

UNIVERSIDAD POLITECNICA

DE

LAS PALMAS

ESCUELA UNIVERSITARIA POLITECNICA

PROYECTO:

CELULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS. APLICACION PRACTICA

TUTOR:

AUTOR :

Juan Gomez Mena

Fernando Olano Lorenzo-Cáceres

I N D I C E

	pag.
I. INTRODUCCION.....	1
II. CELULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS	
II.1 Introducci3n.....	4
II.2 Estructura de una c3lula solar.....	4
II.3 Modos de funcionamiento.....	5
II.4 Característica I-V	6
II.5 Rendimiento de conversi3n.....	8
II.6 Influencia del espectro de potencia de la energía solar en el rendimiento de la conver- si3n.....	9
II.7 Causas principales de las perdidas de potencia	10
III. FISICA DE SEMICONDUCTORES APLICADA A LA CONVERSION FOTOVOLTAICA	
III.1 Semiconductores.....	13
III.2 Uniones p-n	18
III.3 Nivel de Fermi	22
III.4 Model de bandas de energía en células solares	25
III.5 Corriente de oscuridad de una union p-n...	26
III.6 Celulas solares iluminadas	33
III.7 Corriente fotovoltaica y tensi3n en circuito abierto	36
III.8 Eficiencia de las células solares fotovol- taicas	39
III.9 Cuadro resumen	41

IV. ELEMENTOS CONSTITUYENTES DE UN SISTEMA

FOTOVOLTAICO

IV.1 Composición de un sistema fotovoltaico....	44
IV.2 Panel fotovoltaico	45
IV.2.1 Construcción del panel	46
IV.2.2 Características.....	48
IV.2.3 Respuesta espectral	49
IV.2.4 Carga óptima	50
IV.2.5 Efecto de la temperatura	52
IV.2.6 Célula en sombra	53
IV.2.7 Envejecimiento y vida	56
IV.3 Acumuladores	57
IV.3.1 Tipos de acumuladores	57
IV.3.2 Constitución de los acumuladores	59
IV.3.3 Efectos de la descarga sobre la capacidad.....	60
IV.3.5 Tensión de carga	62
IV.3.6 Profundidad de la descarga	63
IV.3.7 Máxima duración del acumulador en estado de descarga.....	64
IV.4 Reguladores de carga.....	65
V. DIMENSIONADO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA	
V.1 Introducción	67
V.2 Preliminares	67

El proyecto que aquí presentamos viene muy condicionado por la situación geográfica que disfrutamos, no en vano si miramos los mapas de radiación nacional observaremos que es una de las zonas más agraciadas en ese sentido.

Desgraciadamente las instalaciones fotovoltaicas no están muy extendidas en esta región. Aunque la aplicación que aquí desarrollamos es para alimentar un equipo electrónico en corriente continua, cabe destacar que las instalaciones de tipo fotovoltaico son perfectamente compatibles para suministrar la energía necesaria en viviendas unifamiliares, aunque tendrían una amortización a largo plazo. Hoy día existen centrales fotovoltaicas experimentales que se contemplan dentro del Plan Energético Nacional.

De todas formas las instalaciones fotovoltaicas son especialmente adecuadas para equipos electrónicos situados en lugares remotos, donde un grupo eléctrico saldría más gravoso tanto en instalación como en mantenimiento.

El esquema que se ha desarrollado en este proyecto es partir desde la mínima unidad de conversión fotovoltaica: La célula solar. Los dos primeros capítulos están dedicados al estudio de sus performances y a la teoría física de semiconductores aplicada a su funcionamiento.

A partir de ahí pasamos a estudiar un sistema fotovoltaico deteniéndonos en cada una de las partes que lo componen: Paneles, acumuladores y regulador de carga.

A continuación exponemos un capítulo dedicado al dimensionado de los paneles y acumuladores. En el dimensionado de los acumuladores existen autores que no tienen en cuenta tantos parámetros, aunque nosotros consideramos que dan una idea más completa del comportamiento de los acumuladores. Dentro de este capítulo se expone un programa en Basic que nos da el ángulo de inclinación, los paneles necesarios y la acumulación en función de los días de autonomía. El ángulo de inclinación se calcula de manera que la radiación en el mes de Diciembre sea máxima.

Finalmente presentamos la aplicación práctica: Alimentación para un repetidor de radio en Las Cañadas del Teide para el Servicio de Guardas Forestales.

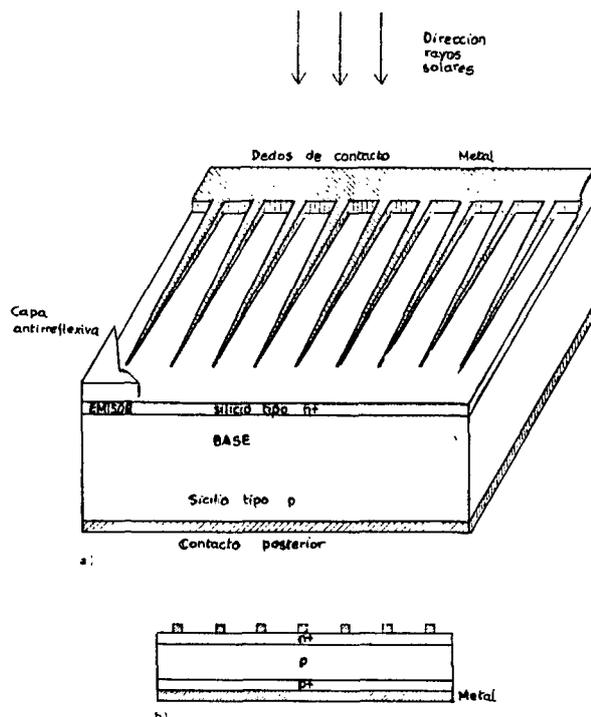
En esta aplicación se utiliza el programa descrito anteriormente para su dimensionado. Se exponen los resultados para tres condiciones de funcionamiento: 10, 5 y ningún día de autonomía. El diseño del regulador de carga y el presupuesto de la instalación completa, cierran el proyecto.

II.1 INTRODUCCION

En este apartado estudiaremos las células solares fotovoltaicas y cómo se produce la conversión de forma muy somera, profundizando, sobre todo, en los factores que influyen en el rendimiento de la conversión.

II.2 ESTRUCTURA DE UNA CELULA SOLAR

En la figura siguiente vemos el esquema de una célula solar convencional de silicio.



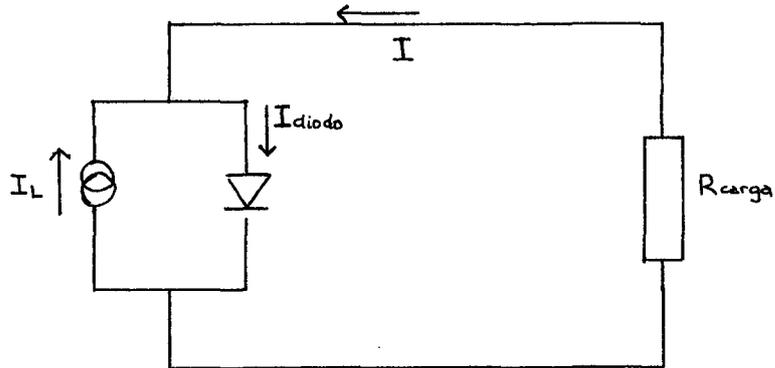
Una barra cristalina de silicio dopada con boro, se corta en discos de un espesor de aproximadamente 0,3 mm. Una de sus caras se dopa fuertemente con fósforo mediante difusión a alta temperatura desde una atmósfera gaseosa rica en fósforo, de manera que este elemento penetra en el silicio con mayor concentración que la del boro que éste contenía hasta una profundidad de 0.3 micras aproximadamente. Encima de esta capa se deposita una rejilla metálica, y en la parte posterior de la célula una capa continua. Ambas capas facilitan la toma de contactos eléctricos en ambas regiones n y p.

II.3 MODO DE FUNCIONAMIENTO

Cuando la luz incide sobre la cara superior de la célula se generan pares electrón-hueco, al romperse enlaces debido a la energía fotónica recibida. Si la generación de portadores se produce a una distancia de la unión menor que la longitud de difusión, estos portadores no se recombinarán, siendo separados por el fuerte campo eléctrico existente en la unión, moviéndose los electrones hacia la capa n y los huecos hacia la capa p. De esta forma se crea una corriente (interna) de n a p. Si un electrón y un hueco se encuentran antes de atravesar la unión se recombinarán liberando energía térmica.

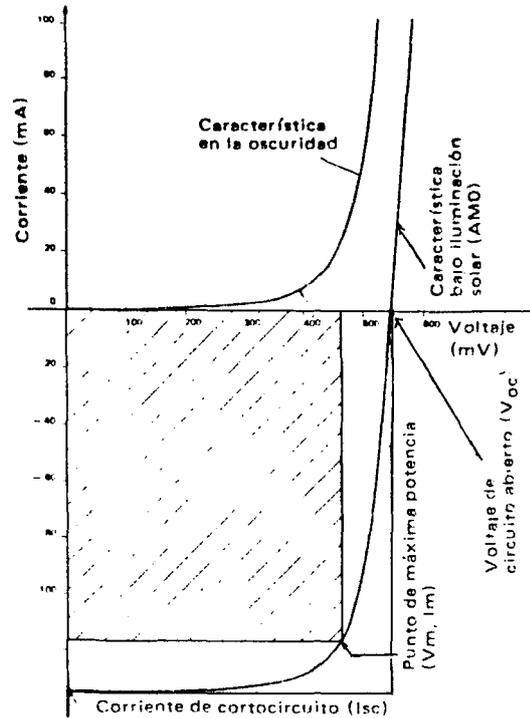
II.4 CARACTERISTICA I-V

El circuito equivalente de una célula solar de silicio es:



I es la corriente que circula por la carga. I_L es la corriente (de campo), es decir, la fotocorriente creada dentro de la célula solar y que permanece prácticamente constante. I_{diodo} es la corriente directa de difusión que fluye dentro de la célula y que corresponde a la corriente de oscuridad (corriente de célula no iluminada).

Bajo una iluminación constante y variando el valor de R desde cero hasta infinito podríamos obtener la característica $I-V$ de una célula solar.



En la figura se muestra la característica I-V de una célula solar en condiciones AM0 (masa de aire cero; fuera de la atmósfera; intensidad de luz de $1,38 \text{ kWm}^{-2}$).

De una forma analítica:

$$I = I_{\text{diodo}} - I_L$$

$$I_{\text{diodo}} = I_S (\exp eV/kT - 1)$$

Siendo I_S la corriente de oscuridad o saturación inversa.

La tensión máxima es V_{oc} , tensión en circuito abierto ($I=0$).

$$V_{oc} = kT/e \ln(I_L/I_S + 1)$$

La parte de curva en el cuarto cuadrante corresponde a la zona de generación de potencia. La potencia máxima entregada P_{max} , viene dada por el rectángulo mayor que pueda ser inscrito en dicha zona. Cuanto más se aproxime la curva a un ángulo recto mayor será el rendimiento.

II.5 RENDIMIENTO DE CONVERSION

El rendimiento de conversión η de una célula solar se define como:

$$\eta = \frac{\text{Máxima potencia entregada por la célula}}{\text{Potencia luminosa total incidente en la célula}}$$

$$\eta = \frac{I_{max} \times V_{max}}{P_{in}} = \frac{I_{sc} \times V_{oc}}{P_{in}} \times FF$$

FF es el factor de forma (o factor de llenado) que representa la diferencia entre una célula solar ideal y una real.

Es de destacar que aunque el rendimiento teórico máximo alcanzable es del 95% en la práctica este valor se aleja mucho de la realidad.

Las únicas células comerciales que existen en el mercado son las de silicio con un rendimiento del 10 al 12%, encapsuladas en panel palno para trabajar sin concentración.

II.6 INFLUENCIA DEL ESPECTRO DE POTENCIA DE LA ENERGIA SOLAR EN EL RENDIMIENTO DE LA CONVERSION

Hay que resaltar que unicamente producirán pares electrón-hueco los fotones solares cuya longitud de onda sea tal que la energía correspondiente sea mayor que la anchura de la banda del semiconductor.

El valor máximo de la longitud de onda, λ , viene dado por:

$$\lambda \leq hc/E_G$$

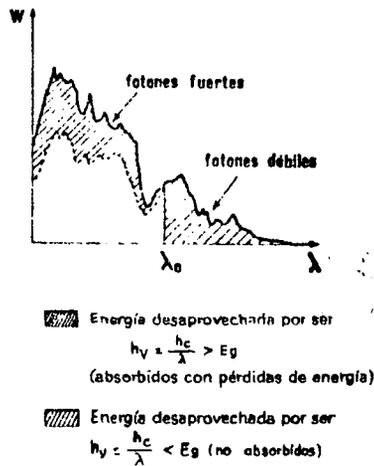
h = constante de Planck

c = velocidad de la luz

E_G = Anchura de la banda prohibida

Los fotones cuyas longitudes de onda sean superiores al máximo establecido en la ecuación no serán capaces de crear pares electrón-hueco y no serán absorbidos.

Los fotones cuya energía supere el valor de E_G crearán pares electrón-hueco y la energía sobrante se desprende en forma de energía térmica.



En la figura se puede ver la limitación del rendimiento de una célula solar bajo el espectro AM1.

II.7 CAUSAS PRINCIPALES DE LAS PERDIDAS DE POTENCIA

Entre las causas más importantes que impiden que los rendimientos sean superiores al 15% tenemos las siguientes:

- Fotones no absorvidos y energía de fotones por encima de E_G que se traduce en una pérdida de potencia útil en la carga. Este fenómeno ya lo hemos estudiado en el apartado anterior.

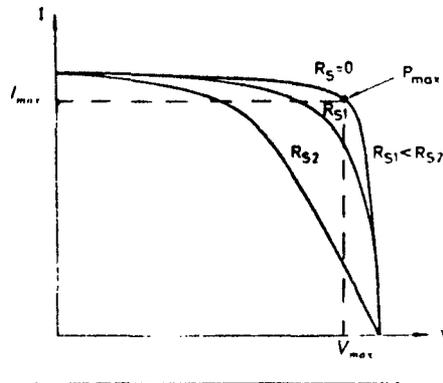
- Reflexión en la cara anterior de la célula solar: Debido a la discontinuidad en el índice de refracción en la unión de los semiconductores, se produce reflexión en la superficie de la célula, obviamente en detrimento de la absorción.

El índice de refracción es del orden de 3,5 a 4,5, valor elevado que produce una reflexión en la superficie de la célula del 30 al 40%, absorbiéndose solamente el 60 a 70% de la luz incidente.

Al depositar capas delgadas antireflectantes transparentes, con espesores ópticos del orden de un cuarto de la longitud de onda de la luz, se puede conseguir una absorción del 90%.

- Efecto de la resistencia serie. Una célula solar ideal genera energía eléctrica que puede ser suministrada íntegramente a una carga. Una célula solar real tiene una cierta resistencia serie en la que se perderá parte de la potencia. Esto se traduce en que la curva I-V ideal queda modificada de manera que al reducirse el rectángulo máximo inscrito en

ella disminuye P_{\max} . La curva ideal I-V viene dada para una resistencia serie $R_S = 0$.

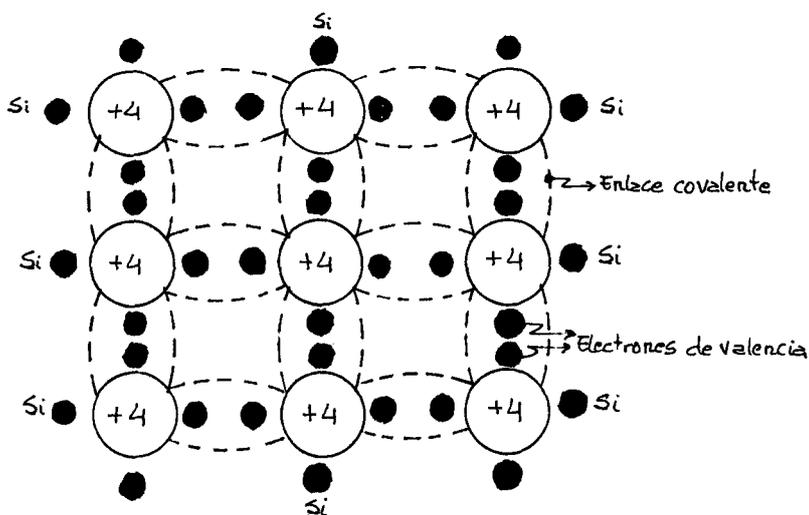


III.1 SEMICONDUCTORES

Los aspectos físicos del efecto fotovoltaico están estrechamente relacionados con la teoría del diodo. Como veremos más adelante, una célula solar sin iluminación tiene una característica tensión-corriente prácticamente igual a la del diodo.

