la razón de carga más alta, consistente con la salida del arreglo y la demanda energética de la carga y evitando la sobresaturación por gas en la batería. Además el regulador deberá sensar el estado de carga de la batería, a la vez que desconecte las diversas cargas según cierta gerarquía, cuando sea crítico el nivel de carga.

En la figura 3.11 se muestran diversos tipos de reguladores con diversos métodos de regulación del cargado de batería de un sistema FV. Para propósito de entendimiento general, los esquemas de regulación pueden ser clasificados y descritos por el uso de tres características: (1) método de disipación de potencia, (2) método de control del regulador (pasivo o activo) y (3) fracción de salida del arreglo regulada.

Los factores que se consideran en la selección de un regulador de un sistema FV son:

1. Pérdida de potencia y calor de disipación en los

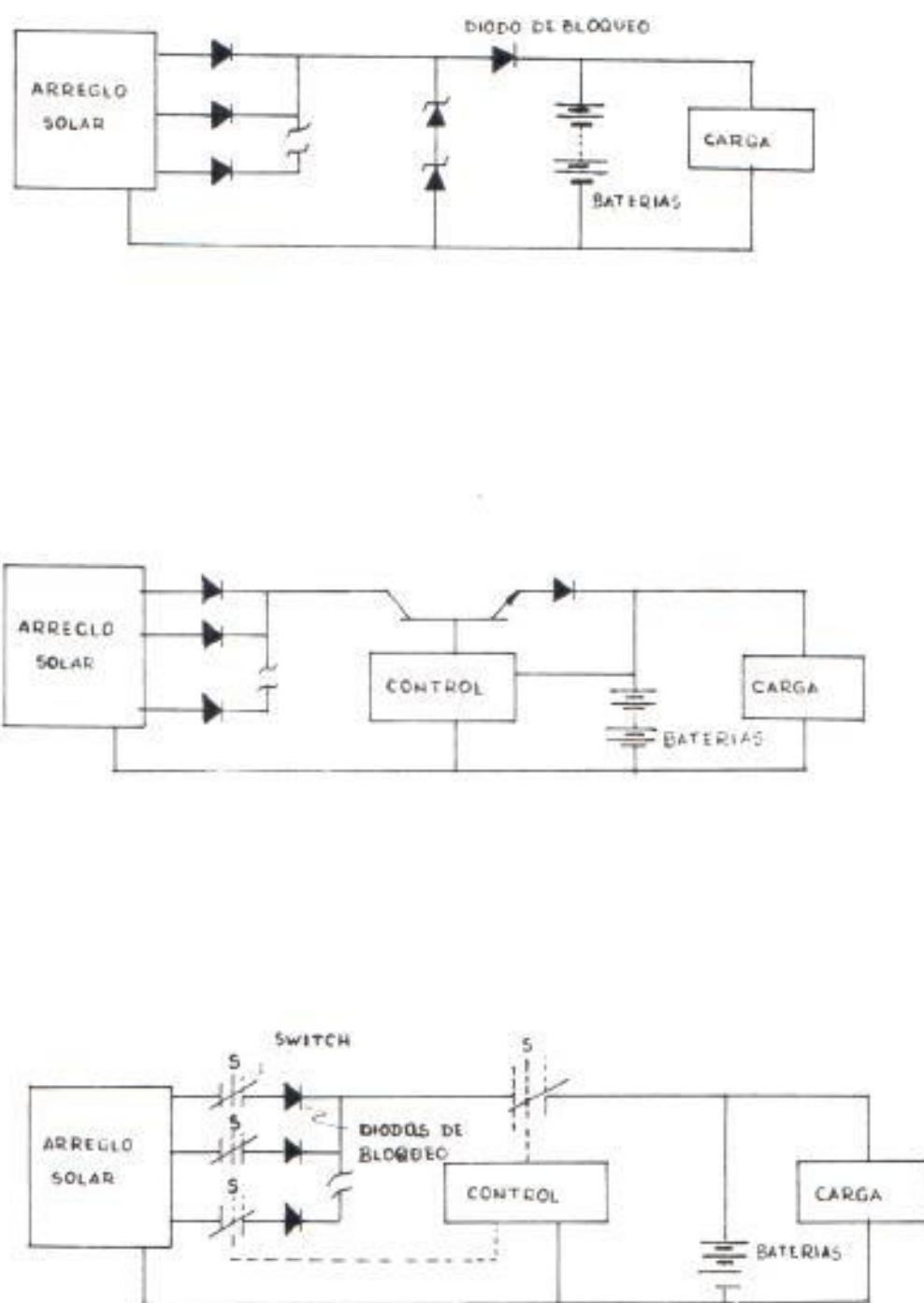


Fig. 3.11 Metodos de regulaci3n de Potencia

elementos con corriente a través de ellos. El regulador de transistor serie es el que más pérdidas genera debido a este inconveniente con valores de hasta el 10% de pérdidas.

2. Temperatura de operación. En ambientes con valores demasiado altos de temperatura los circuitos diseñados con elementos lineales como diodos, transistores, etc. se ven afectados en su punto de operación.

3. Costo. Normalmente el costo de un regulador para un sistema FV, representa una inversión del orden del 2% del costo del sistema. Por tanto evitar el regulador a expensas de la eficiencia resulta una falsa economía.

CAPITULO 4

4. DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTONOMOS

4.1 DIMENSIONADO POR EL METODO SIMPLE

Este método nos entrega un diseño preliminar del Sistema FV, evitando el carácter estadístico del problema, por lo que existirá cierto error en los resultados, éste método es importante porque nos dá un precedente para optimizaciones posteriores. Los pasos a seguir, son:

1.- Consumo medio diario en Amperios-hora AH del sistema, es el cuociente entre el consumo medio diario de energía en WH, para el voltaje de servicio

$$C = \frac{\text{LOAD (WH)}}{V_L}$$

2.- La dimensión del panel FV en Amperios, es el cuociente entre C y el Número diario de horas equivalentes de sol

$$I = 1.2 \frac{C}{H}$$

el factor 1.2 interviene para compensar pérdidas por ineficiencia debido a envejecimiento, suciedad del panel, baterías, etc.

3.- El número de módulos en serie es el cuociente, entre el voltaje de servicio o de la carga V_L para el voltaje de cada módulo.

$$NM_s = \frac{V_L}{V_m}$$

4.- El número de módulos en paralelo, es el cociente entre la corriente de servicio I y la corriente de cada módulo I_m

$$NMP = \frac{I}{I_m}$$

5.- El número de módulos necesario es entonces

$$NM = NMS \times NMP$$

6.- Determinar el ángulo de inclinación óptimo.

7.- El tamaño de la batería en AH se lo halla de la siguiente manera:

$$B = F \times C$$

donde F es el factor de dimensionado, que considera el número de días con radiación menor a la promedio diaria, la latitud y el número de horas equivalentes de sol nominal H . La siguiente tabla, relaciona a F y H .

Tabla 4.1

 Factor de dimensionado de la capacidad de almacenamiento

H	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5
F	80	40	30	25	20	15	10	5

4.2 DIMENSIONADO POR EL METODO ESTADISTICO

El promedio de potencia de salida del sistema FV, debe ser igual al consumo promedio de la carga. La cuestión a resolver es: Cuál es la probabilidad que la radiación solar recibida no satisfaga los requerimientos de carga

momentáneo. Más adelante, se presenta un procedimiento de cálculo de la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP), para responder a ésta pregunta.

Si la LOLP es demasiado alta para ser aceptada, cualquiera, el arreglo y/o el tamaño del almacenamiento pueden ser incrementados, o un sistema de emergencia puede suministrarse como un respaldo al fotovoltaico. En el último caso, el cálculo de la LOLP, indicará cuan a menudo el sistema de emergencia será usado; lo cual determinará por ejemplo cuanto combustible será necesario almacenar en el sitio para energizar al sistema de emergencia y cuan frecuentemente será remplazado.

El procedimiento que es introducido para proveer las bases para desarrollar un primer diseño para un sistema FV autónomo, incluye los siguientes pasos:

- Determinación de la carga
- Cálculo de la insolación
- Selección del tamaño del arreglo y almacenamiento
- Cálculo de la LOLP
- Cálculo del costo del ciclo de vida

El cálculo de la insolación ya ha sido explicado en detalle, por tanto, los siguientes serán tratados a continuación.

4.2.1 ESTIMACION DE LA CARGA

Las cargas individuales están caracterizadas por sus requerimientos de potencia, determinada ésta por la curva voltage-corriente y el ciclo de trabajo. El primer aspecto del análisis de carga es, definir los requerimientos de energía de la combinación de cargas a operar por el sistema de potencia. Los requerimientos de potencia, representa la máxima demanda en cualquier momento. Debido a que algunos equipos operan cíclicamente, la energía requerida es menor que la obtenida asumiendo operación tiempo completo.

Como un ejemplo, consideremos que hay tres componentes en línea de 1, 2 y 3 KW de potencia pico, con ciclos de trabajo de 40, 20 y 15% respectivamente, la probabilidad, que las tres cargas operen simultáneamente es de 1.2% como se indica en la siguiente carga. El 1.2% representa en 365 días, un total de 4 días donde la carga será de 6 KW. La probabilidad de otras combinaciones se muestran a continuación; con la demanda esperada de energía de 30.0 KWH/DIA.

Carga	Tiempo de operación
1 KW	40%
2 KW	20%
3 KW	15%

KW	Probabilidad	KWH/DIA esperado
0	$(1-.40)(1-.20)(1-.15) = .408$	0
1	$.40(1-.20)(1-.15) = .272$	6.5
2	$.2(1-.40)(1-.15) = .102$	4.9
3	$.15(1-.40)(1-.20)+.40(.20)(1-.15) = .140$	10.1
4	$.40(.15)(1-.20) = .048$	4.6
5	$.20(.15)(1-.40) = .018$	2.2
6	$(.40)(.20)(.15) = .012$	1.7
		30.0

Carga diaria total = 30.0 KWH/DIA

El factor diario de carga es $(30 \text{ KWH/DIA}) / (6 \text{ KW} \times 24 \text{ H}) = .208$ es decir, 20.8% que es equivalente a tener un promedio de 0.2 KW de carga a tiempo completo.

La capacidad para generar 6 KW, se instalará para satisfacer la carga pico, a menos que un administrador de carga sea instalado o que una probabilidad de sobrecarga de 1.2% sea aceptable.

La administración de carga incluye manipulación del número de cargas en operación en cualquier momento o el tiempo de operación. En caso de demanda pico se desconecta cargas de menor gerarquía.

Para Sistemas FV autónomos remotos, la ventaja de utilizar cargas DC (corriente directa), es que el inversor de frecuencia no es necesario lo cual economiza el costo del inversor y la capacidad adicional del arreglo FV que

compensa la ineficiencia del inversor (pérdidas). La desventaja de usar DC es que hay muy poca flexibilidad de escoger un sistema de distribución, de voltaje mayor que el de la carga, para minimizar las pérdidas en el sistema de distribución.

Considerando la regulación de voltaje, aunque la conversión de DC a AC lleva consigo una ineficiencia del 12%, la salida AC tiene una regulación relativamente buena que puede desarrollarse con el inversor dentro de los límites nominales de $\pm 5\%$; La regulación DC de una fuente DC no regulada (la combinación arreglo-batería tiene un rango de $\pm 30\%$), también incluye una ineficiencia del 12%. Entonces los beneficios de economía de potencia únicamente se obtienen con DC no regulada.