Comenzaremos por describir algunos aspectos básicos de la física de semiconductores para luego aplicarla a las células solares fotovoltaicas.

El silicio tiene una estructura cristalina formada por una repetición regular tridimensional de una célula unitaria que tiene el aspecto de un tetraedro con un átomo en cada vértice. Esta estructura se representa simbólicamente en dos dimensiones.



Cada átomo de un cristal de silicio tiene cuatro electrones de valencia. El núcleo iónico tiene

una carga positiva de +4, medida en unidades de carga electrónica. Mediante el enlace covalente cada electrón de valencia de un átomo es compartido por un uno de los cuatro vecinos más próximos.

Si un electrón adquiere suficiente energía para dejar su corteza se convierte en móvil dentro del cristal, con lo que el cristal se convierte en conductor. La cantidad mínima de energía para que un electrón sea liberado es una constante del material. Al abandonar la corteza el electrón deja un sitio vacante denominado hueco. Los huecos representan las cargas positivas; ausencia de cargas negativas. Los huecos contribuyen a la conductividad de manera que son móviles y su movimiento es de dirección contraria a la de los electrones.

Desde el punto de vista de bandas de energía, los electrones y los huecos que están encerrados en un sólido solo pueden ocupar ciertos estados de energía permitidos, que se ensamblan en bandas de energía.

Entre dos bandas de energía permitidas se encuentra una banda prohibida denominada "brecha de energía".

En semiconductores cuando la temperatura está por encima del cero absoluto, la banda de energía permitida situada bajo la banda prohibida está

completamente ocupada. A esta banda se le denomina banda de valencia. La banda permitida situada por encima de la zona prohibida se denomina banda de conducción y se encuentra completamente vacía.

La conductividad tiene lugar cuando existen electrones en la banda de conducción, ya que son móviles. Los electrones que se encuentran en la banda de valencia no contribuyen a la conductividad ya que al contrario de los anteriores no son móviles. Los electrones llegan a la banda de conducción procedentes de la banda de valencia o de un cierto nivel de dopado. Los huecos contribuyen a la conductividad de una forma recíproca, es decir los portadores de carga, electrones y huecos, solo son móviles en las bandas de conducción y valencia respectivamente.

En un semiconductor puro (intrínseco) el número de huecos es igual al número de electrones libres. La variación térmica produce continuamente nuevos pares de electron-hueco mientras otros desaparecen al recombinarse, de manera que:

$$n = p = n_i$$

$$n_i = \text{concentración intrínseca}$$

Los cristales pueden ser dopados tipo p o n, y como resultado adquieren un sobrante neto de cargas móviles positivas o negativas respectivamente.

Cuando a una temperatura dada la concentración de huecos móviles exeda la concentración de electrones móviles, p mayor que n, el cristal estará dopado tipo p y los dopantes se llamarán aceptadores. Los átomos aceptadores tendrán tres electrones en la corteza exterior (uno menos que el átomo de silicio). Los átomos aceptadores tienden a captar un electrón del átomo de silicio para completar a ocho electrones su corteza exterior, compartida mediante enlace covalente con las cortezas vecinas de silicio.

Al superponerse las órbitas un electrón se une al aceptador sin energía extra, de manera que el aceptador toma una carga negativa. El hueco dejado por el electrón que se une al aceptador no es móvil ya que es atraído por la carga negativa del aceptador. A temperatura ambiente hay suficiente energía térmica para vencer la energía que ata el hueco al aceptador negativo y éste se ioniza. El resultado final es una concentración de huecos móviles igual a la concentración del aceptador. La contribución de los huecos a la conductividad σ_p de un cristal tipo p sigue la ecuación:

$$\sigma_p = e \mu_p p$$

μ_p = movilidad

e = unidad de carga

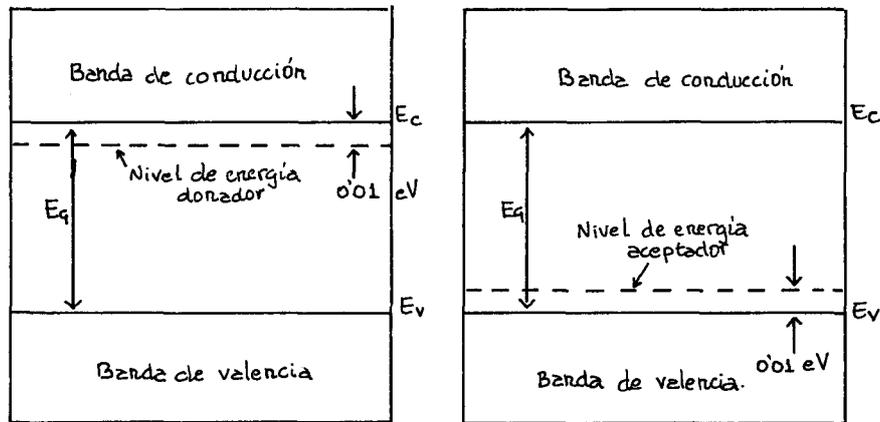
De igual forma la conductividad eléctrica de un cristal tipo n se debe a que ha sido dopado con dadores. Estos dadores tienen cinco electrones en su corteza exterior, uno más que el silicio. Al ser dopado el silicio, sobra un electrón, con lo que el dador queda cargado positivamente, de manera que atrae al electrón sobrante privándolo de movilidad. Esta energía es muy pequeña, y al igual que en los aceptadores, basta con una temperatura ambiente de 20° C para romper esta fuerza de atracción, quedando ionizado el dador y propiciando la movilidad del electrón sobrante. La conductividad eléctrica en los electrones es:

$$\sigma_n = e \mu_n n$$

μ_n = movilidad de los electrones

En el modelo de bandas los dopantes forman niveles de energía dentro de la brecha de energía, los aceptadores junto a la banda de valencia y los

dadores junto a la banda de conducción.



III.2 UNIONES p-n

Una unión se forma cuando un material de tipo p se pone en contacto con uno de tipo n. En la unión los electrones se difunden desde la capa n a la p debido al gradiente de concentración. Esto provoca una corriente de difusión i_n desde el lado n al p de forma que:

$$i_n = eD_n \frac{d_n}{d_x}$$

D_n = constante de difusión para los electrones

x = distancia en el cristal

D_n está relacionado con la movilidad mediante:

$$D_n = \mu_n \frac{KT}{e}$$

KT es la energía térmica de los electrones, donde:

K = constante de Boltzman

T = temperatura del cristal

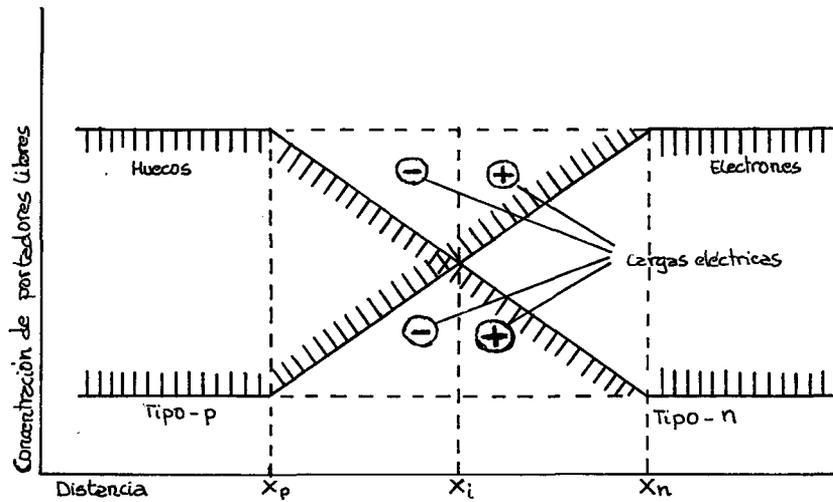
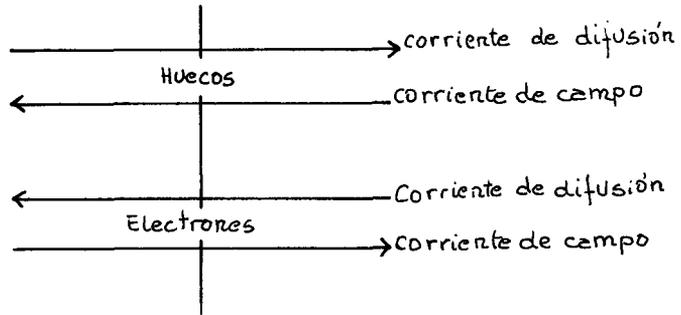
Igualmente, una corriente de difusión de huecos se produce en dirección contraria:

$$i_p = eD_p \frac{d_p}{d_x}$$

El resultado de estas dos corrientes es que después de unir los dos tipos de materiales, el lado n queda cargado positivamente y el p negativamente.

Según lo visto anteriormente, en una unión $p-n$ no iluminada se produce automáticamente una polarización eléctrica.

En la figura de la página siguiente podemos observar este efecto.



Debido a la polarización se establece un campo eléctrico a través de la unión p-n. Este campo E provoca unas corrientes de electrones y huecos tal que:

$$i_n = e \mu_n n E$$

$$i_p = e \mu_p p E$$

Estas corrientes se compensan con las de difusión de manera que los electrones y huecos penetran una pequeña distancia a través de la unión para ser retenidos finalmente por el campo eléctrico E .

En equilibrio estable las concentraciones de electrones y huecos en función de la distancia son:

$$n(x) = n_n \exp(+eV(x)/KT)$$

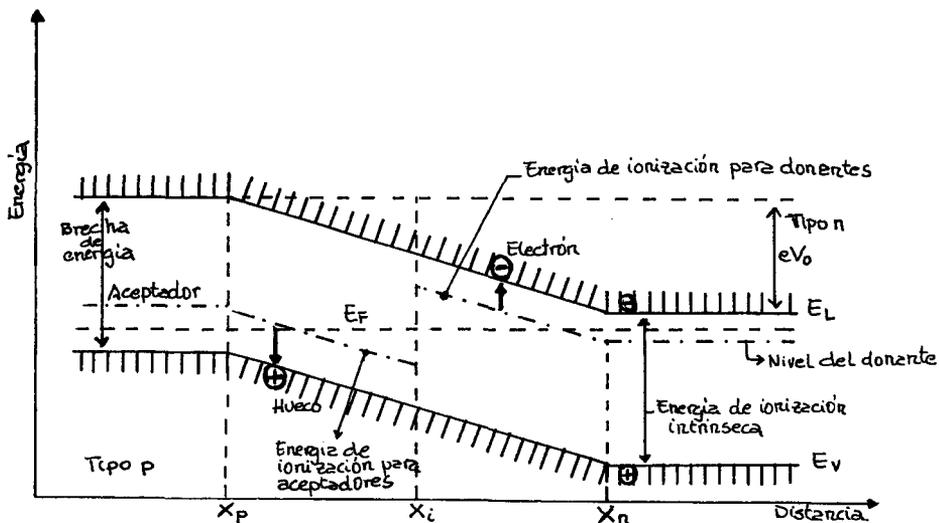
$$p(x) = p_p \exp(-eV(x)/KT)$$

n_n concentración de electrones en equilibrio en la capa n.

p_p concentración de huecos en equilibrio en la capa p.

$V(x)$ potencial eléctrico fruto de la unión.

Aplicando la teoría de bandas de energía, se ilustra en el diagrama siguiente el efecto de la unión p-n.



El voltaje total a lo largo de la unión se llama voltaje de difusión, V_d . Generalmente V_d es del orden de 1V. Al existir este voltaje los electrones del lado p se diferencian de los del lado n en una energía eV_d . Recíprocamente ocurre con los huecos. Debido a esto se produce una pendiente en el diagrama de bandas de la unión.

III.3 NIVEL DE FERMI

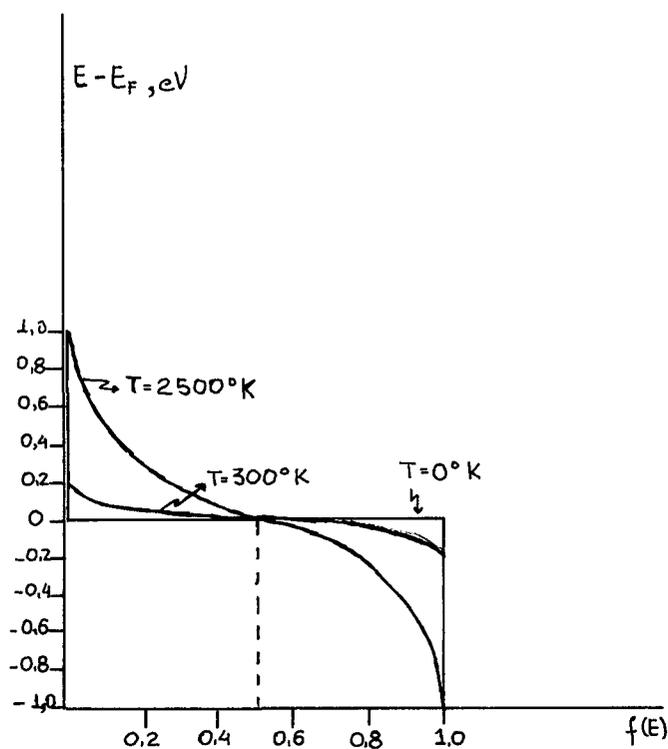
Llegados a este punto, vamos a analizar el nivel de Fermi. $F(E)$ se denomina función de probabilidad de Fermi-Dirac, especifica la fracción de todos los estados de energía E ocupados en condiciones de equilibrio térmico.

$$f(E) = 1 / (1 + \exp((E - E_F) / KT))$$

E_F es el nivel de Fermi, o energía característica del cristal.

El nivel de Fermi representa el estado de energía con una probabilidad del 50% de estar ocupado, ya que si $E = E_F$, $f(E) = 1/2$ para cualquier valor de la temperatura T .

En la siguiente figura se representa $E - E_F$ en función de $f(E)$.



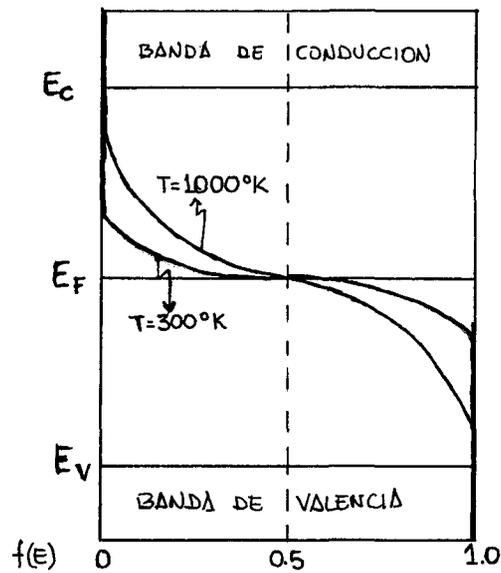
Observamos que cuando $T=0^{\circ}\text{K}$ existen dos posibilidades:

- 1) $E > E_F$, $f(E)=0$
- 2) $E < E_F$, $f(E)=1$

Esto quiere decir que a 0°K todos los estados de energía por debajo del nivel de Fermi están ocupados, y por encima de él, vacíos. Es decir, la energía de Fermi es la máxima que puede tener un electrón en el cero absoluto (0°K).