4.2.2 SELECCION DEL TAMANO DEL ARREGLO Y ALMACENAMIENTO DEL SISTEMA

Básicamente en todo dimensionamiento de sistemas FV, usado para propósitos de diseñar un modelo, es construido simulando la salida del arreglo, el ciclaje de carga-descarga de batería y cargas eléctricas. La salida del arreglo es aplicada a la demanda de carga. El exceso de la salida del arreglo es almacenada en las baterías y el exceso de demanda de carga es satisfecho por las baterías. La salida de energía de un arreglo de tamaño espe-

cífico, con las características y la eficiencia del módulo dadas, es estimada de los datos de insolación promedio para el lugar.

Para la selección del tamaño del arreglo y almacenamiento del sistema necesitamos establecer la eficiencia del sistema.

4.2.2.1 EFICIENCIA DEL SISTEMA

Es la eficiencia combinada de sus componentes que afectan la salida eléctrica del sistema cuya expresión es:

$$n_{SYS} = n_M n_B n_O \quad 4.1$$

- n_M es la eficiencia del módulo, definida en la sección 3.1.1.

- n_B es eficiencia de la batería, es definida como

$$n_B = 1 + fn(nrt - 1) \quad 4.2$$

donde:

fn es la fracción de la demanda de carga satisfecha por la batería.

nrt es la relación de la energía deliverada por la batería durante la descarga para el total de energía requerida para reestablecer el estado de carga inicial. nrt está en el rango de 75% al 80% dependiendo del ciclo de trabajo.

Como ejemplo, tenemos una carga cuya relación de demanda de carga día/noche es 1.68 kwh/2.52 kwh. La carga total

diaria es 4.2 kwh.

$$f_n = 2.52/4.20 = 0.6$$

$$n_{rt} = 0.8$$

$$n_B = 1 + 0.6(0.8 - 1) = 0.82$$

- n_0 es la eficiencia del resto de componentes del sistema, que no incluyen n_B ni n_M , como el cableado, autodescarga de la batería, degradación del módulo. Sin asumir fallas catastróficas, se considera $n_0 = 0.98$.

Mediante un conjunto de ayudas para el dimensionado del sistema, figuras 4.1, 4.2, 4.3 para la probabilidad de pérdida de carga en el peor mes de irradiación I_{wm} , 0.1%, 1% y 10% de LOLP_{wm} respectivamente. Cada figura contiene gráficos de I_d vs C_l , para 9 valores de I_{wm} . I_d , insolaración diaria promedio, requerida para satisfacer la demanda de carga, se define como sigue

$$I_d = \frac{\text{Load}}{A \cdot n_{SYS}} = \frac{L \cdot n_M}{P_t \cdot n_{SYS}}$$

donde:

A es el área del arreglo en m²

P_t potencia del arreglo en Kw a la temperatura de operación.

C_l capacidad de las baterías en Kwh por Kwh/día de carga

L demanda diaria promedio mensual en Kwh/día

Cada punto en la curva I_{wm} seleccionada, lleva un par de valores (I_d, C_l) (tamaño del arreglo, tamaño de la bate-

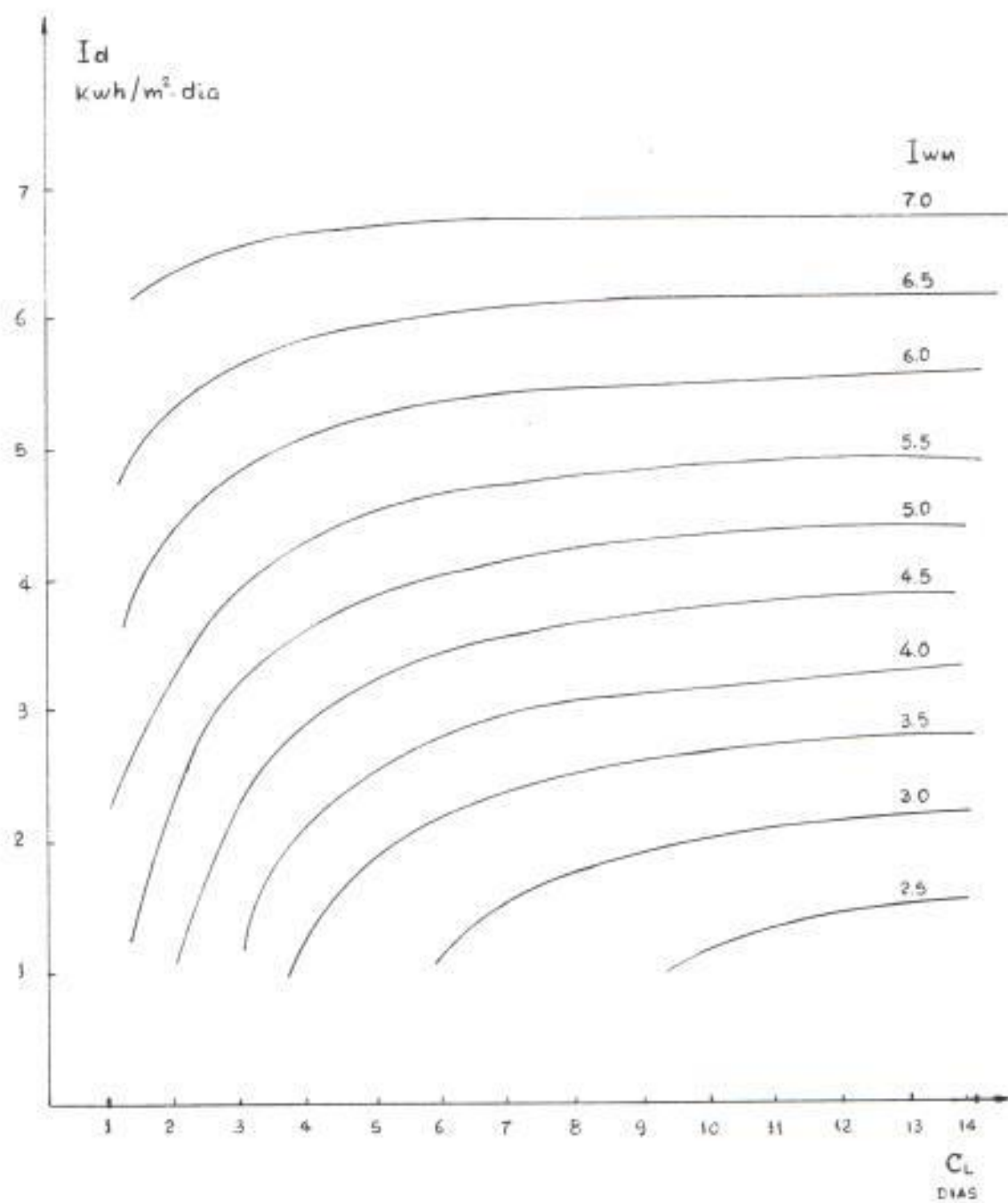


Fig. 4.1 Curva para el dimensionamiento fotovoltaico para una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) = 0.1%
WM

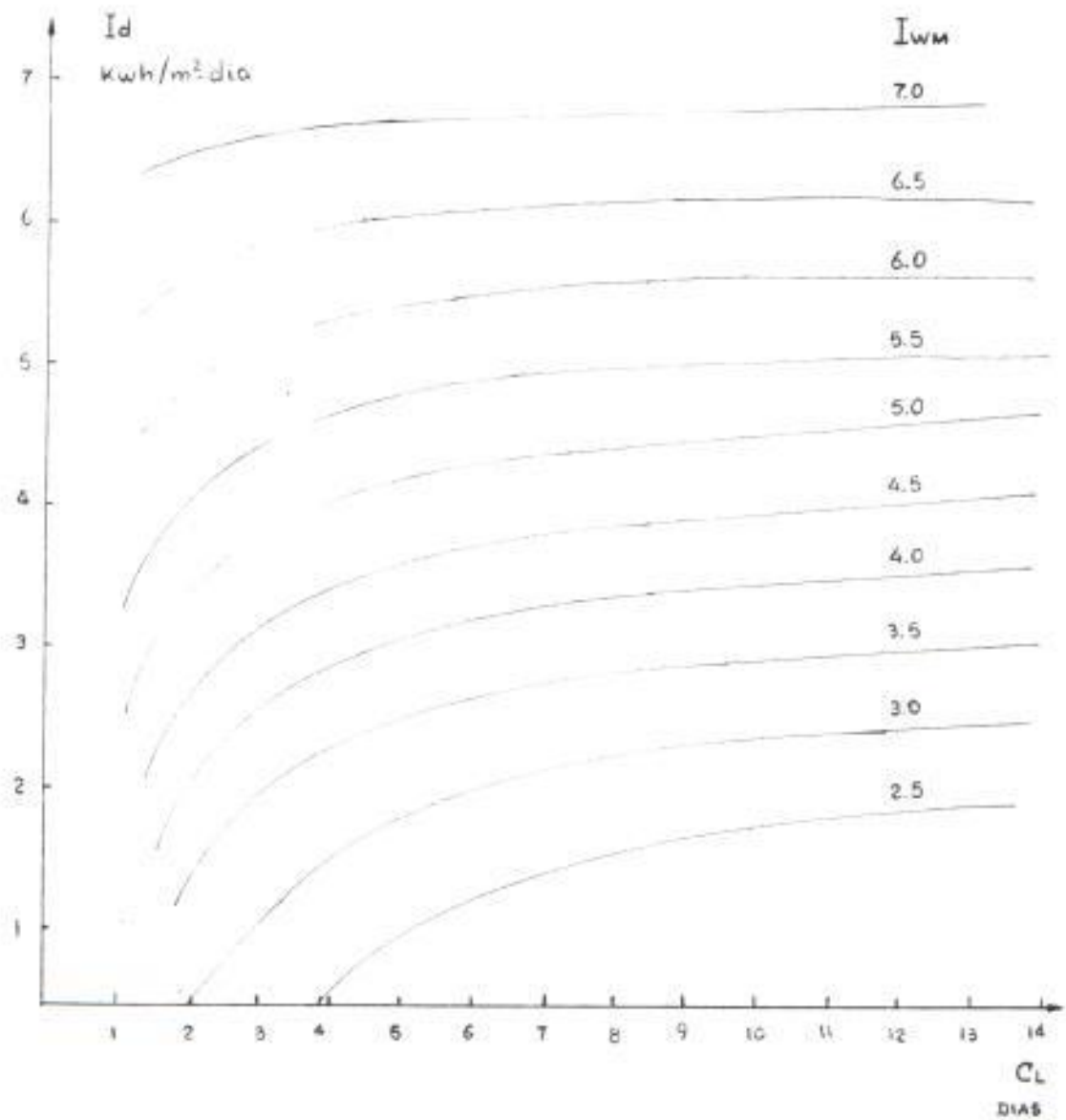


Fig. 4.2 Curva para el dimensionamiento fotovoltaico para una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) = 1% WM