Partiendo de 0°K , al aumentar la temperatura los electrones se elevan desde la banda de valencia

o desde los niveles de dopado, por encima del nivel de Fermi, hacia la banda de conducción. La concentración de portadores por encima del nivel de Fermi se incrementa, pero ya la ocupación de estados de energía nunca alcanza $1/2$ ($f(E) < 50\%$). Esto se ilustra en la siguiente figura:

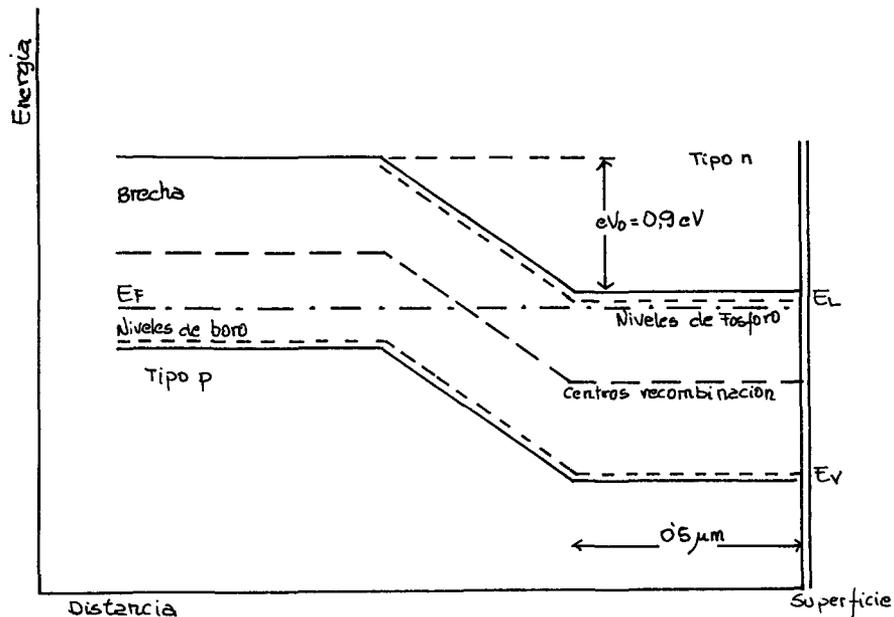


En un material tipo n la concentración de electrones en la banda de conducción es mayor que en un material intrínseco, por tanto el nivel de Fermi estará más cercano a E_C (nivel de energía de la banda de conducción). En un material tipo p, el nivel de Fermi estará más cercano a la E_V (nivel de energía de la banda de valencia).

III.4 MODELO DE BANDAS DE ENERGIA EN CELULAS SOLARES

Las células de silicio se hacen a partir de una materia prima tipo p. Consiste en pequeñas láminas monocristalinas dopadas con boro a una concentración de 10^{16} cm^{-3} o similar. Estas lamini-llas tienen una resistividad de 1 ohmio cm aproximadamente. La capa n se obtiene difundiendo fósforo en la superficie, de manera que se extienda una concentración de 10^{19} cm^{-3} hasta una profundidad de una fracción de micrómetro en la superficie.

En la figura siguiente se puede observar que el nivel de Fermi se sitúa a una distancia de 0,2 eV de la banda de valencia en la capa p y casi coincide con E_L en la capa n. Para el silicio la banda prohibida es de 1,12 eV por lo que el voltaje de difusión es de $V_D = 0,9 \text{ V}$, a temperatura ambiente.



El valor de $V_D=0,9$ V, es un límite superior para el fotovoltaje. La figura anterior representa el diagrama de bandas de una célula solar de silicio en oscuridad.

III.5 CORRIENTE DE OSCURIDAD DE UNA UNIÓN P-N

En condiciones de polarización directa, se aplica un voltaje negativo a la capa n. V_D es compensada progresivamente y se reduce a eV_D , debido a esto se reducen las corrientes de campo que en equilibrio compensan a las corrientes de difusión (recordemos que la corriente neta era nula). Como resultado aparece una corriente neta de difusión de huecos y electrones respectivamente.

La corriente total se compone de una corriente de electrones y una de huecos. Refiriéndonos a figuras anteriores, en la unión x_i , la corriente de electrones es igual a la corriente de huecos si el dopado es simétrico. En x_n , la concentración de huecos sigue la siguiente ecuación:

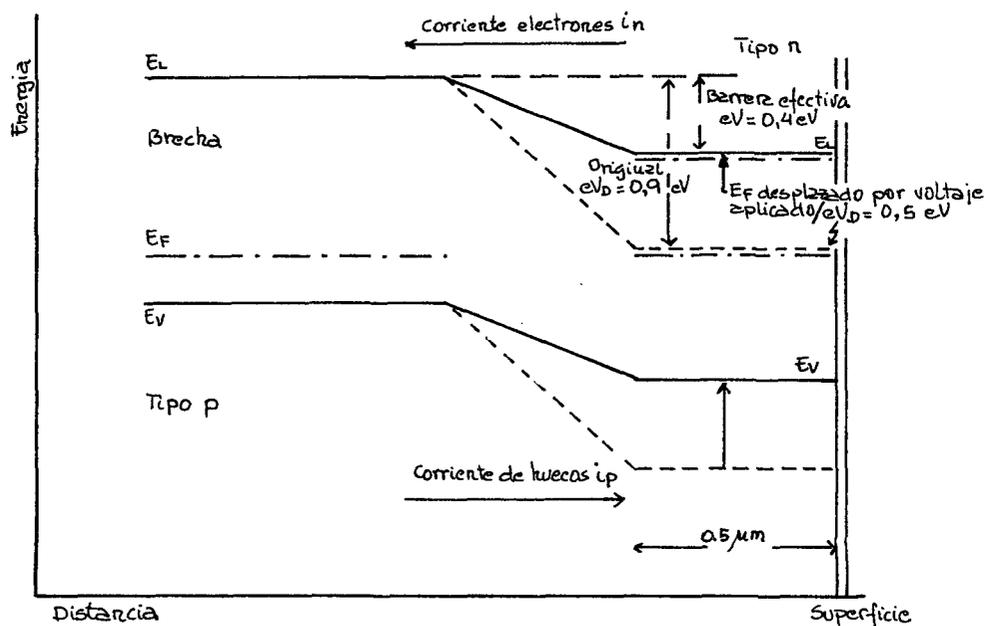
$$P(x_n) = P_n = P_p (\exp -eV_D/KT)$$

Cuando se aplica el voltaje de polarización V_E , tal que compense parcialmente a V_D , esta concentración pasa a ser:

$$P(x_n)_F = P_p \left(\exp -\frac{eV_D - eV_F}{KT} \right) = P_n \left(\exp eV_F/KT \right)$$

Los huecos exedentes $P(x_n)_F - P(x_n)$ se mueven hacia la capa n por difusión, y penetran alguna distancia antes de desaparecer por recombinación con electrones. La distancia aumenta con la constante de difusión de los huecos D_p , y su tiempo de vida τ_p .

En la siguiente figura se muestra el diagrama de bandas de una célula solar de silicio práctica en la oscuridad, con un voltaje de 0,5 V aplicado a la capa n (polarización directa).



Se define distancia de difusión L_p como la distancia media a la cual ha decaído la concentración de huecos multiplicada por el factor $e(2,7)$.

La concentración de huecos exedentes:

$$P_n \exp eV/KT$$

$$V = \text{voltaje aplicado}$$

que son inyectados en la capa n o x_n , decae exponencialmente. A una distancia L_p de x_n la concentración es inversamente proporcional a $e(2,7)$ y se convierte en:

$$P_n/e \exp eV/KT$$

En el recorrido desde x_n+L_n a x_n+2L_n decrece de nuevo en un factor e y se convierte en:

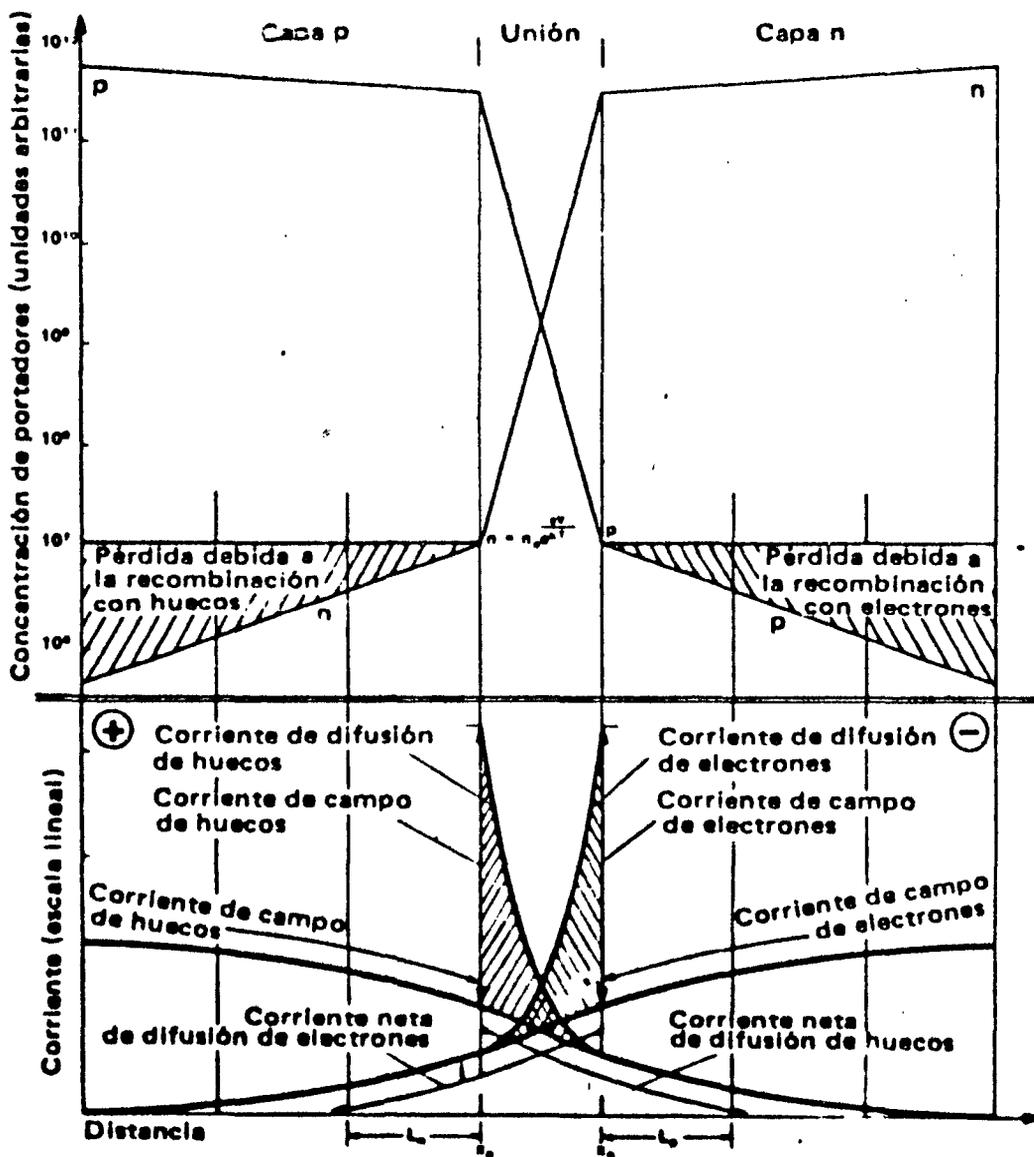
$$P_n/e^2 \exp eV/KT$$

El declive de la concentración de huecos en función de la distancia desde x_n se define:

$$P(x)_F = P_n \exp eV/KT \cdot \exp -(x-x_p/L_p)$$

De igual forma. los electrones se inyectan en la capa p, en x_p , siguiendo la ecuación:

$$n(x)_F = n_p \exp eV/KT \cdot \exp -(x_n-x/L_p)$$



En la figura podemos ver las corrientes y concentraciones de portadores en un diodo simétrico en oscuridad con un voltaje de polarización directa V .

La descripción del flujo de corriente es como sigue:

1.- Suponiendo que el cristal está simétricamente dopado en ambos lados de la unión, la corriente de electrones en cada lado del centro de la unión es simétrica a la corriente de los huecos en los lados opuestos de la unión.

2.- En x_p fluye una corriente de difusión de electrones hacia la capa p, que se incrementa exponencialmente cuando se incrementa el voltaje aplicado.

$$n(x)_F = n_p \exp(eV/KT) \cdot \exp -(x_n - x/L_p)$$

3.- Dentro de la capa n, la corriente de electrones es una corriente de campo que decrece con respecto a la unión.

4.- Dentro de la unión, las corrientes de difusión y campo son mucho más grandes que fuera. El voltaje efectivo en la unión es $V_D - V_{\text{aplicado}}$. Por lo tanto la corriente de campo de electrones en

en la unión fluye en la dirección opuesta a la de la capa n, donde el voltaje aplicado es una fracción de V_{aplicado} .

Si queremos llegar a una característica I-V; partiendo de la descripción de corrientes tenemos que la corriente neta es una corriente de difusión.

La corriente de difusión de huecos es:

$$i_p = -eD_p \frac{dP_F}{dx}$$

$P(x)_F$ es la concentración de huecos inyectada en la capa n, cuya expresión hemos obtenido anteriormente; derivando:

$$i_p = eD_p P(x)_F$$

Por otro lado $P(x)_F$ se puede expresar como:

$$P(x)_F = P(x) - P_n$$

P_n = concentración de huecos en la
capa n en equilibrio térmico

Para $x = x_n$, obtenemos:

$$i_p(x_n) = eD_p/L_p (P(x_n) - P_n)$$

Sustituyendo $P(x_n)$ por su expresión en función de V_F :

$$i_p(x_n) = eD_p/L_p (\exp(eV_F/KT - 1)) P_n$$

Simetricamente, se obtiene para i_n en x_p :

$$i_n(x_n) = eD_n/L_n (\exp(eV_F/KT - 1)) N_p$$

Consideramos que las corrientes entre x_n y x_p apenas tienen pérdidas (mínimas pérdidas de portadores) por lo que podemos decir:

$$i_n(x_n) = i_n(x_p)$$

$$i_p(x_n) = i_p(x_p)$$

Luego la corriente total se obtiene de $i_p(x_n)$ + $i_n(x_n)$ ó $i_p(x_n) + i_n(x_p)$, resultando:

$$i_F = e(D_n n_p/L_n + D_p P_n/L_p) \exp(eV_F/KT - 1)$$

Donde el primer término se denomina corriente de saturación:

$$i_s = e(D_n n_p/L_n + D_p P_n/L_p)$$

La ecuación anterior podemos escribirla como:

$$i_F = i_s \exp(eV_F/KT - 1)$$

Luego la característica tensión-corriente de una célula solar en oscuridad es prácticamente igual a la de un diodo.

III.6 CELULAS SOLARES ILUMINADAS

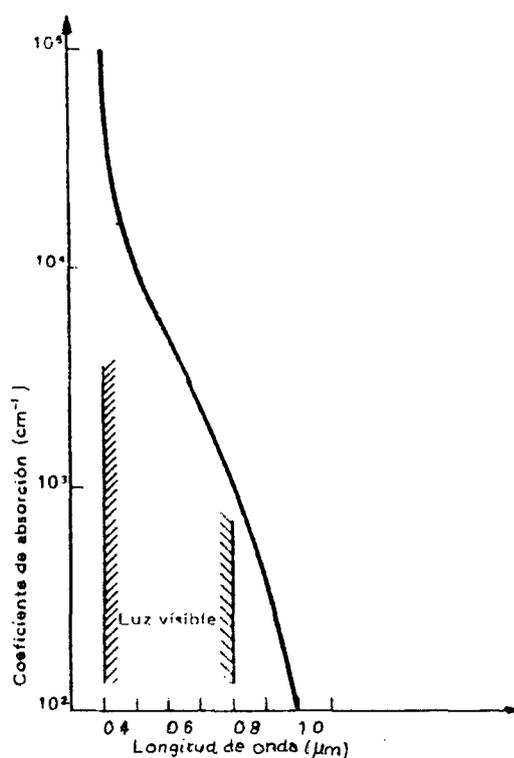
La característica I-V de una célula solar iluminada es idéntica a la característica en oscuridad, con la salvedad de que se añade una fotocorriente. Esta corriente está sujeta a los siguientes puntos:

- 1.- La corriente adicional debida a la luz es independiente del voltaje aplicado.
- 2.- Es proporcional a la intensidad de la luz.
- 3.- Fluye en dirección opuesta a la corriente directa de la característica en oscuridad.

Cuando la luz cae sobre un sólido libera electrones y huecos, siendo proporcional la concentración de electrones y huecos al coeficiente de absorción de la luz (se supone que toda la luz se absorbe por transiciones de energía desde la banda de valencia hasta la de conducción) y a la duración de los portadores respectivos.

La absorción de la luz solo es posible si la longitud de onda es más corta que la banda de absorción del material iluminado. La energía de absorción del material iluminado. La energía del fotón en la banda de absorción corresponde a la energía mínima que se debe suministrar a un electrón para cruzar la brecha de energía. La fracción de energía del fotón que excede la brecha de energía, $E_L - E_V$, se transforma en energía térmica.