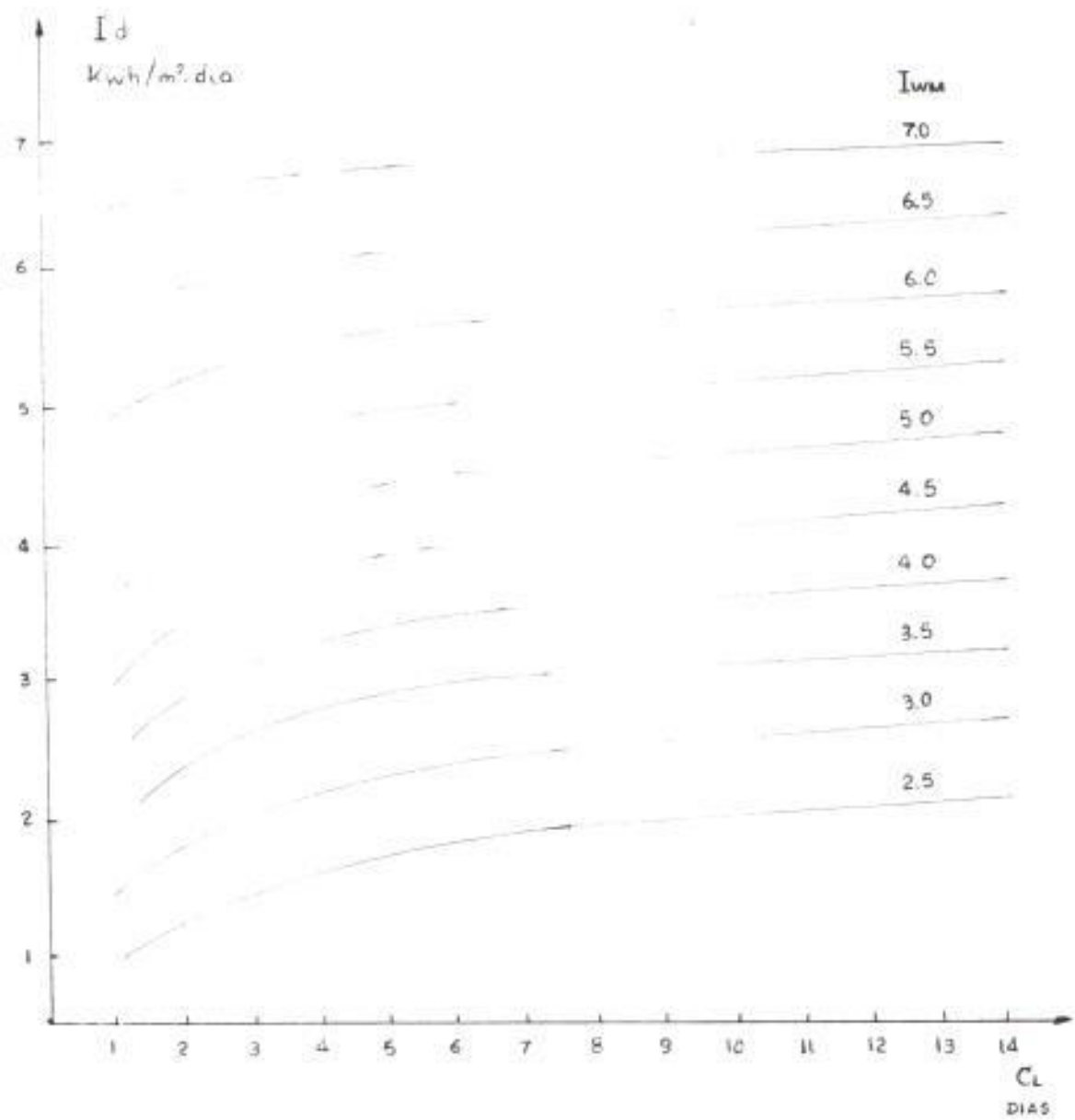


Fig. 4.3 Curva para el dimensionamiento fotovoltaico para una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) = 10%

WM

ria), para un sistema que exhibirá la LOLP deseada. Obviamente un gran número de combinaciones de tamaño de arreglo y batería, son posibles para cualquier condición de insolación y LOLP. Por razones que se discuten posteriormente, la región alrededor del codo de la curva Id-CI es la de mayor interés práctica para el dimensionado del sistema.

El uso de las curvas de dimensionamiento se lo entiende mejor a través de un par ejemplos, como los que siguen:

Considerando que la demanda promedio diaria de carga sea de $L=4.2$ Kwh/día, la fracción de la demanda de carga satisfecha por la batería, f_n es de 0.1. Las condiciones pertinentes y eficiencias son:

$$n_o=0.98$$

$$n_M=0.082 \text{ a } 45^\circ\text{C}$$

$$n_M=0.075 \text{ a } 60^\circ\text{C}$$

Coeficiente de potencia de temperatura del módulo $P_{tc}=-0.5\%/^\circ\text{C}$.

$$n_{rt}=0.8$$

$$DOD=80\%$$

$$n_{SYS}=n_M n_o (1+f_n(n_{rt}-1)) = 0.079 \text{ a } 45^\circ\text{C}$$

$$0.072 \text{ a } 60^\circ\text{C}$$

1.- Se desea que el sistema tenga una confiabilidad del 10% de LOLP, para un lugar con $I_{wm}=4.9$ Kwh/m²-día y temperatura de operación a 60°C .

Los tamaños de arreglo y batería que satisfacen estas condiciones las localizamos en el codo de la curva de la figura 4.3, para $I_{wm}=4.9$ interpolando entre las curvas 4.5 y 5.0, obtenemos el par de puntos $I_d=4.1$ y $C_i=2.8$. Cualquier otro punto en la curva dará alguna combinación diferente de I_d y C_i lo cual da una combinación de tamaño de arreglo y tamaño de batería; sin embargo todas las combinaciones cumplirá con los requerimientos de LOLP_{wm}. Los tamaños de arreglo y batería son:

$$P_{60} = 1070 \text{ w}$$

$$P_{28} = 1070(1 + (-0.005 \times 32)) = 1240 \text{ w} \quad (\text{tamaño de arreglo})$$

$$B = C/DOD = C_i/(L \cdot DOD) = 15 \text{ Kwh} \quad (\text{capacidad de las baterías})$$

2.- Determinar el tamaño de arreglo para un sistema con la misma temperatura de operación, I_{wm} , y tamaño de batería instalada, pero para una probabilidad de pérdida de carga en el peor mes LOLP_{wm} = 0.1%

$$\text{Para } C_i=2.8 \text{ y } I_{wm}=4.9 \longrightarrow I_d = 2.9$$

$$P_{60} = 1510 \text{ w}$$

$$P_{28} = 1510 \times 1.16 = 1750 \text{ w} \quad (\text{tamaño del arreglo})$$

en este par de ejemplos, observamos que para mayor confiabilidad del sistema, requerimos $(1750-1240)/1240=0.41$, un arreglo con un 41% más de área.

Para tamaños de arreglo y baterías dados para una temperatura de operación y la I_{wm} de datos.

4.2.3 PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA

Un sistema FV se lo diseña para una probabilidad de pérdida de carga (LOLP) dada, lo cual determina, la probabilidad que el sistema solar no satisfaga los requerimientos de carga momentáneo, es decir cuando el promedio de potencia de salida es menor al promedio de potencia de consumo de la carga.

El programa LOLP nos permite determinar la probabilidad de pérdida de carga para un sistema dado; de acuerdo al valor obtenido, si este es demasiado alto, para ser aceptado, ya sea el tamaño del arreglo o de las baterías deben ser incrementados.

4.3 FIABILIDAD DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO

La fiabilidad de un sistema FV autónomo es la probabilidad de que el sistema satisfaga en un día dado la función para lo que se ha sido diseñado.

La fiabilidad de un generador solar, formado por varios elementos, tal como se muestra en la figura 4.4, depende de la de cada una de sus bloques, incluyendo la insolarción.

Asumiendo que cada elemento tiene una fiabilidad F_i , independientemente del resto, la del sistema global viene dado por

$$F = F_{co} (1 - (1 - F_g)(1 - F_r F_i F_b F_c F_p F_s))$$

A su vez cada bloque podría subdividirse en subbloques para estimar su fiabilidad.

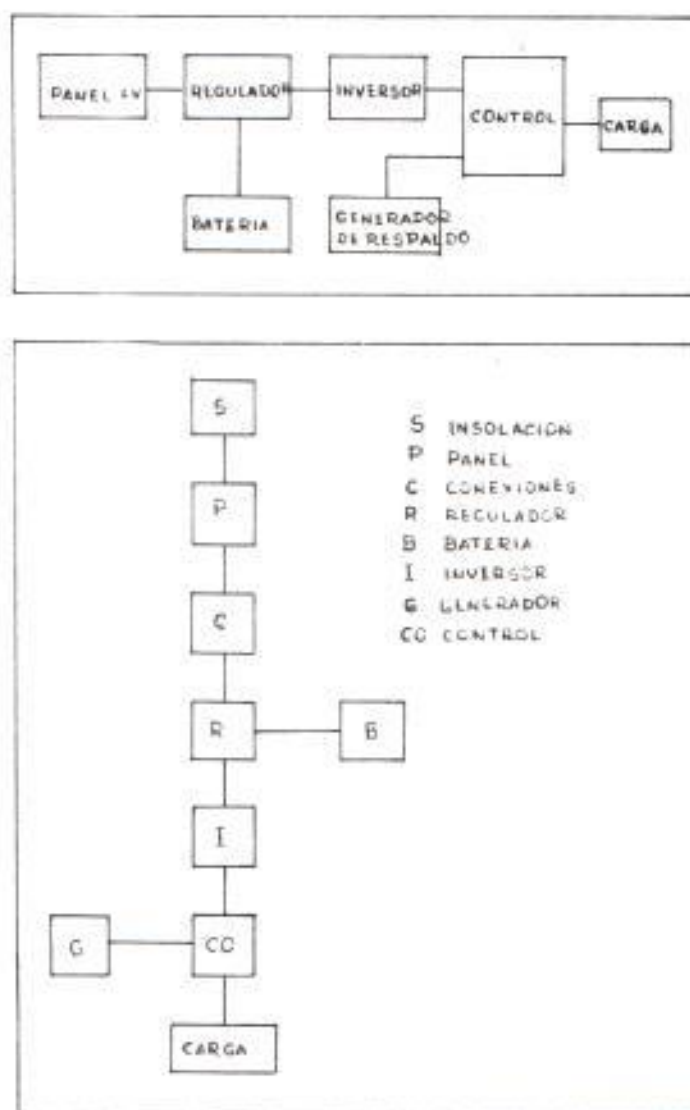


Fig. 4.4 (a) Diagrama de bloques de un sistema FV. (b) Diagrama equivalente de un sistema FV para el cálculo de fiabilidades.

La fiabilidad de la insolación que será objeto de estudio posterior, analiza la probabilidad de perder la carga como consecuencia de una falta de radiación simultánea o

un defecto de energía acumulada en la batería.

En la tabla 4.2, se recogen valores típicos de fiabilidad de distintos componentes de un sistema FV. El parámetro F_b representa la fiabilidad de la batería como un componente físico del circuito.

TABLA 4.2

ELEMENTO	FIABILIDAD
Insolación	0.99
Panel fotovoltaico	0.98
Conexiones	0.99
Regulador	0.995
Batería	0.97
Inversor	0.995
Generador de emergencia	0.95
Elemento de control	0.995

4.4 ANALISIS DE COSTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTONOMO

Una estimación preliminar del costo efectivo es el primer paso en la determinación de un sistema FV, ya sea se use o no el sistema FV, cuando hay una alternativa de fuente de energía. Esta sección provee el método para evaluar el costo del ciclo de vida, conociendo el capital, costos de operación y rendimiento del sistema. Para un sistema FV,

el costo del arreglo y el costo de las baterías son los parámetros más importantes en lo que el capital y los costos de operación recurrente son basados.