Para ilustrar esto, en la figura siguiente se muestra el coeficiente de absorción del silicio. Vemos que la luz visible cae dentro de la banda de absorción.



Podemos ver que el borde absorción es de un micrómetro. Por otro lado, la profundidad de penetración de la luz es inversamente proporcional al coeficiente de absorción. La luz azul (0,5 micrómetros) es totalmente absorbida por una capa de silicio de un micrómetro de espesor. Para la absorción de luz de una longitud de onda de un micrómetro se requiere un espesor de 10^{-2} cm.

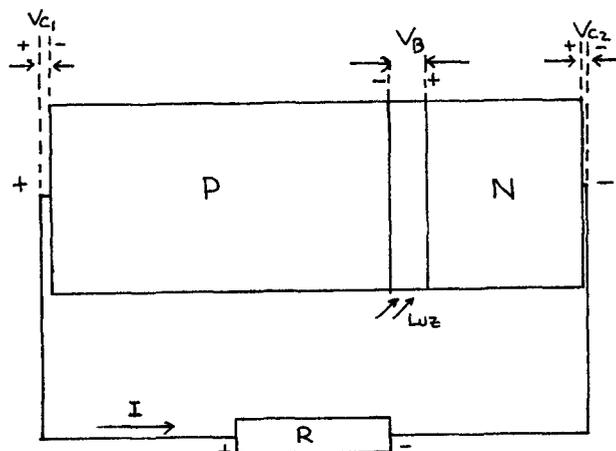
Al irradiar una célula con energía solar, se generarán pares electrón-hueco en la unión, separados mediante el campo eléctrico asociado a V_D , V_D/W , donde W es la anchura de de la barrera. Este campo eléctrico es muy grande, del orden de 10 KV/cm (si $V_D=900$ mV y $W=0,5$ micrómetros) y evita la recombinación de huecos y electrones separando los portadores y enviando los electrones hacia el lado n y los huecos hacia el lado p. De esta forma se crea una corriente que atraviesa la célula solar desde n hasta p, y que es entregada al circuito exterior saliendo por la región p y entrando por n.

Valores típicos en oscuridad pueden ser:

$$V_D = -0,7 \text{ V}$$

$$V_{C_1} = +0,5 \text{ V}$$

$$V_{C_2} = +0,2 \text{ V}$$



Vemos que los valores de las tensiones dados anteriormente se compensan y los potenciales de contacto se anulan. Al ir los electrones hacia n y los huecos hacia p el valor absoluto de V_D disminuye de manera brusca a valores de aproximadamente 0,1 V. De esta forma el contacto p se hallará a un potencial de 0,6 V por encima de n.

III.7 CORRIENTE FOTVOLTAICA Y TENSION EN CIRCUITO ABIERTO

La corriente de cortocircuito es un factor muy importante en las células fotovoltaicas, pero si la célula está en cortocircuito da corriente aunque no entregue potencia al ser nulo el voltaje

de salida, resultando que no se realice un trabajo útil.

La fórmula para la característica I-V de una célula fotovoltaica proviene de aplicar el teorema de superposición. La corriente total de la célula será:

$$I = I_s \exp(eV/KT - 1) + I_R + I_L$$

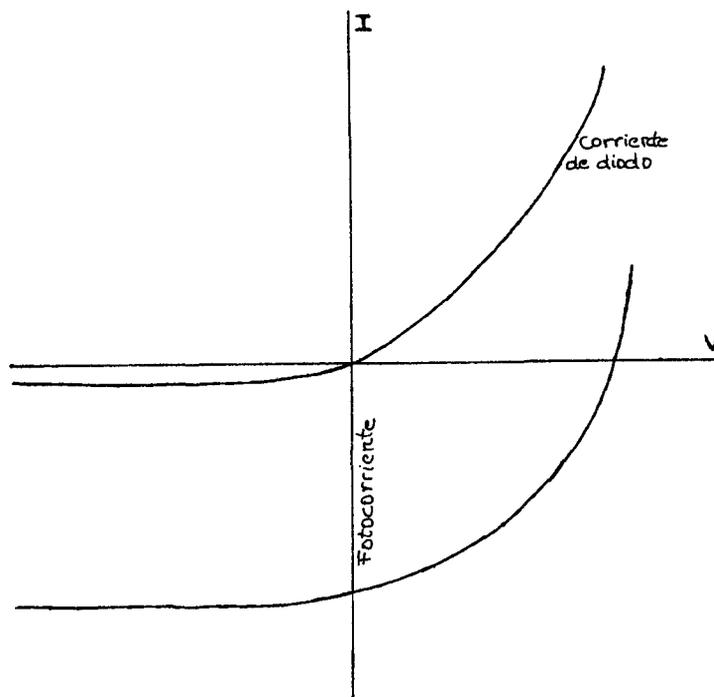
I_R es la corriente de recombinación según Shockley.

$$I_R = I_{R0} \exp(eV/AKT - 1)$$

Se demuestra que $A = 2$ cuando los centros de recombinación están en medio de la banda prohibida y se distribuyen uniformemente. Para otras condiciones A estará entre 1 y 2. Los valores de A mayores de 1 tienen un efecto adverso sobre el rendimiento de las células.

I_{foto} es la fotocorriente. En la figura se muestra las características I-V de diodo y de una célula solar fotovoltaica bajo iluminación.

V_{oc} es otro parámetro importante, representa la tensión en circuito abierto, que es la máxima que puede suministrar la célula.



Si $I=0$, y considerando I_R despreciable:

$$V_{oc} = \frac{KT}{e} \ln\left(\frac{I_L}{I_S} + 1\right)$$

Si la corriente de recombinación, I_R , es grande comparada con I_S , el término de la derecha queda multiplicado por A , sustituyéndose I_S por I_{R0} . En el siguiente apartado veremos la influencia negativa de A sobre la eficiencia de las células fotovoltaicas.

III.8 EFICIENCIA DE LAS CELULAS SOLARES FOTOVOLTAICAS

La eficiencia de las células fotovoltaicas es el cociente entre la energía luminosa recibida (especificada en espectro solar AM0 o AM1) y la potencia máxima que puede entregar. La eficiencia típica es del orden del 10 al 12%. Se denomina factor de curva o relleno a:

$$\frac{W_{\max}}{I_L \times V_{oc}}$$

Representa lo que la curva se aparta de un rectángulo.

Hay factores importantes que influyen en el rendimiento de las células: anchura de banda prohibida, corriente de recombinación y temperatura.

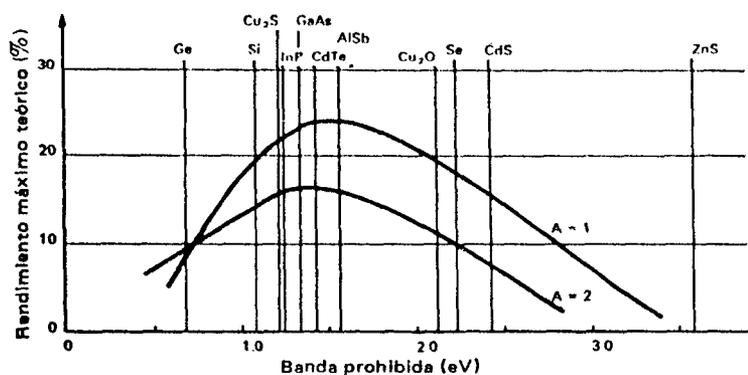
Si consideramos una unión p-n en la que ambas capas están dadas al límite de degeneración, es decir, el nivel de Fermi E_F coincide con E_L en la capa n y con E_V en la capa p, el fotovoltaje máximo es igual a la brecha de energía del material. Teóricamente, entonces, el silicio debería dar un fotovoltaje de 1,1V (ya que tiene una banda prohibida de 1,1 V) y en el CdS de 2,4 V.

En materiales de baja brecha de energía el borde de absorción para la luz está a longitudes

de onda superiores que en los de alta brecha, esto se traduce en una mayor absorción de energía luminosa y por tanto en una mayor fotocorriente.

El resultado de las consideraciones anteriores es que hay que lograr un compromiso entre fotovoltaje y fotocorriente para lograr un máximo de potencia entregada en función de la brecha de energía. La brecha óptima está en 1,4 eV.

En la figura se muestran los máximos rendimientos de conversión en función de la brecha de energía para el espectro solar en el espacio (AM0).



La influencia de la temperatura va directamente relacionada con la recombinación. Cuando sube la temperatura el nivel de Fermi se mueve hacia

el medio de la brecha de energía, resultando $A=2$.
También hemos visto que el voltaje en circuito
abierto crece linealmente con la temperatura.

III.9 CUADRO RESUMEN

En el siguiente cuadro se muestra un resumen
de las corrientes de un diodo bajo los efectos
de la luz y/o un voltaje aplicado.

Luz	Voltaje aplicado (polarización directa)	Campo	Corriente	Observaciones
Sin luz	Sin voltaje	Campo inherente	0	Sin corriente, ya que la corriente de campo se compensa por la corriente de difusión en la dirección opuesta.
Sin luz	Voltaje aplicado	Campo inherente Campo aplicado	Corriente directa	La corriente de difusión no está ya compensada por la menor corriente de campo.
Luz	Sin voltaje	Campo inherente	Fotocorriente	La generación de portadores por la luz es homogénea en la barrera, la corriente de difusión en la barrera no se modifica, pero la corriente de campo aumenta a causa de incrementar la concentración de portadores: la fotocorriente en la barrera es una corriente de campo.

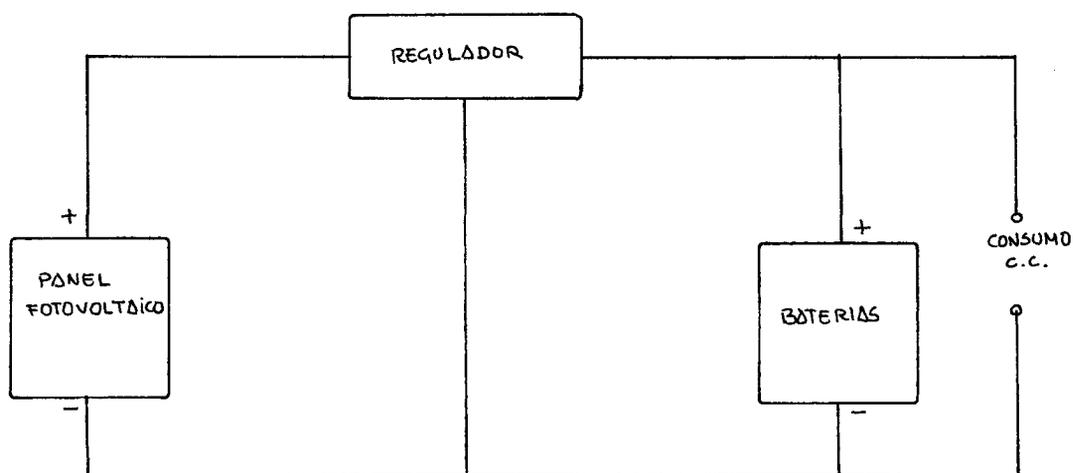
Luz	Voltaje aplicado (polarización directa)	Campo	Corriente	Observaciones
Luz	Voltaje aplicado	Campo inherente	Fotocorriente	Se añade una corriente directa a la fotocorriente
		Campo aplicado	Corriente directa	
			Corriente neta	
Luz	Voltaje aplicado	Campo inherente	Fotocorriente	Condición de voltaje en circuito abierto.
		Campo aplicado	Corriente directa	
			Corriente neta=0	

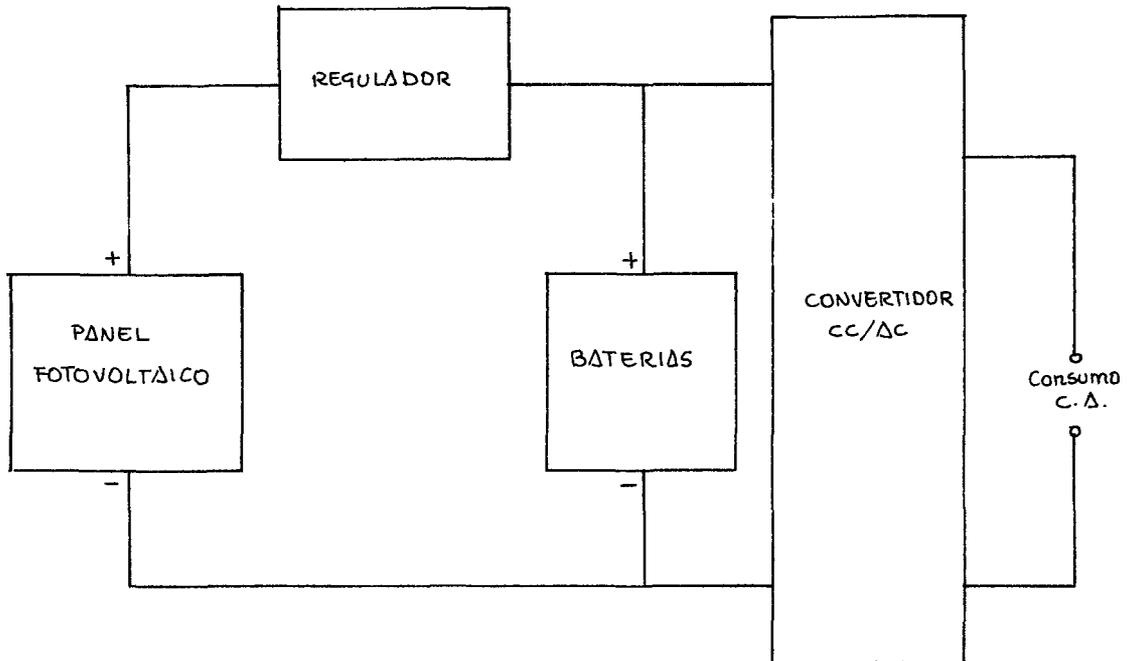
IV.1 COMPOSICION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Con el término sistema fotovoltaico denominamos una instalación fotovoltaica autónoma. La composición es variable dependiendo de la aplicación particular a que sea destinado. Lo más usual es la alimentación de equipos en continua de poca potencia. No se excluyen equipos de gran potencia, pero en la mayoría de los casos no resulta rentable, a no ser que no se disponga de ninguna otra fuente de energía, o que ésta sea tan gravosa como el sistema fotovoltaico y con la misma amortización.

El sistema más sencillo está compuesto por panel y carga, aunque no es frecuente esta disposición para equipos fijos. Existe en el mercado una calculadora que utiliza este esquema.

Las diferentes constituciones que se suelen dar responden a los siguientes esquemas:





El sistema más utilizado para la alimentación de equipos electrónicos es el primero. Se compone de tres subsistemas:

- Panel fotovoltaico
- Regulador
- Acumuladores

IV.2 PANEL FOTOVOLTAICO

Los paneles están compuestos por un cierto número de células teniendo en cuenta los siguientes

requisitos:

- Las células que van a ser conectadas en serie han de tener el mismo voltaje en circuito abierto y, más importante aún, el mismo punto de máxima potencia por voltaje.
- Las células que vayan a ser conectadas en paralelo deben tener la misma corriente en cortocircuito y la misma corriente para máxima potencia.

En una instalación fotovoltaica usaremos paneles ya existentes en el mercado cuyos principales fabricantes son Solarex, Motorola, Philips y recientemente la marca española Iberphoton.

Como ejemplo de conexión de células dentro de un panel, el BPX 47A de Philips está compuesto por 34 células conectadas en serie.