El desarrollo básico en la comparación de la economía de mercado entre los sistemas de energía FV y los sistemas de energía convencional es, determinar el costo del ciclo de vida para cada alternativa. El procedimiento costo del ciclo de vida incluye, todo el capital inicial y los gastos por toda la vida, incluyendo todos los remplazos, mantenimiento, costos de operación y combustible. Los sistemas FV requieren una gran inversión inicial, pero el costo de operación es insignificante, comparados con el consumo de combustible de un generador (alternativa típica), que requiere una modesta inversión inicial. Para cualquier alternativa de sistemas de energía, difieren ya sea en: la capacidad de respaldo, costos y escalada de precios de los consumibles y la cantidad de suministro de energía; son factores importantes en la determinación de la alternativa conveniente.

En su forma más simple, el costo del ciclo de vida, es la cantidad de dinero necesaria hoy para financiar el proyecto por su tiempo de vida, considerando la inflación y la razón de descuento. Esta cantidad es el valor presente neto del costo del ciclo de vida del proyecto, que puede ser escrito como:

$$Ccv = C_i + A_n$$

- Ccv costo del ciclo de vida
- Costo Inicial
- Valor neto anual presente

En su forma más simple el costo de ciclo de vida, es la cantidad de dinero necesaria hoy, para financiar el proyecto por su tiempo de vida.

Para determinar la inversión en un sistema FV, para comparala con la inversión en otras alternativas de generación, se debe considerar los siguientes datos.

a.) Vida del Sistema y periodo de estudio.- Un análisis de costos del ciclo de vida de un sistema, requiere conocer la duración de cada elemento que interviene en el mismo. En el caso FV, se considera la vida del panel en FV y la de la batería entre 5 y 10 años.

Debemos fijar asimismo el periodo para el cual vamos a hacer el análisis, en función de los siguientes criterios.

- Todas las alternativas se estudian en el mismo periodo base.
- Debe considerarse el valor residual de los elementos del sistema al finalizar el periodo.
- El periodo de análisis no debe exceder la vida del sistema para el cual aporta energía.

Normalmente las diversas alternativas tienen diversos tiempos de vida, por lo que debemos llegar a un acuerdo. Si por ejemplo, comparamos un sistema con una vida de 20 años con uno de 30, el periodo a considerar será 60, pues al finalizar el mismo, ambos sistemas luego de haber sufrido un número entero de reposiciones, resultan igualmente inservibles. Si la vida del sistema que necesita la energía es menor, por ejemplo 15 años, entonces éste será el tiempo considerado y tendremos en cuenta los valores residuales.

b.) **Costos iniciales del Sistema.**- Incluye los siguientes conceptos:

- Costos de materiales (panel, batería, regulador, etc)
- Costos de diseño e ingeniería
- Costos de la instalación

además se debe considerar el valor del terreno, que puede ser importante en aplicaciones de gran consumo, pero no en aplicaciones domésticas o de bajo consumo. En éste rubro se consideran gastos de nivelación, eliminación de sombras, enmallado, etc.

c.) **Costos de operación, mantenimiento y sustituciones.**- Son los gastos necesarios para mantener al sistema en operación durante el periodo base y se consideran los gastos de mantenimiento y las sustituciones en el momen-

to previsto, considerando el valor residual que toma entonces.

d.) Inflación tasa de descuento.- Se utilizan para ajustar los costos que tienen lugar en diferentes momentos a un instante tomado como referencia. Se puede aplicar 3 métodos para tratar la inflación que son:

- Suponer que todos los gastos permanecen constantes en términos de sures \$ con respecto al año base, debido a que sus aumentos son consecuencia de la inflación y por tanto no tomarla en consideración.

- Aplicar un coeficiente de deflación de precios a cada futuro gasto anual.

- Incluir la inflación en la tasa de descuento de manera que se tiene:

$$(1 + d) = (1 + i) (1 + I)$$

d - tasa nominal de descuento

i - tasa real de interés

I - inflación

4.4.1 CRITERIOS PARA DETERMINAR LA RENTABILIDAD DE UNA ALTERNATIVA ENERGETICA

Los costos de energía para los sistemas fotovoltaico FV y generador a diesel son calculados por procedimientos normales, delineados a continuación. El valor presente de

cada uno de los sistemas es el valor real ajustado por el interés que debe ser pagado entre el tiempo del actual flujo y el tiempo "presente" especificado.

VALOR PRESENTE ACTUALIZADO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

$$Vp = Ci + Cs + Com + Ccom$$

Ci costo inicial

Cs costo actualizado de las sustituciones de elementos

Com costo actualizado de operación y mantenimiento

Ccom costo actualizado de combustible

$$Ci = C_{inst} + \sum Ck$$

$$Cs = \sum \left[Ck(1-Sk) \sum_{j=1}^{nk} \left(\frac{1}{1+\lambda} \right)^{nj+1} \right]$$

$$Com = C \cdot \frac{1}{\lambda} \left[1 - \left(\frac{1}{1+\lambda} \right)^N \right]$$

donde:

Cinst son los costos de diseño e ingeniería, instalación, terreno, y otros.

Ck costo inicial de cada elemento

Cs costo actualizado de los replazos de elementos

Sk valor residual de cada elemento al ser sustituido

nk número de replazos de cada elemento en N años

C costos anuales de operación y mantenimiento

VALOR PRESENTE ACTUALIZADO DE UN SISTEMA DE GENERADOR DIESEL

$$VP = Cdg + Com + Cs + Cf$$

Cdg costo inicial del generador a diesel

Com costo actualizado de operación y mantenimiento

Cs costo actualizado de las sustituciones

Cf costo actual del combustible

$$Cs = D_0 (1 - S_k) \sum \left(\frac{1}{1 + \lambda} \right)^{\frac{N}{n_k} + 1}$$

$$Com = C \frac{1}{\lambda} \left[1 - \left(\frac{1}{1 + \lambda} \right)^N \right]$$

$$Cf = F_0 \left(\frac{1 + e}{1 - e} \right) \left[1 + \left(\frac{1 + e}{1 + \lambda} \right)^n \right]$$

D₀ costo inicial del motor diesel

C costos anuales de operación y mantenimiento

F₀ costo del combustible en el primer año

S_k valor residual del elemento al ser sustituido

e escalada de precios del combustible sobre inflación.

Valor anual del costo del ciclo de vida.- Es el valor neto actualizado convertido en anualidades idénticas pagaderas durante los N años de vida del sistema

$$A = VP \frac{\lambda}{1 - (1 + \lambda)^{-N}}$$

Costos por unidad de energía.- Es el cociente entre el valor de la anualidad y la cantidad de energía producida cada año.

Todos estos valores calculan desde diversos puntos de vista, lo que cuesta realmente la instalación, y con estos criterios se puede escoger la alternativa de suministro de energía más económica.

CAPITULO 5

5. DESARROLLO DE PROGRAMAS EN LENGUAJE PASCAL

Para el tratamiento de la información, se ha implementado diversos programas de computación, todos ellos elaborados en el lenguaje Pascal (Turbo Pascal) de las computadoras personales IBM XT y compatibles.

5.1 PROGRAMA PARA DETERMINAR LA FUNCION DE DISTRIBUCION DE LA RADIACION SOLAR

Es de utilidad práctica, el conocer la función probabilística que presenta la radiación solar terrestre en los diversos sitios de interés.

La función de distribución y la función de densidad se las obtiene por medio del programa FUNCION, utilizando aproximaciones por mínimos cuadrados, que se muestran en la tabla 5.1, estos datos se los obtiene en base a experimentos.

Datos de entrada

- latitud del lugar de interés
- radiación solar incidente promedio mensual Kwh/día
- mes a analizar
- coeficiente de reflectividad
- ángulo de inclinación del panel

Datos de salida

- FPD función probabilística de distribución
- FPDE función probabilística de densidad

A continuación presento el listado del programa

TABLA 5.1

FUNCION DE DISTRIBUCION DEL INDICE DE CLARIDAD

Kh	Kh medio				
	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7
0.04	0.073	0.015	0.001	0	0
0.08	0.162	0.070	0.023	0.008	0
0.12	0.245	0.129	0.045	0.021	0.007
0.16	0.299	0.190	0.182	0.039	0.007
0.20	0.395	0.249	0.121	0.053	0.007
0.24	0.496	0.298	0.169	0.076	0.007
0.28	0.513	0.346	0.194	0.101	0.013
0.32	0.579	0.379	0.234	0.126	0.013
0.36	0.628	0.438	0.277	0.152	0.027
0.40	0.687	0.493	0.232	0.191	0.034
0.44	0.748	0.545	0.358	0.235	0.047
0.48	0.793	0.601	0.400	0.269	0.054
0.52	0.824	0.634	0.460	0.310	0.081
0.56	0.861	0.719	0.509	0.360	0.128
0.60	0.904	0.760	0.614	0.410	0.161
0.64	0.936	0.827	0.703	0.467	0.228
0.68	0.953	0.888	0.792	0.538	0.295
0.72	0.967	0.931	0.873	0.648	0.517
0.76	0.979	0.967	0.945	0.758	0.678
0.80	0.986	0.981	0.980	0.884	0.859
0.84	0.993	0.993	0.992	0.993	0.993
0.88	0.995	0.999	0.999	0.985	0.980

```

program FUNCION(input,output);

LABEL UNO,DD5,TRES,FIN,FECHA;

VAR

DAT:FILE OF REAL;

I,N,D,F1,M1,M,M2,C...COL2,A:INTEGER;
MES:ARRAY[1..12] OF INTEGER;
FPD,FPDE,KHM,QQ,D1,ET,W,D2,VR,FILA1,COLUMN1:REAL;
A1,B1,B2,F,KD,KH,COLUMNA,FILA,H0H,Y4,K,Y2,B,
AA,X2,X1,Y1,DELTA,KHM,X7,T1,GRI,M11,TSV,GR2,M12,LH,LL,F1,TSM,
GBH,GDN,GH,TZ,RD,D1,RH,WPS,FF,HH,GD,HD:REAL;
ESP:CHAR;
LUG:STRING[20];

CONST
GSC:REAL=1353.0;
AO:REAL=2.0;
CC:REAL=7.6394;

PROCEDURE IMPRESION;
BEGIN
WRITELN('');
WRITELN('FPD=',FPD);
WRITELN('FPDE=',FPDE);
END;

```

PROCEDURE INTERPOLAR;

VAR

KH1,KH2,KH21,KH22,KH1,KH1,FF1,FF2,N1,N2,KH2:REAL;

DAT:FILE OF REAL;

F1,F2,KHM,KHM2:INTEGER;

BEGIN

ALB:=LN(DAT,'DATOS.DAT');RESET(DAT);

F1:=TRUNC(COLUMN): (DIRECCIONA LA COLUMNA DE LA MATRIZ DE DATOS)

KHM:=TRUNC(ROW): (DIRECCIONA LA FILA DE LA MATRIZ DE DATOS)

KHM2:=KHM+1;N1:=(KHM+2)/10;N2:=(KHM2+2)/10;

F2:=F1+1;FF1:=F1/10;FF2:=F2/10;

SEEK(DAT,F1+KHM*10);READ(DAT,KH1);

SEEK(DAT,F2+KHM*10);READ(DAT,KH12);

SEEK(DAT,F1+KHM2*10);READ(DAT,KH21);