IV.2.1 Construcción del panel

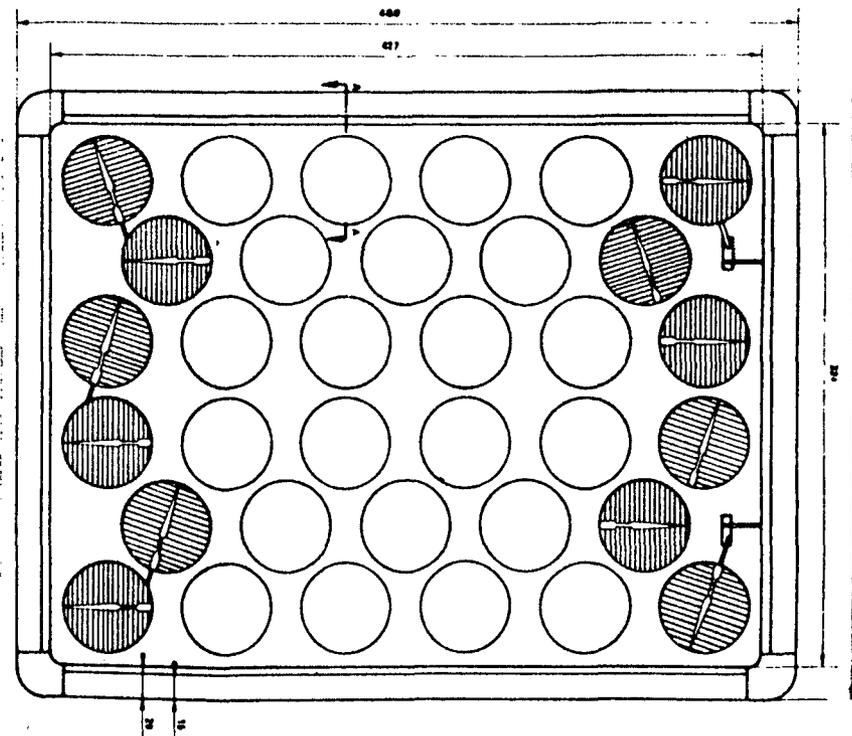
Las células están encapsuladas en resina de silicona y se hallan montadas entre dos placas de vidrio de 2 mm; esto asegura la inmunidad del conjunto frente a la humedad. También existen paneles cuyo recubrimiento es plástico, que no impiden la penetración de la humedad, además de que pueden perder la transparencia debido a

la exposición a la luz.

El vidrio utilizado está tratado para aumentar su resistencia abrasiva. Las superficies son perfectamente lisas para evitar la acumulación de polvo, y si se diera el caso, de nieve. La construcción robusta de los paneles les permite resistir vientos de hasta 280 Km/h.

La eficiencia de los paneles es de aproximadamente el 14% a 0°C, debido a esto más del 80% de la radiación incidente se convierte en calor. Este calor es conducido a través del encapsulado de resina de silicona y de las hojas de vidrio y disipado en el exterior.

La figura siguiente muestra los detalles mecánicos de un panel solar:



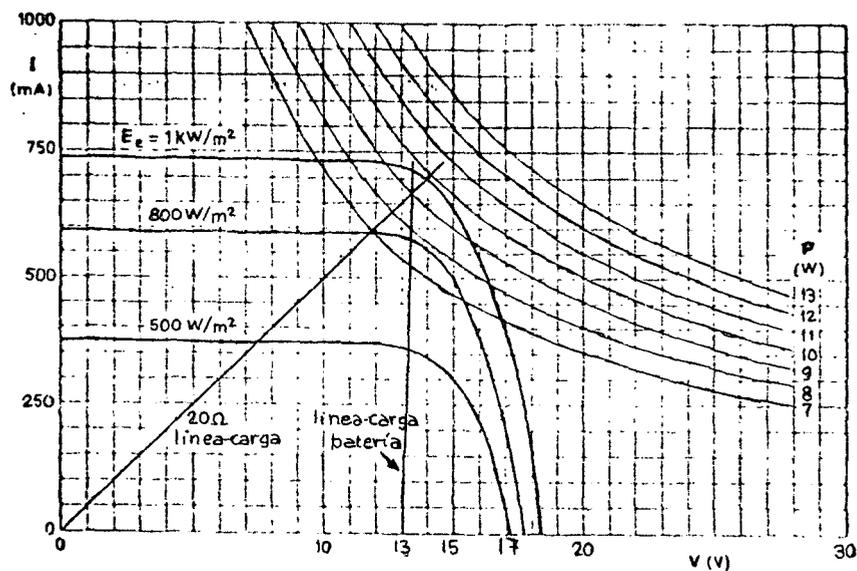
IV.2.2 Características

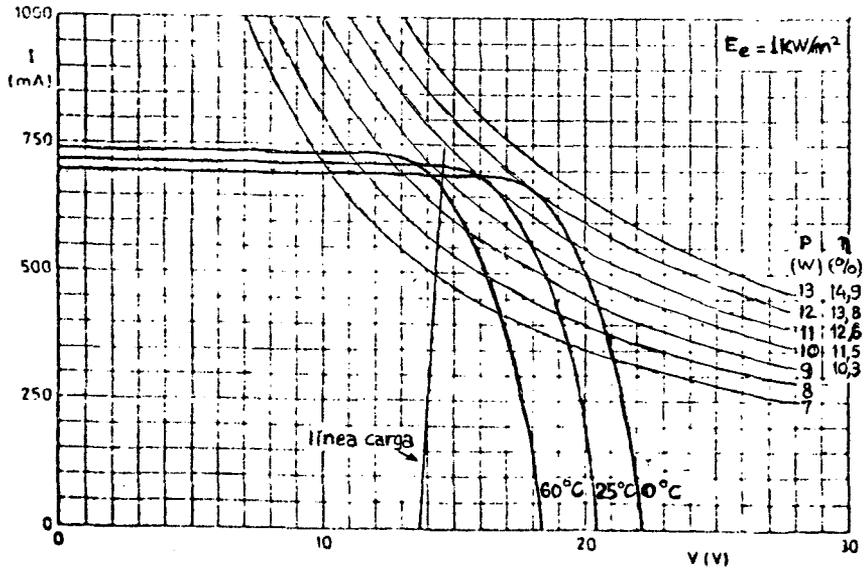
El fabricante suministra las características eléctricas según la intensidad de radiación solar.

Se entiende por radiación solar la potencia captada en milivatios por centímetro cuadrado. Es evidente que si aumentamos la energía, habrá un crecimiento de la potencia captada. Si se aumenta la superficie del conjunto de paneles también aumentará la potencia.

También se suelen suministrar las características eléctricas a varias temperaturas con radiación constante.

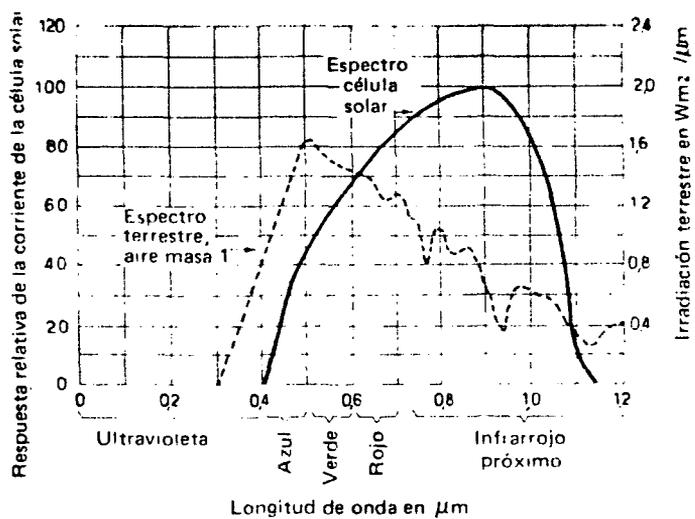
Las curvas siguientes son un ejemplo de estas características suministradas por el fabricante.





IV.2.3 Respuesta espectral

Los fabricantes, a veces, suministran las curvas de respuesta espectral de las células solares que componen el panel.



En esta curva podemos observar la sensibilidad de la célula solar ante el espectro AM1.

Observemos que el máximo de sensibilidad de la célula solar se encuentra para una longitud de onda de 0,5 micrómetros.

Asimismo, para la máxima irradiación del espectro AM1 (0,5 micrómetros) la sensibilidad de la célula baja hasta un 50%.

Estas curvas son meramente informativas ya que no se utilizan a la hora del dimensionado de una instalación.

IV.2.4 Carga óptima

Un panel con la característica I-V presentada anteriormente puede suministrar una potencia máxima de 9,7 W con una insolación de 1 Kw/m².

Si nos fijamos en este punto de máxima potencia vemos que tiene unas coordenadas:

$$V = 14V$$

$$I = 700mA$$

Por tanto este punto corresponde a una resistencia de carga de:

$$R_L = V/I = 20 \text{ ohmios}$$

En la figura se muestra esta línea de carga de 20 ohmios y se observa que la máxima corriente disponible es proporcional a la insolación.

El funcionamiento con una resistencia de carga fija no es ideal puesto que para diferentes niveles de insolación, las coordenadas del punto de máxima potencia (tensión y corriente) varían de modo que la recta de carga se desvía de la de 20 ohmios, al variar la resistencia óptima de carga.

En la figura podemos ver que para 500 W/m^2 el punto de máxima potencia no se encuentra contenido en la recta de carga de 20 ohmios. Es más, está bastante alejado. En estas condiciones:

$$V = 13,5V$$

$$I = 350 \text{ mA}$$

por lo que:

$$R_{\text{óptima}} = 38,57 \text{ ohmios}$$

Vemos que el valor de la nueva resistencia óptima se aleja bastante de 20 ohmios.

Si nosotros alimentamos la carga a través de un acumulador, la carga presentada al panel es la de dicho acumulador.

En la figura vemos también la línea de carga del acumulador, cuyos valores se aproximan más

a los puntos de máxima potencia a diferentes insoluciones.

Como ejemplo, cuando la potencia de salida en una carga de 20 ohm cae a 2,9 W para una insolución de 500 W/cm², la salida de un acumulador de 12 V solo cae a 4,8 W, es decir, una diferencia de casi el 50%.

IV.2.5 Efecto de la temperatura

En el apartado de características aparecía una figura que representaba la variación de la característica I-V en función de la temperatura, para una insolación de 1 KW/m².

El coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito es de unos + 0,64 mA/°C y el de la tensión en circuito abierto de - 74 mV/°C aproximadamente.

Cuando la temperatura de unión en las células aumenta de 0° a 60°C, la potencia máxima cae de 12 a 9,7 W.

Puesto que el coeficiente de temperatura de un acumulador plomo-ácido tiene también un coeficiente de temperatura negativo (aproximadamente -6 mV/°C) palía en algo el efecto de la temperatura en al potencia.

IV.2.6 Célula en sombra

Además de lo descrito en el apartado anterior, la temperatura puede producir efectos nefastos e irreversibles en las células de los paneles.

Para que la estructura de una célula quede dañada por efectos de la temperatura, ésta ha de ser elevada en la unión de la célula.

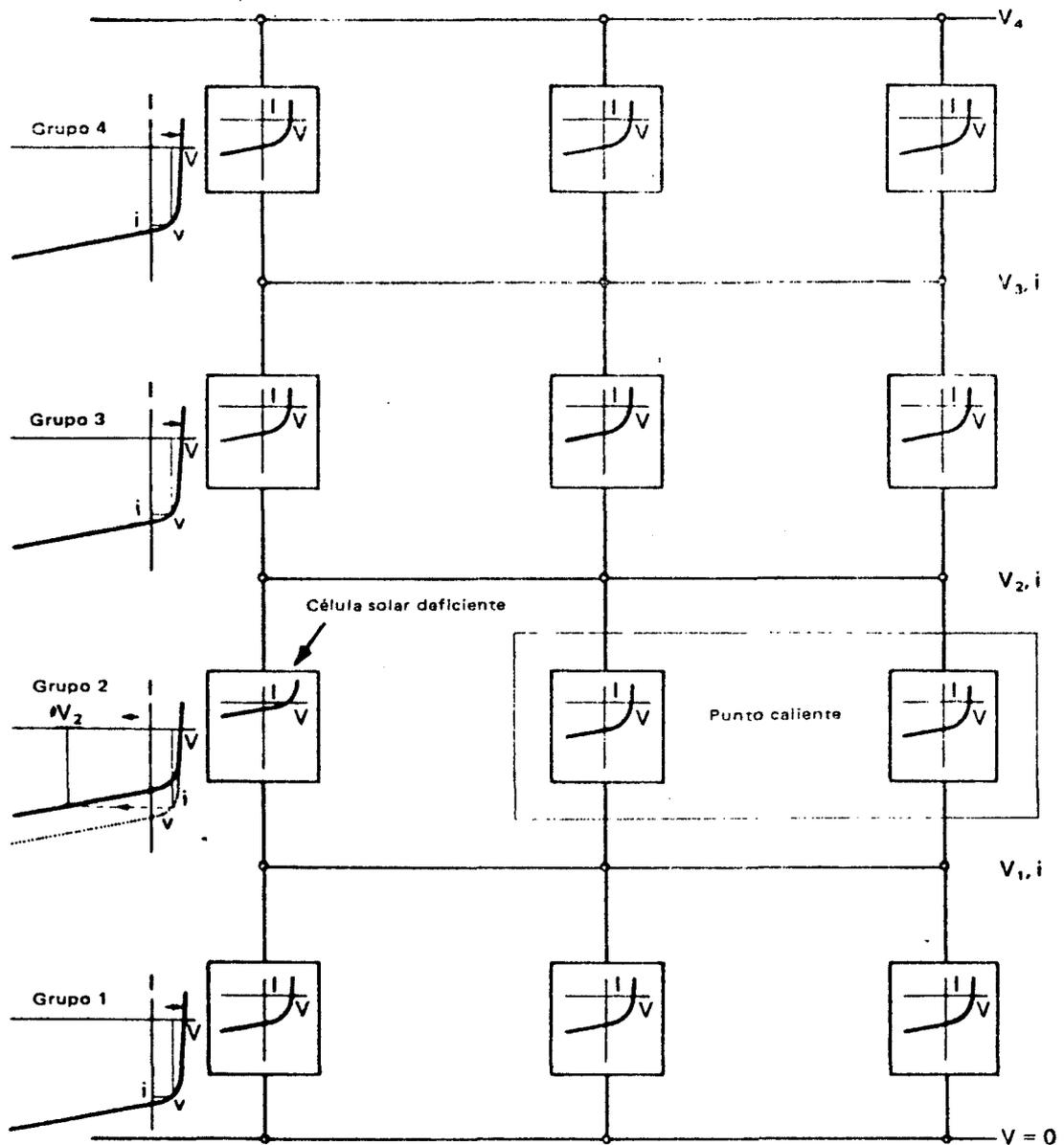
Si la temperatura de una célula es superior a 85°C o existe una diferencia apreciable con respecto a las que se interconectan a su alrededor, la silicona puede endurecerse o degenerarse. Los esfuerzos inducidos térmicamente pueden provocar el desprendimiento de la resina de la superficie sensible de las células, provocando la decoloración de la célula, esto conlleva un incremento de reflexión a causa de los esfuerzos térmicos y un incremento de la absorción debido a la decoloración. Estos efectos son irreversibles.

En cualquier célula normal el aumento de calor se debe a forzar la corriente que pasa a través de ella, produciendo una tensión inversa (funcionamiento en el cuadrante $-I, -V$). Esto ocurre cuando una célula en un panel irradiado pasa parcialmente a la sombra.

Para ilustrar este problema supongamos el caso siguiente: Tenemos un panel con cuatro grupos

de células conectados en serie, y cada grupo posee tres células en paralelo.

Supongamos que cada célula tiene la misma característica I-V y que existe una célula deficiente o que simplemente está en sombra, lo que reduce su producción.



Cada grupo tiene la característica I-V mostrada en la figura. El voltaje de cada grupo es el mismo que el de una sola célula, y la corriente i es tres veces mayor. Por el grupo 2, que contiene la célula deficiente tiene que circular i , esto solo se consigue forzando el punto de trabajo de la célula mala a través de la característica I-V, de manera que se llega a una alta tensión inversa V_2 que se impone a todo el grupo.

De esta forma la potencia disipada por este grupo es $V_2 \times i$, en contraste con la de los demás grupos $V \times i$.

Debido a que la pendiente de la curva I-V en el punto de trabajo de la célula mala no es muy grande, al forzar la corriente a valores mayores el valor de V_2 llega a ser múltiplo de la V de trabajo de las células buenas.

Consecuentemente la disipación de potencia en las células buenas del grupo 2 es un múltiplo del resto de las células, originándose un aumento de temperatura tal que hace que las conexiones soldadas se fundan y todo el panel deje de funcionar.

La solución a este problema está en la organización del panel. En cada grupo se debe conectar

el mayor número posible de células en paralelo, de esta forma la contribución de una célula deficiente a la corriente total del grupo es mínima, evitando que la tensión en esta célula se desplace a valores altos. Si no es posible conectar muchas células en paralelo, se conecta en paralelo con cada grupo un diodo, ya que permite una gran corriente opuesta hacia un voltaje negativo bajo al deteriorarse una célula.

La conexión del acumulador en paralelo con los paneles contribuye enormemente a paliar el problema ocasionado por una célula defectuosa o en sombra, ya que proporciona una fuente de tensión paralela que reduce la tensión disponible para conducir una corriente por las células en sombra.