SEEK(DAT,F2+KHM2*10);READ(DAT,KH22);

KH1:=KH1+(KH12-KH1)*(F-FF1)/(FF2-FF1);

KH2:=KH21+(KH22-KH21)*(F-FF1)/(FF2-FF1);

KH:=KH1+(KH2-KH1)*(KHM-N1)/(N2-N1)

END;

PROCEDURE INTERPOL1;

VAR

KH1,KH2,KH21,N1,N2,KH22,KH1,KH2:REAL;

DAT:FILE OF REAL;

F1,F2,KHM,KHM2:INTEGER;

BEGIN

ASSIGN(DAT,'DATOS.DAT');RESET(DAT);

KHM1:=TRUNC(KHM*10-2);{DIRECCIONA LA FILA DE LA MATRIZ DE DATOS}

KHM2:=KHM1+1;N1:=(KHM1+2)/10;N2:=(KHM2+2)/10;

SEEK(DAT,KHM1*11-1);READ(DAT,KH1);

SEEK(DAT,KHM2*11-1);READ(DAT,KH2);

KH:=(KH1)+(KH2-KH1)*(KHM-N1)/(N2-N1)

END;

PROCEDURE INTERPOL;

VAR

KH1,KH2,KH21,FF2,KH1,FF1,FF2,KH2:REAL;

DAT:FILE OF R; ;

F1,F2,KHM1,KHM2:INTEGER;

BEGIN

ASSIGN(DAT,'DATOS.DAT');RESET(DAT);

F1:=TRUNC(COLUMNA); {DIRECCIONA LA COLUMNA DE LA MATRIZ DE DATOS}

F2:=F1+1;FF1:=F1/10;FF2:=F2/10;

SEEK(DAT,F1+KHM1*11-10);READ(DAT,KH1);

SEEK(DAT,F2+KHM1*11-10);READ(DAT,KH2);

KH:=(KH1)+(KH2-KH1)*(F-FF1)/(FF2-FF1)

END;

PROCEDURE CALCULO;

BEGIN

B2:=WPS*180/P1-90;

KD:=0.775+0.00606*B2-(0.505+0.00456*B2)*COS(114.6*(KHM-0.9)*P1/180);

FPDE:=KD*HMM;

FPD:=HMM;

IMPRESION

END;

BEGIN

ASSIGN(DAT,'DATOS.DAT');RESET(DAT);

FECHA:CLRSCL;

WRITE('LUGAR: ');HLADLN(LUG);

WRITELN('INGRESE LA FECHA');

WRITE('DIA: ');READ(D);WRITE(' MES: ');READ(M);WRITE(' AÑO: ');READ(A);

GOTOXY(1,2);CLREOL;GOTOXY(1,3);CLREOL;

IF ((M<1) OR (M>12)) OR (D<1) OR (D>31) OR (A<1) THEN GOTO FECHA;

IF (M=2) AND (FRAC(A/4)<>0) THEN IF D>28 THEN GOTO FECHA;

IF (M>2) AND (FRAC(A/4)=0) THEN N:=1 ELSE N:=0;

MES[1]:=31;MES[2]:=28;MES[3]:=31;MES[4]:=30;MES[5]:=31;MES[6]:=30;

MES[7]:=31;MES[8]:=31;MES[9]:=30;MES[10]:=31;MES[11]:=30;MES[12]:=31;

FOR I:=1 TO (M-1) DO N:=N+MES[I];

qq:=mes[M];

N:=N+D;DIN:=N-1;WRITELN('');

GOTOXY(49,2);WRITE('LONGITUD:');

GOTOXY(44,3);WRITE('GRADOS:');GOTOXY(46,4);READ(GR1);

GOTOXY(53,3);WRITE('MINUTOS:');GOTOXY(55,4);READ(MI1);


```

GOTOXY(68,2);WRITE('LATITUD: ');GOTOXY(64,3);WRITE('GRADOS:');
GOTOXY(66,4);READ(GR2);GOTOXY(73,3);
WRITE('MINUTOS:');GOTOXY(75,4);READ(MI2);GOTOXY(1,5);
WRITE('LONGITUD DEL MERIDIANO PROXIMO: GRADOS: ');READ(LH);
GOTOXY(1,5);CLREOL;GOTOXY(44,5);
WRITE('IRRADIANCIA GLOBAL DIARIA: ');READ(HHM);
GOTOXY(44,6);WRITE('FECHA: ',D,'/',M,'/',A);WRITELN('');WRITELN('');
LL=(GR1+MI1)/60.0;
FI=(GR2+MI2)/60.0;
DI:=2*PI*DIN/365.25;
D2:=2*PI*(DIN-80)/365.25;
X1:=SIN(23.45*PI/180.0)*SIN(D2);
Y1:=SQRT(1-X1*1);
DELTA:=ARCTAN(Y1/X1);
FI:=FI*PI/180;
Y4:=-X1/Y1)*sin(FI)/cos(FI);
K:=0.0;
WHILE K<360 DO
    BEGIN
        IF (COS(K*PI/180)-Y4)<0.000001 THEN GOTO 780;
        K:=K+0.2
    END;
UNO:
WPS:=K*PI/180;
AA:=CC*GSC*(1.0+0.0334*COS(2*PI*(DIN-1)/365.25));
HOH:=AA*COS(FI)*COS(DELTA)*(SIN(WPS)-WPS*COS(WPS));

```

KHM:=HHM/HOH;B:=0;

WRITELN;

DOS:

WRITELN('DIA # REPRESENTATIVO DE LAS CONDICIONES MEDIAS DEL MES ');

CALCULO;

FIN:END.

5.2 PROGRAMA PARA DETERMINAR LA ENERGIA ELECTRICA DESARROLLADA EN UNA SUPERFICIE A CUALQUIER INCLINACION A PARTIR DE LA RADIACION MEDIA MENSUAL

Este es uno de los más importantes de los programas, debido a la necesidad del mismo pues en él se desarrollaron un gran número de procesos matemáticos engorrosos.

El programa presenta algunos requerimientos de datos por parte del usuario de acuerdo a qué tipo de salida se desee. Las salidas del programa son datos de la energía desarrollada en una superficie en Wh/m^2 , además permite obtener los valores de radiación directa, radiación difusa y datos de irradiación instantáneos.

Datos de entrada

- Lugar
- Fecha en dígitos dd-mm-aa
- Longitud en grados y minutos
- Longitud del meridiano próximo
- Latitud en grados y minutos
- Irradiancia global diaria promedio mensual Kwh/m^2 día
- Especificar si el día representa las condiciones medias del mes o el número de días con radiación total menor a la global diaria promedio mensual
- Para obtener datos instantáneos, se selecciona la opción correspondiente y se especifican datos adicio-

nales, respecto a la hora.

Datos de salida

- Radiación directa en Wh/m²
- Radiación difusa en Wh/m²
- Irradiancia directa instantánea en W/m²
- Irradiancia difusa instantánea en W/m²

A continuación se detalla el listado del programa, al cual se lo ha denominado SUNSHINE.

```

program SUNSHINE(input,output);
LABEL 780,880,890,660,FIN,FECHA;
VAR
DAT:FILE OF REAL;
I,N,D,F1,M1,M,K2,COL1,COL2,A:INTEGER;
MES:ARRAY(1..12) OF INTEGER;
AA,Y2,X1,Y1,DELTA,HMP,X7,T1,GR1,M11,TSV,GR2,M12,LH,LL,F1,TSM,
VHM,D2,D1,E1,W,D2,VA,FILA1,COLUMN1:REAL;
A1,B1,B2,F,KD,KH,COLUMNA,FILA,MDH,Y4,K,Y2,B,
GBH,GDN,GH,TZ,RO,D1N,RH,WPS,FF,HH,GD,HD:REAL;
ESP:CHAR;
LUG:STRING(20);
CONST
GSC:REAL=1353.0;
AO:REAL=2.0;
CC:REAL=7.6394;
PROCEDURE TIEMPO;
(CONVERSION DE MEDIAS DIARIAS A PROBABLES HORARIOS: IRRADIANCIA)
BEGIN
WRITE(' TIEMPO OFICIAL: ');READ(T1);
TSM:=T1-12.0-(LL-LH)/15.0-AO;
ET:=-0.1236*SIN(D1)+0.0043*COS(D1)-0.1539*SIN(2.0*D1)-0.0608*COS(2.0*D1);
TSV:=ET+TSM;
M:=PI*TSV/12.0;

```



```

Y2:=COS(F1)*COS(DELTA)*COS(W)+SIN(F1)*SIN(DELTA);
X2:=SQRT(1-Y2*Y2);
TZ:=ARCTAN(X2/Y2);
A1:=0.409+0.5016*SIN(WPS-PI/3);
B1:=0.6609-0.4767*SIN(WPS-PI/3);
RD:=(COS(W)-COS(WPS))/(DC*(SIN(WPS)-WPS*COS(WPS)));
RH:=RD*(A1+B1)*COS(H);
GD:=RD*HD;
GH:=RH*HH;
GBH:=GH-GD;
GDN:=GBH/COS(TZ);WRITELN(' ');
WRITELN('GH=',GH,' WATTS/M');
WRITELN('GD=',GD,' WATTS/M');
END;

```

PROCEDURE IMPRESSION;

BEGIN

WRITELN(' ');WRITELN('GH=',GH,' WATTS/M');

WRITELN('GD=',GD,' WATTS/M');

WRITELN('HH=',HH,' WATTS-HORA/M');

WRITELN('HD=',HD,' WATTS-HORA/M');

END;

PROCEDURE INTERPOLAR;

VAR

KH11,KH12,KH21,KH22,KH1,FF1,FF2,N1,N2,KH2:REAL;

DAT:FILE OF REAL;

```
F1,F2,KM1,KM2:INTEGER;
```

```
BEGIN
```

```
ASSIGN(DAT,'DATOS.DAT');RESET(DAT);
```

```
F1:=TRUNC(COLUMNA); (DIRECCIONA LA COLUMNA DE LA MATRIZ DE DATOS)
```

```
KM1:=TRUNC(KM*10-1); (DIRECCIONA LA FILA DE LA MATRIZ DE DATOS)
```

```
KM2:=(KM1+1);N1:=(KM1+2)/10;N2:=(KM2+2)/10;
```

```
F2:=F1+1;FF1:=F1; FF2:=F2/10;
```

```
SEEK(DAT,F1+KM1*10-10);READ(DAT,KH1);
```

```
SEEK(DAT,F2+KM1*10-10);READ(DAT,KH12);
```

```
SEEK(DAT,F1+KM2*10-10);READ(DAT,KH21);
```

```
SEEK(DAT,F2+KM2*10-10);READ(DAT,KH22);
```

```
KH1:=(KH11+(KH12-KH11)*(F-FF1)/(FF2-FF1));
```

```
KH2:=(KH21+(KH22-KH21)*(F-FF1)/(FF2-FF1));
```

```
KH:=(KH1+(KH2-KH1)*(KM-N1)/(N2-N1))
```

```
END;
```

```
PROCEDURE INTERPOL1;
```

```
VAR
```

```
KH11,KH12,KH21,N1,N2,KH22,KH1,KH2:REAL;
```

```
DAT:FILE OF REAL;
```

```
F1,F2,KM1,KM2:INTEGER;
```

```
BEGIN
```

```
ASSIGN(DAT,'DATOS.DAT');RESET(DAT);
```

```
KM1:=TRUNC(KM*10-2); (DIRECCIONA LA FILA DE LA MATRIZ DE DATOS)
```

```
KM2:=(KM1+1);N1:=(KM1+2)/10;N2:=(KM2+2)/10;
```

```
SEEK(DAT, KHM*F+11-1); READ(DAT, KH11);
```

```
SEEK(DAT, KHM*F+11-1); READ(DAT, KH21);
```

```
KH=(KH11+(KH21-KH11)*(FHM-N1)/(N2-N1))
```

```
END;
```

```
PROCEDURE INTERPOL;
```

```
VAR
```

```
F1, F2, KHM, FHM: INTEGER;
```

```
DAT: FILE OF REAL;
```

```
F1, F2, KHM, FHM: INTEGER;
```

```
BEGIN
```

```
ASSIGN(DAT, DAT(S, DAT)); RESET(DAT);
```

```
F1:=TRUNC(COLUMNA); RECCIONA LA COLUMNA DE LA MATRIZ DE DATOS
```

```
F2:=F1+1; FF1:=F1/10; FF2:=F2/10;
```

```
SEEK(DAT, F1+KHM*11-10); READ(DAT, KH11);
```

```
SEEK(DAT, F2+KHM*11-10); READ(DAT, KH21);
```

```
KH:=KH11+(KH21-KH11)*(F-FF1)/(FF2-FF1)
```

```
END;
```

```
PROCEDURE PROM;
```

```
BEGIN
```

```
B2:=WPS*180/P1-90;
```

```
KD:=0,775+0,00606*B2-(0,505+0,00456*B2)*COS(114,6*(KHM-0,9)*P1/180);
```

```
HU:=KD*HMM;
```

```
HH:=HMM;
```