En la práctica, a partir de una tensión de acumulador mayor de 10 V no podrá dañarse el conjunto de células que se hallan en sombra.

IV.2.7 Envejecimiento y vida

Enten demos por envejecimiento la pérdida progresiva de rendimiento. La experiencia demuestra que la vida media de un panel es de veinte años, al cabo de los cuales su rendimiento es aproximadamente el 75% del valor inicial. En los cinco años siguientes (20-25) se suele producir una degradación acelerada que hace descender el rendimiento

a valores despreciables considerándose inútil la instalación.

IV.3 ACUMULADORES

La necesidad de un subsistema acumulador está más que justificada por el hecho de que proporcionan energía en un sistema solar fotovoltaico en el tiempo de baja insolación o nula (durante la noche).

Aparte de esto, hay dos aspectos importantes que sugieren la instalación de acumuladores. Estos aspectos ya se han estudiado anteriormente y están directamente relacionados con la instalación. Por un lado posibilitan la mejor adaptación panel carga evitando pérdidas de potencia considerables, por otro, actúan como sistema protector ante células defectuosas o en sombra.

IV.3.1 Tipos de acumuladores

En este apartado nos centraremos en los acumuladores plomo-ácido que aunque no son los ideales para una instalación solar, es lo más apropiado que existe en el mercado.

Los acumuladores plomo-ácido podemos dividirlos en:

- Según su función:
 - Arranque
 - Estacionarios
 - De tracción
- Por la aleación utilizada:
 - Plomo-Cálcio Pb-Ca
 - Plomo-antimonio Pb-Sb

Para una batería de plomo-ácido tenemos las siguientes características:

Densidad de energía: 50-60 Wh/Kg

Densidad de potencia: 150-200 W/Kg

Ciclos de vida: 1500-2000

Temperatura de funcionamiento: Ambiente

Electrólito: Solución acuosa de SO_4H_2

Las características más importantes que se destacan sobre otro tipo de acumuladores son el número de ciclos de vida y el coste. Si consideramos la batería de Níquel-Cadmio, ésta tiene las mismas características que las arriba reseñadas e incluso superiores. La gran diferencia es que su precio es tres veces mayor o más, lo que provoca su descalificación al aumentar tremendamente el precio de la instalación.

IV.3.2 Constitución de los acumuladores

Los acumuladores están constituidos por los vasos o recipientes y el electrólito.

Los vasos, fabricados en goma dura o plástico contienen los grupos de placas, positivo y negativo. El voltaje nominal de un elemento es de 2 V aproximadamente.

Las placas se unen en grupos debido a la baja capacidad de una sola placa. Cada elemento acumulador consta de dos grupos de placas de manera que las palcas positivas y negativas se colocan alternativamente, y a continuación se introducen unos separadores entre ambos. Los grupos negativos tienen siempre una placa de más, de esta forma cada palca positiva está entre dos negativas. El propósito de esta disposición es equilibrar la expansión del material activo.

Los separadores son láminas porosas muy delgadas de material aislante. Por el lado que da a la placa negativa son lisos, y ranurados verticalmente por el lado de la placa positiva. Estas ranuras sirven para que el material activo que se desprende muy rápidamente en la placa positiva caiga en el lugar designado para ello en el vaso o recipiente.

IV.3.2.1 Fabricación de las placas

Las placas consisten en una rejilla o armazón que sostiene el material activo. Se componen de una aleación de Pb-Sb o Pb-Ca y tienen forma rectangular. El marco de las placas es grueso y tiene una red de varillas verticales y horizontales ; las varillas verticales son más gruesas que las horizontales y sirven para sostener el material activo y de conductores para la corriente, de manera que esta se distribuya uniformemente en las placas durante las operaciones de carga y descarga.

El antimonio que contienen las placas ha variado desde un 10-12% hasta un 3-5%. Los acumuladores denominados de bajo mantenimiento llevan contenidos de Sb menores del 3%.

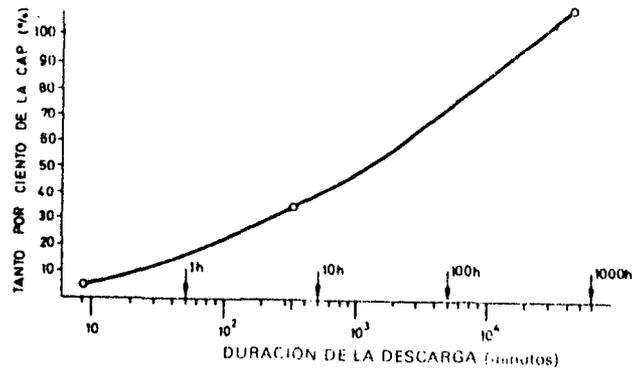
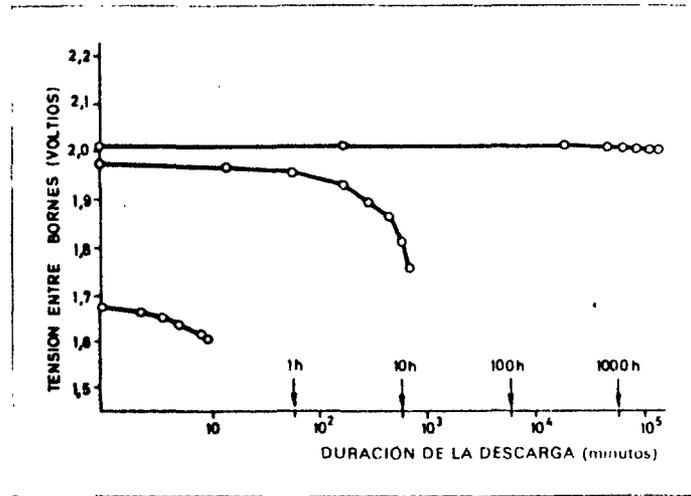
Las aleaciones de plomo-calcio son superiores en cuanto a consumo de agua y autodescarga, aunque tienen una menor adherencia material activo-rejilla.

IV.3.3 Efecto de la descarga sobre la capacidad

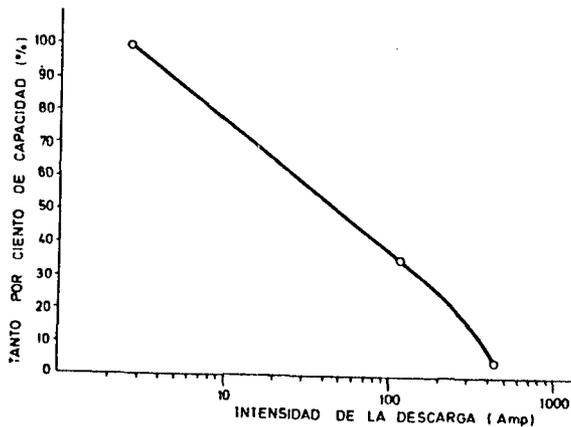
El tiempo y la intensidad de la descarga son factores determinantes en la capacidad de un acumulador de plomo-ácido.

En las figuras podemos ver la influencia del tiempo de descarga sobre la tensión en bornes

de la batería, y sobre la capacidad de la batería.



En la siguiente figura se expresa la variación de la capacidad en función de la intensidad de la descarga.



IV.3.5 Tensión de carga

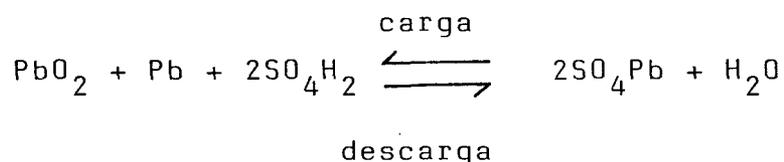
La tensión de carga es uno de los factores que influyen en la vida de la batería. Dicha tensión depende del diseño del sistema; si el acumulador se prevé que va a estar largos periodos en estado de carga parcial la tensión de carga debe ser elevada (2,4-2,5V por elemento a temperatura ambiente) de esta forma el rendimiento de carga será máximo, ya que los efectos de gaseo excesivo y deprendimiento de material activo serán mínimos porque ocurrirán cuando el acumulador esté totalmente cargado.

Cuando la aplicación requiera que esté la mayor parte del tiempo cargado (por ejemplo en sistemas de alarma) la tensión de carga deber ser notablemente inferior a la tensión de gaseo (2,4V). A temperatura ambiente la tensión de carga debería ser 2,15-2,2V. La pequeña intensidad que pasa a través del acumulador compensa la pérdida de capacidad debida a la autodescarga.

IV.3.6 Profundidad de la descarga

Este es uno de los factores más influyentes en la vida de un acumulador. Se entiende por profundidad de descarga a la mínima capacidad a la que llega el acumulador en su descarga.

La reacción química que describe estos procesos de carga y descarga es:



Durante los ciclos de carga-descarga se producen tensiones en el material activo debido al diferente volumen de los materiales que entran en juego: Pb, PbO₂ y SO₄Pb. Cuanto mayor es la profundidad de la descarga, mayor será la cantidad de materia activa que se transforma y las tensiones originadas pueden dar lugar a desprendimiento de material activo. En el momento en que los depósitos de residuos se llenen, se producirán cortocircuitos entre placas quedando el elemento inutilizado.

Debido a esto hay que escoger cuidadosamente el límite inferior de la capacidad de la batería en su descarga.

De forma orientativa, cuando un acumulador se descarga hasta un 30% de su capacidad nominal en 5 horas tiene una esperanza de vida de 3-4 años, mientras que si se descarga hasta un 70% de su capacidad nominal en el mismo tiempo, su vida sería de 10 años.

Hemos de buscar un equilibrio entre profundidad máximo de descarga y costo del sistema de acumulación, ya que cuanto menor sea la profundidad de descarga mayor es el coste del subsistema de acumulación.

IV.3.7 Máxima duración del acumulador en estado de descarga

Cuando el acumulador permanece largos periodos de tiempo en estado de baja carga, el sulfato de plomo se cristaliza de forma irreversible, con la consiguiente inutilización de material activo, que redunda en una pérdida de capacidad.

Se aconseja que el tiempo de permanencia del acumulador en bajo estado de carga sin ciclos de carga-descarga no sea superior a los 2 ó 3 días.

IV.4 REGULADORES DE CARGA

Las principales funciones de un regulador son:

- Evitar sobrecargas de las baterías, desconectando cuando éstas se encuentren cargadas.
- Impedir la descarga de los acumuladores a través de los paneles en periodos en que no existe o es muy baja la insolación, mediante un diodo de bloqueo. Hay diseñadores que consideran el diodo de bloqueo como otro subsistema de la instalación, aunque lo integren dentro del regulador.
- Ajustar la tensión de carga de las baterías según su estado de carga.

Algunos reguladores incorporan un circuito para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, que asegura que el panel funcione en dicho punto independientemente de la insolación. Generalmente no se utiliza este dispositivo ya que la introducción del acumulador proporciona una óptima adaptación de carga, siendo despreciable su influencia en el rendimiento total del sistema.

Existen dos tipos básicos de reguladores:

Uno conecta en paralelo la salida de los paneles cuando el acumulador alcanza la tensión final de carga; regulador paralelo. El otro, deja en circuito abierto los paneles cuando se ha completado la carga.

La mayoría de los reguladores paralelos mantienen la tensión de la batería en el estado final de carga. Esto es un problema para elevada temperatura ambiente. Los reguladores en paralelo se emplean fundamentalmente en sistemas de baja potencia (menor que 80 W). Para los de mayor potencia se suele emplear el regulador de conmutación en serie, debido a su baja disipación.

V.1 INTRODUCCION

El diseño de una instalación fotovoltaica lo vamos a dividir en dos partes: Cálculo del número de paneles necesarios y dimensionado del subsistema de acumulación. Estas dos partes no son independientes, sino que están íntimamente relacionadas.

El procedimiento de diseño que se sigue aquí no es el único, y además en la construcción de un sistema fotovoltaico intervienen gran cantidad de parámetros a los que el diseñador dará los valores que crea conveniente para cada caso particular.

Se ha tratado, de todas formas, de dar un enfoque que sea lo más general posible, estudiando minuciosamente los puntos tratados.

Al final del capítulo se muestra un programa en Basic que refleja todo el proceso que seguiremos a continuación.

V.2 PRELIMINARES

Antes de adentrarnos en el cálculo de la instalación en sí necesitamos una serie de datos meteorológicos de la zona donde se vaya a ubicar la instalación y la demanda de

energía del equipo a alimentar.

Los datos metereológicos necesarios son:

- Latitud del lugar y declinación.
- Insolación

La latitud del lugar será necesaria para calcular el ángulo óptimo de inclinación de los paneles.

La insolación nos valdrá para evaluar las horas de luz solar diarias, y, en consecuencia, la energía que pueden proporcionar los paneles.

El consumo de la instalación condicionará el tipo más adecuado de panel a utilizar.

V.3 PROCESO DE DISEÑO

V.3.1 Insolación

La insolación del lugar puede recogerse de las tablas que a tal efecto publica el Instituto Nacional de Meteorología.

Estas tablas reflejan la insolación sobre superficie horizontal en medias mensuales, en cal/cm²/día.

Se necesitan estos datos en Horas Pico Solares, HPS. La conversión de unidades es de la siguiente forma:

$$\text{cal/cm}^2/\text{día} \times 4,18/1000 = \text{Kj/cm}^2/\text{día}$$

$$\text{Kj/cm}^2/\text{día} \times 2,77 = \text{HPS/día}$$

V.3.2 Declinaciones medias mensuales

Como ya hemos dicho anteriormente nos serán necesarias para el cálculo del ángulo óptimo de inclinación de los paneles.

La declinación solar es de ~~23~~ 23° 27' en el solsticio de invierno (22 de Diciembre) y 0° en los equinoccios de Primavera (21 de Marzo) y de Otoño (23 de Septiembre).

Entre estos valores la declinación toma todos los valores intermedios. Existen multitud de expresiones que nos dan estos valores, una de ellas es:

$$\delta = 23,45 \cos(30m + d - 202)$$

donde:

δ viene en grados decimales

m = número de mes del año

d = número de día del mes.

Si queremos medias mensuales podemos tomar los valores de la siguiente tabla:

Enero	- 20,8
Febrero	- 12,7
Marzo	- 1,9
Abril	9,9
Mayo	18,9
Junio	23,1
Julio	21,3
Agosto	13,7
Septiembre	3
Octubre	- 8,8
Noviembre	- 18,4
Diciembre	- 23

V.3.2 Latitud del lugar

La latitud del lugar es un dato geográfico que interviene también en el cálculo del ángulo de inclinación óptimo de los paneles.

V.3.3 Cálculo del ángulo de inclinación de los paneles

La inclinación del sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año y por lo tanto, en instalaciones cuyos paneles estén fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía sobre

una base anual. Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación.

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

$$R = \frac{\cos((L - \beta)(\sin \Omega - \Omega \cos \Omega_f))}{\cos(L(\sin \Omega - \Omega \cos \Omega))}$$

$$\text{si } \Omega < \Omega_f$$

$$R = \frac{\cos((L - \Omega)(\sin \Omega_f - \Omega \cos \Omega_f))}{\cos(L(\sin \Omega - \Omega \cos \Omega))}$$

$$\text{si } \Omega > \Omega_f$$

Siendo L la latitud del lugar y Ω y Ω_f definidas por:

$$\cos \Omega = -\operatorname{tg}(L \operatorname{tg} \delta)$$

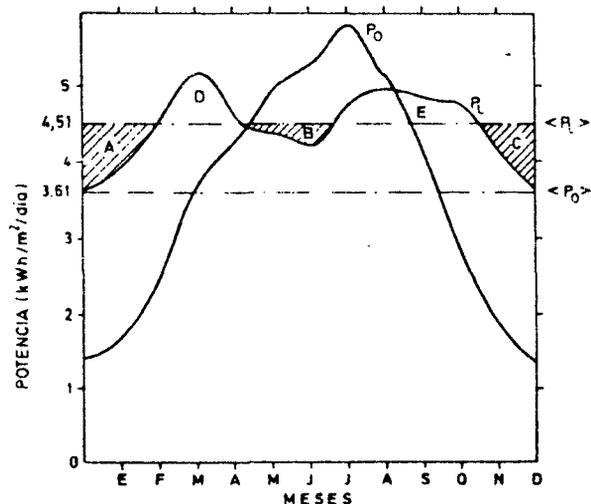
$$\cos \Omega_f = -\operatorname{tg}((L - \Omega) \operatorname{tg} \delta)$$

donde δ es la declinación, ya definida anteriormente.