IMPRESION

END;

BEGIN

ASSIGN(DAT, 'DATOS.DAT'); RESET(DAT);

FECHA: CLRSCR;

WRITE('LUGAR: '); READLN(LUG);

writeIn('INGRESE LA FECHA');

WRITE('DIA: '); READ(D); WRITE(' MES: '); READ(M); WRITE(' AÑO: '); READ(A);

GOTOXY(1,2); CLREOL; GOTOXY(1,3); CLREOL;

IF ((M<1) OR (M>12)) OR (D<1) OR (D>31) OR (A<1) THEN GOTO FECHA;

IF (M=2) AND (FRAC(A/4)>0) THEN IF D>28 THEN GOTO FECHA;

IF (M=2) AND (FRAC(A/4)=0) THEN N:=1 ELSE N:=0;

MES[1]:=31; MES[2]:=28; MES[3]:=31; MES[4]:=30; MES[5]:=31; MES[6]:=30;

MES[7]:=31; MES[8]:=31; MES[9]:=30; MES[10]:=31; MES[11]:=30; MES[12]:=31;

FOR I:=1 TO (M-1) DO N:=N+MES[I];

QQ:=MES[M];

N:=N+D; DIN:=N-1; WRITELN('');

GOTOXY(49,2); WRITE('LONGITUD:');

GOTOXY(44,3); WRITE('GRADOS:'); GOTOXY(46,4); READ(GR1);

GOTOXY(53,3); WRITE('MINUTOS:'); GOTOXY(55,4); READ(MI1);

GOTOXY(68,2); WRITE('LATITUD: '); GOTOXY(64,3); WRITE('GRADOS:');

GOTOXY(66,4); READ(GR2); GOTOXY(73,3);

WRITE('MINUTOS:'); GOTOXY(75,4); READ(MI2); GOTOXY(1,5);

WRITE('LONGITUD DEL MERIDIANO PROXIMO: GRADOS: '); READ(LH);

GOTOXY(1,5); CLREOL; GOTOXY(44,5);

WRITE('IRRADIANCIA GLOBAL DIARIA: '); READ(HHM);

```
GOTOXY(44,6);WRITE('FECHA: ',D,'/',M,'/',A);WRITELN('');WRITELN('');
```

```
LL:=GR1+MI1/60,0;
```

```
FI:=GR2+MI2/60,0;
```

```
D1:=2*PI*D1N/365,25;
```

```
D2:=2*PI*(D1N-80)/365,25;
```

```
X1:=SIN(23,45*PI/180,0)*SIN(D2);
```

```
Y1:=SQRT(1-X1*X1);
```

```
DELTA:=ARCTAN(X1/Y1);
```

```
F1:=FI*PI/180;
```

```
Y4:=-(|x1/y1|*sin(f1)-cos(F1));
```

```
K:=0,0;
```

```
WHILE K<360 DO
```

```
  BEGIN
```

```
    IF (COS(K*PI/180)-Y4)<0,000001 THEN GOTO 780;
```

```
    K:=K+0,2
```

```
  END;
```

```
780:
```

```
  WPS:=K*PI/180;
```

```
  AA:=CC*GSC*(1,0+0,0334*COS(2*PI*(D1N-1)/365,25));
```

```
  HDH:=AA*COS(F1)*COS(DELTA)*(SIN(WPS)-WPS*COS(WPS));
```

```
  KHM:=HM/HDH; B:=0;
```

```
  WRITELN;
```

```
880:
```

```
  WRITELN('ESPECIFICACIONES SOBRE EL DIA ');
```

```
  WRITELN('CANTIDAD DE DIAS CON RADIACION DIARIA TOTAL');
```

```

WRITELN('MENOR A LA IRRADIANCIA GLOBAL DIARIA (HHM)');
WRITELN('DIA REPRESENTATIVO DE LAS CONDICIONES MEDIAS DEL MES....1');
WRITELN('DIAS CON RADIACION DIARIA TOTAL MENOR A HHM.....2');
READLN(FF);
IF (FF<1) OR (FF>2) THEN GOTO 880;
IF FF=1 THEN PROM;

890: WRITE('NUMERO DE DIAS CON RADIACION DIARIA TOTAL MENOR A HHM: ');
READLN(FF);
IF (FF<0) OR (FF>31) THEN GOTO 890;
F:=FF/90;
FILA:=KHM*10-2;FILA1:=FRAC(FILA);
COLUMNA:=F*10;COLUMNA1:=FRAC(COLUMNA);
IF (FILA1<>0) AND (COLUMNA1<>0) THEN INTERPOLAR;
IF (FILA1<>0) AND (COLUMNA1=0) THEN INTERPOL1;
IF (FILA1=0) AND (COLUMNA1<>0) THEN INTERPOL2;
IF (FILA1=0) AND (COLUMNA1=0) THEN
  BEGIN
    SEEK(DAT,F+KHM*11-10);
    READ(DAT,KH)
  END;
IF KH<0.17 THEN KD:=0.99 ELSE
KD:=1.188 -2.272*KH+9.473*KH*KH-21.856*KH*KH*KH+14.648*KH*KH*KH*KH;
HH:=KH*HDH;
HD:=KD*HH;
GH:=RH*HH;
GD:=RD*HD;

```


IMPRESION;

660:

WRITELN('DESEA RESULTADOS PARA IRRADIANCIAS HORARIAS? S/N ');READ(ESP);

WRITELN('');

IF (ESP='S') OR (ESP='s') THEN TIEMPO;

WRITELN('DESEA LOS RESULTADOS PARA OTRAS ESPECIFICACIONES DEL DIA? S/M');

READLN(ESP); IF (ESP='S') OR (ESP='s') THEN BEGIN CLRSCR;GOTO 880 END;

FIN:END.

5.3 PROGRAMA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

La potencia del panel fotovoltaico a la temperatura de operación del mismo y a temperatura en condiciones normales (25°C), el área que tendrá ese arreglo y la capacidad de las baterías se lo determina mediante el programa MODUL, cuyas variables de entrada y salida son las siguientes:

Datos de entrada

- Demanda diaria promedio de carga kwh/día
- Probabilidad de pérdida de carga
- Insolatione diaria promedio Id
- Eficiencia del módulo en condiciones normales
- Fracción de la carga satisfecha por la batería
- Factor nrt de la batería
- Eficiencia del resto de elementos del sistema
- Profundidad de descarga de las baterías
- Capacidad de las baterías Cl en Kwh/Kwh/día
- Temperatura de operación

Datos de salida

- Potencia del arreglo a la temperatura de operación W
- Potencia del arreglo en condiciones normales en W
- Área del arreglo en m²
- Capacidad de las baterías en Kwh

```

PROGRAM MODULO(input,output)

LABEL START;

VAR
L,LOLP,Id,nM),nM,fn,nrt,no,DOD,C1,T,nSYS),nSYS),Pt1,Pt,B,A:REAL;

BEGIN

WRITE('DEMANDA DIARIA PROMEDIO DE CARGA KWH/DIA      ');READLN(L);
WRITE('PROBABILIDAD DE PERDIDA DE CARGA  LOLP      ');READLN(LOLP);
WRITE('INSOLACION DIARIA PROMEDIO Id              ');READLN(Id);
WRITE('EFICIENCIA DEL MODULO nM A 28 C              ');READLN(nM);
WRITE('FRACCION DE CARGA CUBIERTA POR BATERIA fn     ');READLN(fn);
WRITE('FACTOR nrt DE LA BATERIA                      ');READLN(nrt);
WRITE('EFICIENCIA DEL RESTO DE ELEMENTOS DEL SISTEMA ');READLN(no);
WRITE('PROFUNDIDAD DE DESCARGA DE LAS BATERIAS DOD   ');READLN(DOD);
WRITE('CAPACIDAD DE LAS BATERIAS C1 EN KWH/KWH/DIA   ');READLN(C1);
WRITE('TEMPERATURA DE OPERACION                       ');READLN(T);

nM:=nM*(1+(-0.005)*(T-28))
nSYS:=nM*no*(1+fn*(nrt-1))
nSYS:=nM*no*(1+fn*(nrt-1))

Pt1:=L*nM/(Id*nSYS)
Pt:=L*nM/(Id*nSYS)
B:=C1/(L*DOD)
A:=L/(Id*nSYS)

WRITE('');

WRITE('POTENCIA DEL ARREGLO A LA TEMPERATURA DE OPERACION :',Pt1,'W');
WRITE('POTENCIA DEL ARREGLO EN CONDICIONES NORMALES      :',Pt,'W');

```

```
WRITE('CAPACIDAD DE LAS BATERIAS',B,'KWH');  
WRITELN('DESEA INGRESAR OTROS DATOS? S/N:');  
READLN(ESP);  
IF (ESP='S') OR (ESP='s') THEN BEGIN CLRSCR;GOTO START END;  
  
END.
```

5.4 PROGRAMA PARA EL ANALISIS DE COSTOS, FIABILIDAD Y RENTABILIDAD DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

El presente programa nos permite observar la alternativa fotovoltaica desde el punto de vista económico, lo cual nos habilita a decidir con mejor criterio su conveniencia.

Datos de entrada

- Vida del sistema en años.
- Período de estudio en años.
- Número de componentes del sistema.
- Costos de diseño e ingeniería.
- Costos de instalación.
- Costo del terreno.
- Costos varios.
- Costos anuales de operación y mantenimiento.
- Costos de combustible (si tiene respaldo de un generador a diesel).
- Cantidad de combustible consumido en un año.
- Tasa de descuento.
- Inflación general.
- Escalada de precios del combustible sobreinflación.
- Costo inicial de cada elemento.
- Número de sustituciones de los elementos en N años.
- Valor residual de cada elemento al ser sustituido.

Datos de salida

- Valor presente del ciclo de vida
- Valor anual del costo del ciclo de vida
- Costo Inicial total

En las páginas siguientes se encuentra el listado del programa COSMOS.


```
program costos(input,output);
```

```
(programa de analisis de costos)
```

```
VAR
```

```
  V,N,SI,CI,CIT,CDI,CINS,CT,CO:REAL;
```

```
  AN,VP,CCOM,CAQ,ISS,CS,TI,COM,CC,Q,D,I,E,COE:REAL;
```

```
  K,J,NE,N1:INTEGER;
```

```
begin
```

```
  clrscr;WRITE('VIDA DEL SISTEMA (AÑOS): ');READLN(V);
```

```
  WRITE('PERIODO DE ESTUDIO(AÑOS): ');READLN(N);
```

```
  WRITE('NUMERO DE EQUIPOS DEL SISTEMA: ');READLN(NE);
```

```
  WRITE('COSTE DE DISEÑO E INGENIERIA: ');READLN(CDI);
```

```
  WRITE('COSTE DE INSTALACION: ');READLN(CINS);
```

```
  WRITE('COSTE DEL TERRENO: ');READLN(CT);
```

```
  WRITE('OTROS COSTES: ');READLN(CO);
```

```
  WRITELN('COSTES ANUALES DE OPERACION');
```

```
  WRITE('Y MANTENIMIENTO: ');READLN(COM);
```

```
  WRITE('COSTES DE COMBUSTIBLE: ');READLN(CC);
```

```
  WRITELN('CANTIDAD DE COMBUSTIBLE CONSUMIDO');
```

```
  WRITE('EN UN AÑO: ');READLN(Q);
```

```
  WRITE('TASA DE DESCUENTO: ');READLN(D);
```

```
  WRITE('INFLACION GENERAL: ');READLN(I);
```

```
  WRITELN('ESCALADA DE PRECIOS DEL COMBUSTIBLE');
```

```
  WRITE('SOBRE INFLACION: ');READLN(E);
```

```
  TI:=(1+D)/(1+I)-1;     (TASA REAL DE INTERES)
```

```
  C1:=0.0;
```

```
  CS:=0.0;CLRSCR;
```

```

FOR K:=1 TO NE DO
BEGIN
WRITE('COSTE INICIAL DEL ELEMENTO # ',K,' : ');READLN(CI);
WRITELN('NUMERO DE SUSTITUCIONES DEL ');
WRITE('ELEMENTO A LO LARGO DE N AÑOS: ');READLN(NI);
WRITELN('VALOR RESIDUAL DEL ELEMENTO ');
WRITE('EN EL MOMENTO DE SER SUSTITUIDO: ');READLN(SI);
CSS:=0.0;
FOR J:=1 TO NI DO
BEGIN
CSS:=CSS+EXP(N*J/(NI+1)*LN(1/(1+T)));
END;
CS:=(CS+CI)*(1- )*CSS; {COSTE ACTUALIZADO DE LAS SUSTITUCIONES DE LOS
ELEMENTOS}
CI:=CI+CI1;
END; CI:=CDI+CINS+CT+CO+CI+COM+CC; {COSTE INICIAL}
CCOM:=(COM/TI)*(1-EXP(N*LN(1/(1+T)))); {COSTE ACTUALIZADO DE OPERACION
Y MANTENIMIENTO}
CAQ:=CC*Q*((1+E)/(TI-E))*(1-EXP(N*LN((1+E)/(1+T)))); {COSTE ACTUALIZADO
DE COMBUSTIBLE}
VP:=CI+CS+COM+CAQ; {VALOR PRESENTE DEL CICLO DE VIDA}
AN:=VP*(TI/(1-EXP(-N*LN(1+T)))); {VALOR ANUAL DEL COSTO DE CICLO DE VIDA}
CLRSCR;GOTOXY(1,10);
WRITELN('VALOR PRESENTE DEL CICLO DE VIDA= ',VP,' SUARES');WRITELN('');
WRITELN('VALOR ANUAL DEL COSTO DE CICLO DE VIDA= ',AN,' SUARES');WRITELN('');
WRITELN('COSTO INICIAL TOTAL= ',CI,' SUARES');WRITELN('')

```

;GOTOXY(1,23)

End.

El programa cuyo listado se muestra a continuación es uno que he diseñado para determinar la probabilidad de pérdida de carga de un sistema fotovoltaico diseñado para un lugar específico.

De acuerdo a los parámetros de ese dimensionamiento el programa indica los días que en un año el sistema no satisficiera los requerimientos de la carga. El programa se denomina: P2.

```

program lopl(input,output);

LABEL 9;

CONST

EF1=0.08 ;

VAR

HHM,S,LOAD,A,LD,f,xi,X,K2,K,B,LOLP,C,N,MP,SUMA,FP,Z1,Y,f1,ZNI,FNI,ZP:REAL;

PROCEDURE LEAY;

BEGIN

READ(Y)

END;

Begin

  CLRSCR;

  (write('INSOLACION PROMEDIA MENSUAL: ');READLN(HHM);

  WRITE('DESVIACION ESTANDAR:      ');READLN(S);

  WRITE('CARGA:                      ');READLN(LOAD);

  WRITE('AREA DEL ARREGLO:          ');READLN(A);

  LD:=LOAD/(EF1*A));

  LD:=2300;HHM:=2971;S:=1839;

  WRITE('CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN DIAS DE CARGA: ');READLN(C);

  N:=C+1; SUMA:=0.0;

  Z1:=(HHM-LD)/S;X:=Z1;WRITELN('Z1=',Z1);

  IF Z1<2 THEN LEAY ELSE

  Y:=EXP(-0.5*Z1*Z1)/(SQRT(2*PI)*Z1);

  F1:=Y;

```

9:

```
ZN1:=(HMM-ID+C*ID/(N-1))*SQRT(N-1)/S;  
IF ZN1<2 THEN LEAYY ELSE  
Y:=EXP(-0.5*ZN1*ZN1)/(SQRT(2*PI)*ZN1);  
FN1:=0.5-Y;  
ZP:=ZN1+ID/(SQRT(N-1)*S);  
IF ZP<2 THEN LEAYY ELSE  
Y:=EXP(-0.5*ZP*ZP)/(SQRT(2*PI)*ZP);  
FP:=0.5-Y;  
SUMA:=SUMA+(FP-FN1);  
NP:=10*(C+1)*ID/(HMM-ID);  
IF N<=NP THEN  
BEGIN  
N:=N+1;  
GOTO 9  
END;  
K:=Z1;  
K1:=ID*K/S;  
K2:=K*SQRT(NP/20);  
B:=SQR(K)*(K2+SQRT(SQR(K2)+4/PI));  
LOLP:=F1*(SUMA+EXP(-C*K1))*(1-EXP(-K1))*(-SQR(K2))/B
```

END.

CAPITULO 6

ANALISIS DE LAS ESTACIONES REPETIDORAS

Las centrales telefónicas para las cuales se hará el diseño de su energización fotovoltaica están ubicadas en sectores rurales diversos, que pertenecen al territorio que cubre el Instituto Ecuatoriano de Telecomunicaciones Región 2. Debido fundamentalmente a la geografía de estos sitios al tipo de acceso, etc., se utiliza ésta alternativa de energización de dichas estaciones de telecomunicación, con la finalidad de presentar la ventaja sobre los tipos de energización tradicional que son el generador a diesel y la acometida eléctrica a esos lugares.

6.1 TRATAMIENTO ESTADISTICO DE LA RADIACION ECUATORIANA

En nuestro país sólo recientemente se está presentando una tendencia de corte científico hacia la utilización de la energía solar en general. El Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología INAMHI, ha establecido una red de estaciones meteorológicas que registran la radiación solar global y otros parámetros meteorológicos. Estas estaciones están repartidas en el territorio nacional de la siguiente manera:

Región Litoral : Portoviejo, Píchilingue, Isabel María

Región Andina : Izobamba, Inguincho

Región Oriental: Puyo, Nuevo Rocafuerte

Región Insular: San Cristobal, Charles Darwin

para cualquier persona interesada en datos de radiación solar además de estos registros nacionales, cuenta con datos promedios obtenidos por estudios a nivel mundial por la NASA y por otros investigadores que se los consigue en la literatura que sobre este tema se ha escrito.

Se puede vaticinar que en la región del Litoral se desarrollará dentro de poco tiempo un gran uso de la energía solar obtenida de diversas maneras. Por tanto el despliegue de estaciones meteorológicas debe ser expandido, de tal manera de contar con datos más confiables para los sitios de interés, pues los datos más precisos son los que se hacen con mediciones directas. Mientras tanto, para evaluar la radiación solar en lugares que no han sido objeto de esas mediciones, se la puede estimar considerando los datos de lugares de latitud, topografía, clima y contaminación atmosférica similar al sitio de interés.

En el presente trabajo se utilizan los datos de radiación solar entregados por los informes anuales del INAMHI, los datos conseguidos por la ESPOL y finalmente por los trabajos realizados por investigadores de la NASA en nuestro país.

En la tabla siguiente se muestran los datos de radiación

solar global en Kwh/m²-día para sitios del litoral; estos valores mensuales son promedios de datos tomados durante 12 años.

	ISABEL MARIA	SANTA CATALINA	PORTOVIEJO	NUEVO ROCAFUER	PICHILINGUE
ENE	3.133	4.361	3.570	2.633	3.101
FEB	3.453	4.176	3.728	3.183	3.337
MAR	3.466	4.493	4.104	2.522	3.675
ABR	3.445	4.401	4.004	2.872	3.568
MAY	2.955	4.176	3.678	2.754	3.074
JUN	2.336	4.726	3.255	2.528	2.504
JUL	2.359	4.808	3.217	2.666	2.459
AGO	2.624	4.598	3.976	3.062	2.625
SEP	2.652	4.733	3.929	2.945	2.886
OCT	2.647	4.492	3.805	2.624	2.907
NOV	2.718	4.408	3.685	2.828	2.762
DIC	2.925	4.519	3.313	2.802	2.874

6.2 UBICACION GEOGRAFICA

Los lugares de interés para los cuales se dimensionará el arreglo FV para los requerimientos de sus centrales telefónicas, los fijamos de acuerdo a su latitud, longitud y altura sobre el nivel del mar.

PROVINCIA	LUGAR	LATITUD	LONGITUD	ALTURA
MANABI	CERRO DE HOJAS	1 02 30 s	80 32 30 o	200
	CERRO COROZO	1 30 15 s	80 31 15 o	550
	GRAMALOTAL	1 02 26 s	80 32 30 o	650
	LOMA DE VIENTO	0 42 15 s	80 24 30 o	380
GUAYAS	ANIMAS	2 30 00 s	80 28 00 o	420
	BALAO	2 43 30 s	79 37 30 o	47
EL ORO	REPPEN	3 33 00 s	79 41 30 o	2490
BOLIVAR	COCHABAMBA	0 51 30 s	80 32 30 o	2900
CANAR	BUERAN	2 35 44 s	78 55 35 o	3800
	ALTARURCO	4 02 00 s	79 14 31 o	2600
AZUAY	GALLIL	3 04 30 s	78 49 00 o	3200
	SIMBALA	3 08 00 s	79 05 00 o	3150
	PATOCOCHA	3 01 00 s	78 40 00 o	3500
LOJA	GUACHAURCO	0 51 30 s	80 32 30 o	3000
	HUACHICHAMBO	0 52 00 s	79 29 39 o	2800
	PUCARA	4 05 30 s	79 55 00 o	2400
ZAMORA	C. DEL CONSUELO	4 00 00 s	79 04 00 o	3100
MORONA STGO	CERRO BOSCO	3 00 30 s	78 30 30 o	2100
	CERRO S. LUIS U.	2 31 00 s	78 07 30 o	3700

6.3 CONDICIONES ENERGETICAS DE LA ESTACION

Las características energéticas de las diversas estaciones de telecomunicación se las resume en la siguiente tabla, con los datos entregados por los Ingenieros del departamento de Transmisión del IETEL.