Ω es el ángulo horario que corresponde al ocaso del sol (tomando el cero al mediodía) y siendo el plano de observación el horizontal.

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

En la figura siguiente podemos ver un diagrama que muestra las distribuciones de las radiaciones incidentes a lo largo del año sobre superficie horizontal y sobre superficie inclinada un ángulo igual a la latitud del lugar. P_0 es la radiación incidente sobre una superficie horizontal, y P_L la radiación incidente sobre una superficie inclinada un ángulo igual a la latitud del lugar.



Se puede observar que hay un supravit de energía grande en los meses de verano, así como un deficit importante durante los meses de invierno.

Al inclinar el panel un ángulo igual a la latitud, se observa que la distribución de energía a lo largo del año es mucho más uniforme, suavizando los picos del diagrama. De esta forma se obtiene una mayor radiación durante los meses de invierno a costa de los meses de verano.

La filosofía del cálculo que se sigue aquí es chequear todos los ángulos de inclinación desde cero hasta 90° y escoger aquel cuya radiación en el mes de Diciembre sea mayor.

Según veremos en el caso práctico que se expone más adelante, el ángulo elegido difiere muy poco de la latitud.

V.3.4 Tipo y cantidad de paneles en la instalación

El primer dato necesario para un cálculo es la carga diaria que va a tener el generador fotovoltaico, es decir el consumo diario que se prevé en la aplicación que nos ocupa. Este consumo se expresa en unidades de energía por día, Wh/día, resultante de la potencia que tenga el equipo alimentado y el número de horas que esté funcionando.

El consumo, normalmente, se suele expresar como carga diaria en Ah/día.

Conocida la insolación mensual calculamos la insolación media anual por día expresada en HPS/día.

Los fabricantes de paneles dan como características la corriente y tensión óptimas (que suelen ser aproximadamente iguales a las de funcionamiento). Basta multiplicar ese valor de corriente por el de insolación HPS/día para obtener la salida media diaria del panel en Ah/día. (también se podría expresar en Wh/día).

El mínimo total de paneles fotovoltaicos para una instalación es el producto de los que se deben conectar en serie por los que se conecten en paralelo. Estos últimos, a su vez, se calculan como el cociente de la carga media diaria (Ah/día) por la salida media diaria del panel.

Un ejemplo práctico que ilustra lo anterior es el siguiente:

Supongamos que tenemos un repetidor de radio situado en un lugar donde la insolación media anual por día es de 4,71 HPS y opera a 24 V. Su consumo es de 6 A cuando está transmitiendo (20% del tiempo) y de 0,5 A cuando está recibiendo o en estado de no emisión (80% del tiempo). Alimentamos el equipo con paneles fotovoltaicos, cada uno de los cuales

proporciona 2 A a 13 V en el punto de trabajo y con insolación punta.

Las características de la instalación son las siguientes:

Consumo : 38,4 Ah/día

Salida diaria del panel : 9,42 Ah/día

Nº de paneles serie: 2

Nº de paneles paralelo : 4

Total paneles: 8

Es de destacar que podríamos aumentar el número de paneles paralelo, con lo cual obtendríamos una salida media diaria mayor y una reducción en el sistema de acumulación, pero también lleva consigo dos grandes inconvenientes: Elevación del precio de la instalación y una mayor energía desaprovechada anualmente, que al no ser utilizada, simplemente se pierde, ya que si ha sido generada.

V.4 DISEÑO DEL SUBSISTEMA DE ACUMULACION

Los acumuladores deben cumplir dos condiciones fundamentales: Proporcionar la energía necesaria en horas de nula o baja insolación y asegurar la autonomía exigida.

El diagrama de la página siguiente ilustra el proceso de cálculo para el diseño del subsistema de acumulación.

INSOLACION MEDIA ESTACIONAL

I' (cal/cm²/dia)
x 4.18/1000

I' (Kj/cm²/dia)
x 2.77

HPS/dia

BALANCE ANUAL DE ENERGIA

VERANO
 $A = HPS / \text{trim} \times \text{Icelda} - \text{Consumo trim.}$

OTOÑO
B = " " "

INVIERNO
C = " " "

PRIMAVERA
D = " " "

Y' = Pérdida capacidad en el ciclo anual
 $(Z) \text{ (Ah en 10 h)} = Y' \times 0.995$

AUTONOMIA EXIGIDA

$Z' \text{ (Ah)} = \text{horas} \times \text{consumo}$

La autonomía debe obtenerse desde la capacidad mínima al final del invierno ---- (C_F)

hasta la capacidad límite prefijada ---- (C_M)

$(Z) \text{ (Ah en 10 h)}$

$Z' \times 0.661$ (10 días)

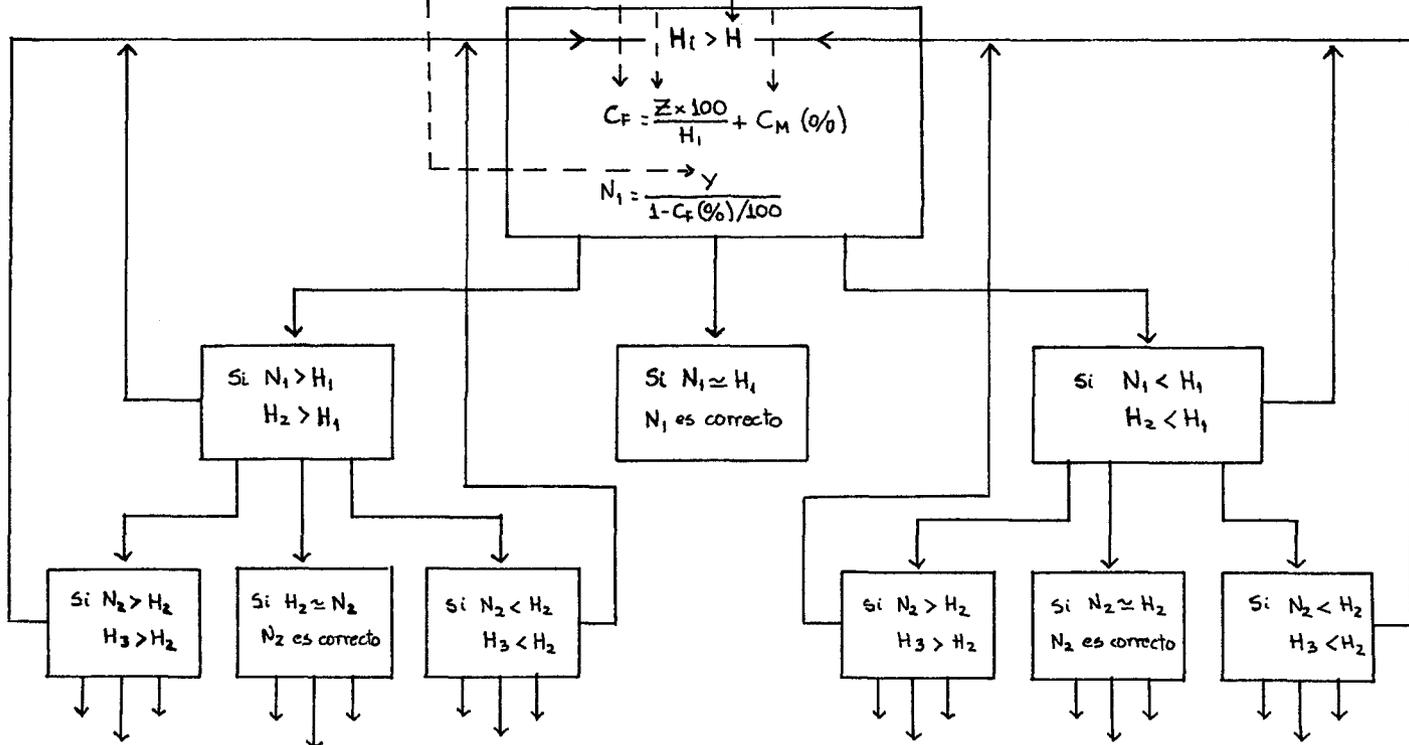
$Z' \times 0.726$ (5 días)

CICLAJE MAXIMO DIARIO
(% capacidad del acumulador)

$X = \frac{M}{H} \times 100$

M: Consumo diario en horas de no insolación

(H) Capacidad del acumulador



V.4.1 Horas pico solares

En este apartado se debe calcular el número de horas pico solares, HPS, para cada una de las estaciones del año, en el lugar donde se va a establecer el sistema fotovoltaico.

Expresando la insolación en HPS por día, trimestre etc, se tiene la ventaja de que, en estas condiciones, la corriente proporcionada por el panel, I_{celda} , es constante y máxima.

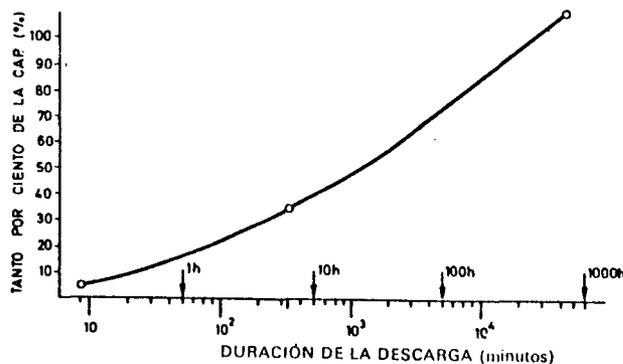
V.4.2 Balance anual de energía

Este balance se debe realizar para cada una de las estaciones del año como la diferencia entre la energía proporcionada por los paneles fotovoltaicos, $\text{HPS}/\text{trimestre} \times I_{\text{celda}}$, y el consumo del sistema que se alimenta. Generalmente este balance será positivo en verano y primavera y negativo en invierno y otoño, aunque es posible obtener resultados distintos en algunas aplicaciones particulares.

A partir de estos balances estacionales se establece el parámetro Y' (pérdida de capacidad del acumulador en un ciclo anual completo) como suma de los balances de energía negativos, si hay dos más seguidos, o como el valor del más negativo cuando alternan positivos y negativos. Hemos de tener en cuenta que estos balances se obtienen

en pérdidas de capacidad de forma lenta, descargas superiores a un mes. Estos valores habrá que homologarlos a los datos dados por los fabricantes de acumuladores, que expresan su capacidad con respecto a una descarga de 10 horas (Ah en 10 h).

Según el diagrama siguiente establecemos un nuevo parámetro Y (con su valor homologado).



donde:

$$Y = Y' \times 0,595$$

De este apartado también surge otro parámetro importante, la descarga anual, igual a la suma de los cuatro balances estacionales. Da una idea de la energía generada por los paneles fotovoltaicos que será desechada (generada y no utilizada por

el sistema) ya que excede a las necesidades del consumo y de la acumulación.

V.4.3 Autonomía del sistema

Este parámetro al que denominamos Z' , denota el número de días de no insolación en los que el sistema debe proporcionar energía al consumidor. Esta energía, lógicamente, procede de los acumuladores y se define como:

$$Z' \text{ (Ah)} = \text{Horas seguidas de no insolación} \times \text{consumo (A)}$$

Al igual que en el apartado anterior hay que homologar este valor para una descarga en 10 horas. Se suelen tomar 10 ó 5 días de autonomía y su factor de homologación es de 0,661 y 0,726 respectivamente.

En la práctica la necesidad de autonomía aparece en la época de menor insolación, en el invierno. De tal forma que cuando el acumulador se encuentra en su nivel más bajo de carga anual C_F (capacidad mínima al final del invierno) debe ser capaz de proporcionar la energía exigida por la autonomía deseada.

La acumulación debe estar calculada de tal forma que una vez cubierto el margen de autonomía las baterías no se hayan descargado por debajo de un nivel límite inferior previamente establecido,

C_M , (capacidad límite del acumulador), ya que de lo contrario pueden resultar dañadas irreversiblemente. La autonomía por tanto, queda:

$$Z = C_F - C_M$$

Se suele tomar C_M entre un 30 a un 40% de la capacidad total.

Z y C_M son datos que se imponen de antemano, mientras que C_F surge como resultado de los cálculos del programa.

V.4.4 Ciclado máximo diario del acumulador

Este parámetro, X , se define como el cociente entre M (capacidad diaria suministrada por el acumulador en horas de insuficiente o no insolación), y H (capacidad total del subsistema de acumulación). Los valores típicos de X para un número de paneles entre 10 y 14 suelen ser menores al 10%, e incluso menores al 5% para un número de paneles inferior a 10.

X es un parámetro a establecer antes de iniciar el cálculo. En la secuencia de cálculo hecha mediante programa obtendremos un valor máximo de ciclado. Es decir, si nosotros imponemos un ciclado superior al máximo admisible (en función de Z , C_M y M) siempre obtendremos dicho valor como resultado, y no el

que impusimos como dato en el programa. Estos datos se pueden ver en el programa como "ciclado diario" y "biclado diario calculado".

V.4.5 Secuencia reiterativa de cálculo

Los datos previos conocidos en cualquier instalación son: Y , Z , M , $C_M(\%)$, X , y M ; con ellos se aplica la secuencia de cálculo descrita en el diagrama inicial hasta llegar a un valor óptimo de la capacidad del acumulador, $H_i = N_i$, que cumple todas las exigencias del proyecto según se ha descrito en los apartados anteriores.

Las etapas a cubrir son: A partir de X y M se obtiene un valor, H , estrictamente necesario para soportar el ciclado diario. Se supone a continuación un valor $H_1 \geq H$. Este parámetro H_1 , la autonomía Z y C_M permiten calcular un valor del estado de carga del acumulador al final del invierno, $C_F(\%)$, adecuado a las exigencias X , M , Z y C_M . El valor de C_F así obtenido en combinación con el parámetro Y (última de las exigencias a satisfacer) permite calcular otra capacidad, N_1 , que hace viable que el acumulador sufra una pérdida de capacidad, Y , impuesta por el dimensionado de los paneles fotovoltaicos, la insolación del lugar y el régimen de consumo.

Si se cumple $N_1 \approx H_1$, todas las exigencias del proyecto han sido cumplimentadas y, por tanto, la capacidad de acumulación óptima es H_1 . Por el contrario, si $N_1 > H_1$ ($N_1 < H_1$) se debe ensayar en forma paralela a la descrita, otro valor $H_2 > H_1$ ($H_2 < H_1$) hasta alcanzar la situación $N_i \approx H_i$.

Se puede observar que en el planteamiento descrito no se ha tenido en cuenta la pérdida de capacidad del acumulador (subsistema de acumulación) por auto-descarga, ya que, generalmente, ocurre que cuando el acumulador está continuamente operando (carga-descarga), caso de las aplicaciones fotovoltaicas, los procesos de autodescarga no son significativos.

V.4.6 Programa de cálculo

El programa Basic que se muestra a continuación realiza los cálculos para el dimensionado de una instalación fotovoltaica.