MODELO	ENLACE	# DE CANALES	POTENCIA W
MANABI			

CERRO DE HOJAS			
Fujitsu	FM G6	960	1477
Fujitsu	FM6 G-10B	300	210
Multiplex	M4	960	288
Phillips		1	45
ZRL 410	VHF	5	96
ZRL 400	VHF	60	100
Telectron	RLS/400/B	5	96
CERRO COROZO			
GTE	VHF	24	80
GRAMALOTAL			
Fujitsu	Microonda	960	705
LOMA DE VIENTO			
Fujitsu	FM 6G-10B	300	210

MODELO	ENLACE	# DE CANALES	POTENCIA W
GUAYAS			

ANIMAS			
ZRL 400	Microonda	60	100
ZRL 7500	Microonda	60	100
ZRL 7500	Microonda	960	580
M4	Multiplex	960	432
BALAO			
Fujitsu	FM G6-5	950	735

EL ORO			

REPPEN			
Fujitsu	FM 6G-5	960	1477
Fujitsu	FM 6G-10	300	210
ZRL 400	VHF	60	144
ZRL 400	VHF	24	144
GTE	VHF	24	80
FM 4	Multiplex	960	288

BOLIVAR			

COCHABAMBA			
Fujitsu	FM6	960	1195
Bell F.300	Microonda	300	192
ZRL 7800	Microonda	960	580
ZRL 400 (4)	VHF	60,24,60,60	400
FACE (4)	1+1	24	400

MODELO	ENLACE	# DE CANALES	POTENCIA W
Multiplex	M4	960	1224
Multiplex	M5	960	96

CANAR

ALTARURCO

ZRL 7500	Microonda	960	508
----------	-----------	-----	-----

BUERAN

ZRL 400	1+1 VHF	60	100
---------	---------	----	-----

ZRL 400	1+1 VHF	24	100
---------	---------	----	-----

ZRL 7500	Microonda	960	580
----------	-----------	-----	-----

M4	Multiplex	960	480
----	-----------	-----	-----

FACE	1+1	24	100
------	-----	----	-----

FACE	1+1	24	100
------	-----	----	-----

NEC	1+1	24	85
-----	-----	----	----

AZUAY

GALLIL

FACE	VHF 1+1	24	100
------	---------	----	-----

FACE	VHF 1+1	24	100
------	---------	----	-----

FACE	VHF 1+1	24	100
------	---------	----	-----

FACE	VHF 1+1	24	100
------	---------	----	-----

MC/TS24-DF	Multiplex M4	24	50
------------	--------------	----	----

SIMBALA

FACE	VHF 1+1	24	100
------	---------	----	-----

FACE	VHF 1+1	24	100
------	---------	----	-----

MODELO	ENLACE	# DE CANALES	POTENCIA W
FACE	VHF 1+1	24	100
MC/TS24-DF	Multiplex	24	50
PATOCOCHA			
NEC	1+1	24	85
NEC	1+1	24	85

LOJA			

GUACHAURCO			
GTE	VHF	24	80
GTE	VHF	24	80
GTE	VHF	24	80
GTE	VHF	24	80
NEC	Monocanal	1	Tx40.5 Rx4.1
NEC	Monocanal	1	Tx40.5 Rx4.1
Fujitsu	FM 6G-5	960	1353
ZRL 400	VHF	24	100
M4	Multiplex	300	192
HUACHICHAMBO			
GTE	VHF	24	60
GTE	VHF	24	80
GTE	VHF	24	80
GTE	Microonda	300	190
Fujitsu	FM G6	960	705
PUCARA			
GTE	VHF	24	60

MODELO	ENLACE	# DE CANALES	POTENCIA W
ZAMORA			

CERRO DEL CONSUELO			
GTE	Microondas	300	150

MORONA SANTIAGO			

CERRO BOSCO			
NEC	1+1	24	85
NEC	1+1	24	85
NEC	1+1	24	85
CERRO SAN LUIS UPANO			
NEC	1+1	24	85
NEC	1+0	24	42.5
NEC	1+0	24	42.5

6.4 DIMENSIONAMIENTO Y COSTO DE LA INSTALACION

Todos los valores obtenidos en el dimensionamiento de las diversas estaciones de telecomunicación, se los obtubo siguiendo el método de dimensionado estadístico, para el cual se debe ingresar la radiación global promedio del peor mes I_{wm} , la demanda de carga del sistema y fijar la probabilidad de pérdida de carga que se desea mantener en ese lugar, para este conjunto de parámetros obtenemos los respectivos valores de potencia del panel y capacidad de almacenamiento. En caso de que no se desee ese dimensio-

namiento, se puede escoger un determinado dimensionamiento con ciertos criterios y luego a partir de estos valores obtenidos se determina la probabilidad de pérdida de carga que el mismo presenta y si este está de acuerdo a la fiabilidad que el sistema debe presentar, entonces este será el dimensionado o sino se puede seguir cambiando los valores de potencia y almacenamiento para optimizarlos hasta llegar al valor de LOLP que puede aceptar el sistema f.v.

LUGAR	POTENCIA DEL ARREGLO KW	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO KWH

MANABI		
CERRO DE HOJAS	28.888	320.540
CERRO COROZO	0.920	10.202
GRAMALOTAL	8.195	89.410
LOMA DE VIENTO	2.539	27.610

GUAYAS		
ANIMAS	9.557	137.076
BALAO	6.302	85.405

EL ORO		
REPPEN	22.320	290.276

BOLIVAR		
COCHABAMBA	41.267	524.000

LUGAR	POTENCIA DEL ARREGLO KW	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO KWH
CANAR		
ALTARURCO	5.668	71.150
BUERAN	19.257	212.480
AZUAY		
GALLIL	5.600	61.800
SIMBALA	4.500	48.120
PATOCOCHA	2.230	21.480
LOJA		
GUACHAURCO	14.507	267.500
HUACHICHAMBO	8.117	144.900
PUCARA	0.453	8.180
ZAMORA		
CERRO CONSUELO	1.867	20.700
MORONA SANTIAGO		
CERRO BOSCO	3.134	34.720
CERRO SAN LUIS UPANO	2.129	23.480

Para el análisis económico de cada una de las estaciones no se ha considerado la presencia de un generador a diesel como respaldo ante cualquier eventualidad debido a que nos es funcional por los requerimientos de almacenamiento de combustible y la visita periódica de personal.

LUGAR	COSTO DE LA INSTALACION SUCRES

MANABI	
CERRO DE HOJAS	87'646.808
CERRO COROZO	4'522.795
GRAMALOTAL	28'057.142
LOMA DE VIENTO	10'497.872

GUAYAS	
ANIMAS	47'679.595
BALAO	31'259.574

EL ORO	
REPPEN	58'059.574

BOLIVAR	
COCHABAMBA	89'212.766

CANAR	
ALTARURCO	14'182.978
BUERAN	47'195.744

AZUAY	

GALLIL	13'276.595
SIMBALA	9'451.063
PATOCOCHA	5'072.340

LOJA

GUACHAURCO	59'550.476
HUACHICHAMBO	27'327.523
PUCARA	2'324.255

ZAMORA

CERRO CONSUELO	5'493.617
----------------	-----------

MORONA SANTIAGO

CERRO BOSCO	8'625.531
CERRO SAN LUIS IPANO	6'172.340

CONCLUSIONES

El presente trabajo recopila una serie de datos aislados respecto a la energía fotovoltaica, de tal manera que le permite a usted querido lector disponer de una diversidad de herramientas para el diseño de sistemas fotovoltaicos autónomos por cualquier lugar de interés, siempre y cuando se disponga de la información solicitada.

Por los datos que se dispone y por los resultados obtenidos con los diversos programas, se determina que las zonas correspondientes a las provincias de Cañar, Azuques, Loja y Guayaquil presentan la mayor radiación solar; este es un resultado que se lo esperaba debido a que estas zonas pertenecen a la sierra y su altura respecto al nivel del mar es relativamente alta, lo cual impide la difusión de la luz debido a las diferentes partículas que contiene la atmósfera. Sin embargo, la variabilidad del clima de la sierra determina sobredimensionamiento.

En el resto de lugares objeto de nuestro estudio, se establece que en invierno, enero, febrero, marzo y abril, existe la mayor radiación solar.

De los resultados obtenidos por el programa "FUNCION", se determina que la función de distribución y la función de densidad de los diferentes sitios, responde a una res-

puesta de tipo Poisson.

El ángulo de inclinación óptimo de los paneles es el ángulo de la latitud geográfica; colocando los paneles "vereados" al norte. Prácticamente para nuestro país esa inclinación puede reemplazarse por la posición horizontal, aunque es preferible hacer un seguimiento anual del sol, de acuerdo a la declinación solar.

Con los datos obtenidos respecto al costo de los diferentes sistemas fotovoltaicos autónomos, se puede dividir de una manera un poco grosera, las que son rentables económicamente y las que no; estando dentro de las primeras, aquellas que tienen una potencia de servicio menor a 1,2 kw. Aunque en las actuales condiciones económicas (marzo de 1988), que atraviesa el país, todos los sistemas diseñados resultan beneficiosos, debido a la alta y creciente inflación existente y la amenaza de una potencial subida de los combustibles; ésto último perjudica a la alternativa de generador a diesel, es decir el tiempo de recuperación de la inversión fotovoltaica es mucho menor.

Hasta la fecha de escribir estas líneas, gran parte del territorio nacional se ha incorporado al Sistema Interconectado Nacional con diversas subestaciones en diferentes lugares, de fácil acceso para algunos de los sitios aquí mencionados, ésto automáticamente descarta a

esos lugares a usar la alternativa fotovoltaica.

En el análisis de costos, no se ha considerado el valor del terreno; cabe anotar que la mayoría de los lugares estudiados tienen vías de acceso.

BIBLIOGRAFIA

1. Photovoltaic Stand-Alone Systems Preliminary Engineering Design Handbook, H.L. Macomber y John B. Ruzek Monegon Ltda, Gaithersburg, Maryland; Frederick A. Costello F. A. Costello Inc., Herdon, Virginia y el equipo de Bird Engineering Research Associates, Inc. Viena Virginia, Agosto de 1981.
2. Practical Aspects of Photovoltaic Technology, Applications and Cost, Louis Rosenblum, University of Michigan, Diciembre de 1982.
3. Applied Solar Energy An Introduction, Aden B. Meinel y Marjorie P. Meinel.
4. Energía Solar Fotovoltaica, Serie Mundo Electrónico, Marcombo.
5. Solar Electricity An Economic Approach to Solar Energy, Wolfgang Paiz - Butterworths, UNESCO.
6. Anuarios Meteorológicos, Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología, Quito - Ecuador.
7. Determinación de la Radiación Solar Global en la

Región Litoral. M. Pazmiño y M. Tessitore, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil - Ecuador, Abril de 1981.