Los datos a introducir por orden son:

- Insolación horizontal en cal/cm²/día.
- Latitud del lugar
- V del panel en condiciones de máxima insolación.
- I " " " " " " "
- V_{cc} del equipo a alimentar
- Consumo medio diario

- Días de autonomía
- Capacidad límite, C_M (%)
- Ciclado diario

```

1 REM PROYECTO
2 PRINT AT 3,8;"PROGRAMA PARA EL"; PRINT AT 5,10;"DIMENSIONADO": PRINT AT 7,7;"DE UNA INSTALA
CION": PRINT AT 9,10;"FOTOVOLTAICA": PRINT AT 16,1;"Fernando Olano": PRINT AT 16,24;"Feb/86"
3 LPRINT "PROYECTO PARA EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA"
4 LPRINT
5 GO SUB 2500
20 DIM m$(12,10)
30 FOR n=1 TO 12
40 READ m$(n)
50 NEXT n
60 DATA "ENERO","FEBRERO","MARZO","ABRIL","MAYO","JUNIO","JULIO","AGOSTO","SEPTIEMBRE","OCTUBR
E","NOVIEMBRE","DICIEMBRE"
70 PRINT "Datos insolacion horizontal en cal/cm2/dia:"
75 LPRINT "Datos insolacion horizontal en cal/cm2/dia:"
76 LPRINT
80 PRINT
90 DIM i(12)
100 FOR n=1 TO 12
110 PRINT AT n+3,0; FLASH 1;m$(n)
120 INPUT i(n)
125 PRINT AT n+3,0; FLASH 0;m$(n)
130 PRINT AT n+3,15;i(n)
135 LPRINT m$(n),i(n)
140 NEXT n
150 PRINT AT 20,0;"Pulsar cualquier tecla para continuar"
160 PAUSE 0
170 CLS
180 DIM h(12)
190 FOR n=1 TO 12
200 LET h(n)=i(n)*4.18/1000*2.77
210 NEXT n
220 PRINT "Datos insolacion horizontal en HPS:"
225 LPRINT
226 LPRINT "Datos insolacion horizontal en HPS:"
227 LPRINT
230 FOR n=1 TO 12
240 PRINT AT n+3,0;m$(n)
250 PRINT AT n+3,15;h(n)
255 LPRINT m$(n),h(n)
260 NEXT n
270 GO SUB 2500
280 LPRINT
300 PRINT "Declinaciones medias mensuales:"
305 LPRINT "Declinaciones medias mensuales:"
306 LPRINT
310 DIM d(12)
320 FOR n=1 TO 12
330 READ d(n)
340 PRINT AT n+3,0;m$(n)
350 PRINT AT n+3,15;d(n)
355 LPRINT m$(n),d(n)
360 NEXT n
370 DATA -20.8,-12.7,-1.9,9.9,18.9,23.1,21.3,13.7,3,-8.8,-14.4,-23
375 GO SUB 2500
380 PRINT AT 10,0;"Latitud del lugar:"
383 LPRINT
390 INPUT lat
400 PRINT AT 10,19;lat
402 LPRINT
403 LPRINT "Latitud del lugar=";lat

```

```

405 GO SUB 2500
410 LET lat=(lat*PI)/180
420 DIM r(12)
430 DIM g(12)
440 LET R=0
450 FOR B=lat TO PI/2 STEP PI/180
455 LET n=12
460 GO SUB 3000
470 IF r(12)>R THEN LET R=r(12): LET A=B
490 NEXT B
500 LET B=A
510 PRINT AT 10,0;"Angulo de inclinacion"
512 LPRINT
514 FOR n=1 TO 12
515 GO SUB 3000
516 LET g(n)=h(n)*r(n)
517 NEXT n
520 LET Anin=B*180/PI
530 PRINT AT 10,22;Anin;" grados"
540 LPRINT "Angulo de inclinacion=";Anin;" grados"
550 LPRINT
555 GO SUB 2500
560 PRINT "Relacion superficie inclinada/horizontal para un angulo B=";Anin;" grados"
570 LPRINT "Relacion superficie inclinada/horizontal para un angulo B=";Anin;" grados"
580 LPRINT
590 FOR n=1 TO 12
600 PRINT AT n+3,0;m$(n)
610 PRINT AT n+3,15;r(n)
620 LPRINT m$(n),r(n)
623 NEXT n
630 GO SUB 2500
640 LPRINT
650 PRINT "Insolacion en HPS para una inclinacion de ";Anin;" grados"
660 LPRINT "Insolacion en HPS para una inclinacion de ";Anin;" grados"
670 LPRINT
680 FOR n=1 TO 12
690 PRINT AT n+3,0;m$(n)
700 PRINT AT n+3,15;g(n)
710 LPRINT m$(n),g(n)
720 NEXT n
725 GO SUB 2500
728 PRINT AT 0,4;"DATOS DE LA INSTALACION"
735 LPRINT
738 LPRINT
740 LPRINT
745 LPRINT
750 LPRINT "DATOS DE LA INSTALACION"
760 PRINT AT 5,0;"V del panel en condiciones de"
770 PRINT AT 6,0;"maxima insolacion:"
780 LPRINT
790 INPUT Vp
800 PRINT AT 7,19;Vp;" voltios"
810 LPRINT "V del panel en condiciones de maxima insolacion=";Vp;" voltios"
820 PRINT AT 9,0;"I del panel en condiciones de"
830 PRINT AT 10,0;"maxima insolacion:"
840 INPUT Ip
850 PRINT AT 11,19;Ip;" Amp"
855 LPRINT
860 LPRINT "I del panel en condiciones de maxima insolacion=";Ip;" Amp"
865 GO SUB 2500

```

```

870 PRINT AT 0,4;"DATOS DE LA INSTALACION"
880 PRINT AT 5,0;"Tension de alimentacion:"
890 INPUT Val
900 PRINT AT 7,19;Val;" voltios"
910 LPRINT
920 LPRINT "Tension de alimentacion=";Val;" voltios"
930 PRINT AT 9,0;"Consumo medio diario"
940 PRINT AT 10,0;"en Ah/dia:"
950 INPUT Cmd
960 PRINT AT 11,19;Cmd;" Ah/dia"
970 LPRINT
980 LPRINT "Consumo medio diario=";Cmd;" Ah/dia"
990 GO SUB 2500
1000 PRINT AT 0,11;"PANELES"
1010 LET a=0
1020 FOR n=1 TO 12
1030 LET a=a+(g(n)/12)
1040 NEXT n
1050 LET a=a*Ip
1060 LET Ppar=(INT (Cmd/a))+1
1070 LET Pser=(INT (Val/Vp))+1
1080 PRINT AT 5,0;"Salida media diaria del"
1090 PRINT AT 6,0;"panel:"
1100 PRINT AT 7,8;a;" Ah/dia"
1110 LPRINT
1120 LPRINT "Salida media diaria del panel=";a;" Ah/dia"
1130 PRINT AT 10,0;"Paneles paralelo=";Ppar
1140 LPRINT
1150 LPRINT "Paneles paralelo=";Ppar
1160 PRINT AT 12,0;"Paneles serie=";Pser
1170 LPRINT
1180 LPRINT "Paneles serie=";Pser
1190 GO SUB 2500
1200 LPRINT
1210 DIM e$(4,10)
1220 FOR n=1 TO 4
1230 READ e$(n)
1240 NEXT n
1250 DATA "PRIMAVERA","VERANO","OTOÑO","INVIERNO"
1260 DIM f(4)
1270 LET f(1)=(g(3)+g(4)+g(5))*30
1280 LET f(2)=(g(6)+g(7)+g(8))*30
1290 LET f(3)=(g(9)+g(10)+g(11))*30
1300 LET f(4)=(g(12)+g(1)+g(2))*30
1310 PRINT "HPS medias estacionales:"
1320 LPRINT
1330 LPRINT "ACUMULADORES"
1340 LPRINT
1350 LPRINT
1360 LPRINT "HPS medias estacionales:"
1365 LPRINT
1370 FOR n=1 TO 4
1380 PRINT AT n+4,0;e$(n)
1390 PRINT AT n+4,13;f(n)
1400 LPRINT e$(n),f(n)
1410 NEXT n
1420 GO SUB 2500
1430 DIM y(4)
1450 FOR n=1 TO 4
1460 LET y(n)=(f(n)*Ip*Ppar)-(Cmd*90)

```

```

1470 NEXT n
1480 PRINT "Balance energetico estacional:"
1490 LPRINT
1500 LPRINT "Balance energetico estacional:"
1505 LPRINT
1510 FOR n=1 TO 4
1520 PRINT AT n+4,0;e$(n)
1530 PRINT AT n+4,13;y(n)
1540 LPRINT e$(n),y(n)
1550 NEXT n
1560 GO SUB 2500
1570 DIM z(7)
1580 FOR n=2 TO 5
1590 LET m=n-1
1600 LET z(n)=y(m)
1610 NEXT n
1620 LET z(1)=z(5)
1630 LET z(6)=z(2)
1640 LET z(7)=1
1650 LET Y=0
1660 FOR n=2 TO 6
1670 LET m=n-1
1680 LET x=n+1
1690 IF z(n)>0 THEN GO TO 1710
1700 IF z(m)<0 THEN LET Y=Y+z(n): GO TO 1710
1703 IF z(x)>0 THEN GO TO 1710
1706 LET Y=z(n)
1710 NEXT n
1720 IF Y<>0 THEN GO TO 1760
1730 FOR n=1 TO 4
1740 IF y(n)<Y THEN LET Y=y(n)
1750 NEXT n
1760 LET Y=Y*0.595
1770 PRINT AT 4,0;"Perdida de capacidad anual:"
1780 PRINT AT 6,19;Y;" Ah"
1790 LPRINT
1800 LPRINT "Perdida de capacidad anual=";Y;" Ah"
1810 LET O=0
1820 FOR n=1 TO 4
1830 LET O=O+y(n)
1840 NEXT n
1850 PRINT AT 10,0;"Sobrecarga anual:"
1860 PRINT AT 12,19;O;" Ah"
1870 LPRINT
1890 LPRINT "Sobrecarga anual=";O;" Ah"
1900 GO SUB 2500
1910 PRINT AT 2,0;"Dias de autonomia:"
1920 INPUT Daut
1930 PRINT AT 2,19;Daut
1940 LPRINT
1950 LPRINT "Dias de autonomia=";Daut
1960 PRINT AT 7,0;"Capacidad limite"
1970 INPUT Cm
1980 PRINT AT 9,15;"Cm=";Cm;"%"
1990 LPRINT
2000 LPRINT "Capacidad limite=";Cm;"%"
2010 PRINT AT 12,0;"Ciclado diario"
2020 INPUT X
2030 PRINT AT 14,15;"X=";X;"%"
2040 LPRINT

```

```

2050 LPRINT "Ciclado diario= ";X;"%"
2060 GO SUB 2500
2070 PRINT "Aporte diario del acumulador en horas de no insolacion"
2080 LPRINT
2090 LPRINT "Aporte diario del acumulador en horas de no insolacion"
2100 LET M=(24-(f(4)/90))*Cmd/24
2110 PRINT AT 4,0;"M= ";M;" Ah"
2120 LPRINT
2130 LPRINT "M= ";M;" Ah"
2140 IF Daut=10 THEN LET s=0.661: GO TO 2200
2150 IF Daut=5 THEN LET s=0.762: GO TO 2200
2160 PRINT AT 8,0;"Factor de coreccion para una descarga de 10 horas:"
2170 INPUT s
2180 PRINT AT 10,0;"s= ";s
2185 LPRINT
2190 LPRINT "Factor de correccion para una descarga de 10 horas"
2193 LPRINT
2196 LPRINT "s= ";s
2200 LET Z=s*Cmd*Daut
2210 PRINT AT 14,0;"Capacidad de autonomia"
2220 PRINT AT 16,15;"Z= ";Z;" Ah"
2230 LPRINT
2240 LPRINT "Capacidad de autonomia= ";Z;" Ah"
2250 GO SUB 2500
2260 LET H=M*100/X
2270 LET H=H+1
2280 LET F=(Z*100/H)+Cm
2290 LET N=ABS (Y*100/(100-F))
2300 IF N>(H*1.001) THEN LET H=H+1: GO TO 2280
2310 IF N<(H*0.999) THEN LET H=H-1: GO TO 2280
2320 PRINT "Capacidad final"
2340 PRINT AT 2,15;"Cf= ";F;"%"
2345 LPRINT
2350 LPRINT "Capacidad final= ";F;"%"
2355 PRINT AT 6,0;"Ciclado diario calculado"
2360 LET X=M*100/H
2365 PRINT AT 8,15;"X= ";X;"%"
2370 LPRINT
2375 LPRINT "Ciclado diario calculado= ";X;"%"
2380 PRINT AT 14,0;"Acumuladores= ";H;" Ah"
2385 LPRINT
2390 LPRINT "Acumuladores= ";H;" Ah"
2395 GO SUB 2500
2400 PRINT AT 10,8;"FIN DE PROGRAMA"
2410 STOP
2500 PRINT AT 20,0;"Pulsar cualquier tecla para continuar"
2510 PAUSE 0
2520 CLS
2530 RETURN
3000 LET d(n)=d(n)*PI/180
3010 LET u=ACS (-TAN (lat*TAN d(n)))
3020 LET v=ACS (-TAN ((lat-u)*TAN d(n)))
3030 IF u<v THEN LET r(n)=COS ((lat-B)*(SIN u-u*COS v))/COS (lat*(SIN u-u*COS u))
3040 IF v<u THEN LET r(n)=COS ((lat-u)*(SIN v-v*COS v))/COS (lat*(SIN u-u*COS u))
3050 RETURN

```

VI.1 OBJETO

Se requiere una instalación de un reproductor de radio en la zona de las Cañadas del Teide, en la isla de Tenerife para ser utilizado por el Servicio de Guardas Forestales. Para la alimentación de tal equipo se ha recurrido a una instalación de tipo fotovoltaico.

Esta instalación se justifica por el hecho de que siendo consultada la empresa UNELCO (distribuidora de energía eléctrica para la isla de Tenerife), no existe tendido eléctrico alguno al que nos pudiéramos acoger; ya que existe únicamente una línea de alta tensión de la que nos sería imposible hacer la toma correspondiente. Y, aunque así fuera, la inversión realizada estaría completamente desproporcionada a una instalación como la nuestra. Como dato orientativo diremos que la cantidad exigida por la compañía ronda los ciento cincuenta millones de pesetas.

VI.2 EQUIPOS A INSTALAR

El reproductor que se pretende instalar es un Transceptor ENSA EN-222 con las siguientes características de alimentación:

-Corriente alterna:

120+130 y 220+230 V $\pm 10\%$, 50+60 Hz
monofásico

- Consumo en corriente alterna:

En recepción (silenciador conectado): 10 W
En transmisión: 100 W

- Corriente continua:

24 V +20%
-10%

- Consumo en corriente continua:

En recepción (silenciador conectado): 250 mA
En transmisión: 3,8 A

Como la alimentación es fotovoltaica, alimentaremos el equipo directamente en corriente continua.

El panel fotovoltaico que vamos a utilizar en este proyecto es el KM-34 de la casa Iberphoton S.A., por dos razones: Primero por motivos de disponibilidad en plaza, y segundo por su costo, que comparado con los de otras marcas que fabrican paneles de características similares es menor.

Descripción del panel KM-34

- Célula solar:

Las células encapsuladas en los paneles están fabricadas por Kontakt, con silicio monocristalino dando un gran rendimiento de respuesta a diferentes grados de iluminación.

Llevan una metalización de Ag para una mayor resistencia a la corrosión y que permiten un gran desarrollo de potencia.

La capa antireflexiva es de óxido de tántalo, muy estable con el tiempo y asegura un mayor rendimiento de la célula.

El vidrio es de bajo contenido en Fe para reducir al máximo las pérdidas por absorción.

Lleva una cubierta posterior de aluminio anodizado para una mayor protección en ambientes extremos.

- Construcción del panel:

34 células conectadas en serie, que aseguran el voltaje suficiente para cargar una batería de 12 V e incluso permite su utilización en sistemas dentro de una amplia variedad de condiciones de diseño.

Las interconexiones de las células son dobles, para garantizar una perfecta conexión e integridad durante las dilataciones térmicas.

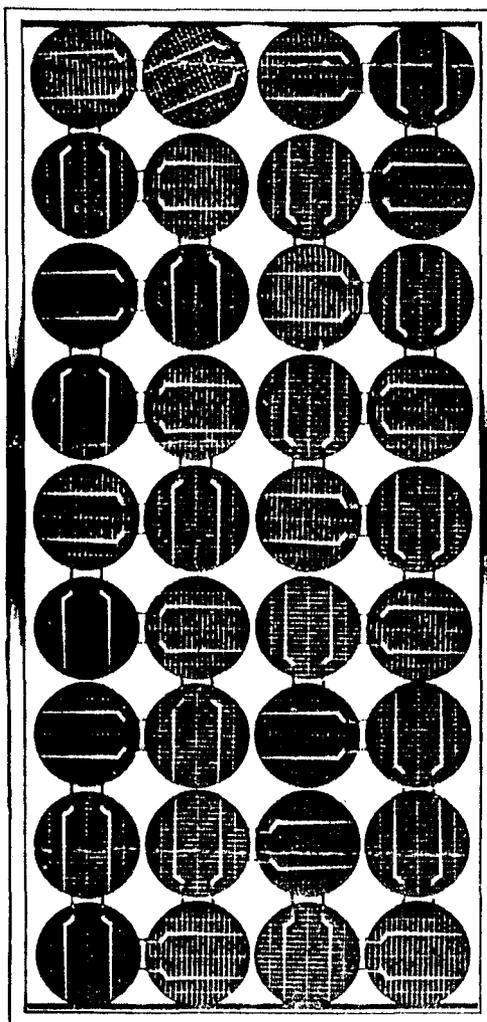
El encapsulado se realiza con silicona estabilizada a los UV y resistente a la decoloración, al choque y la rotura.

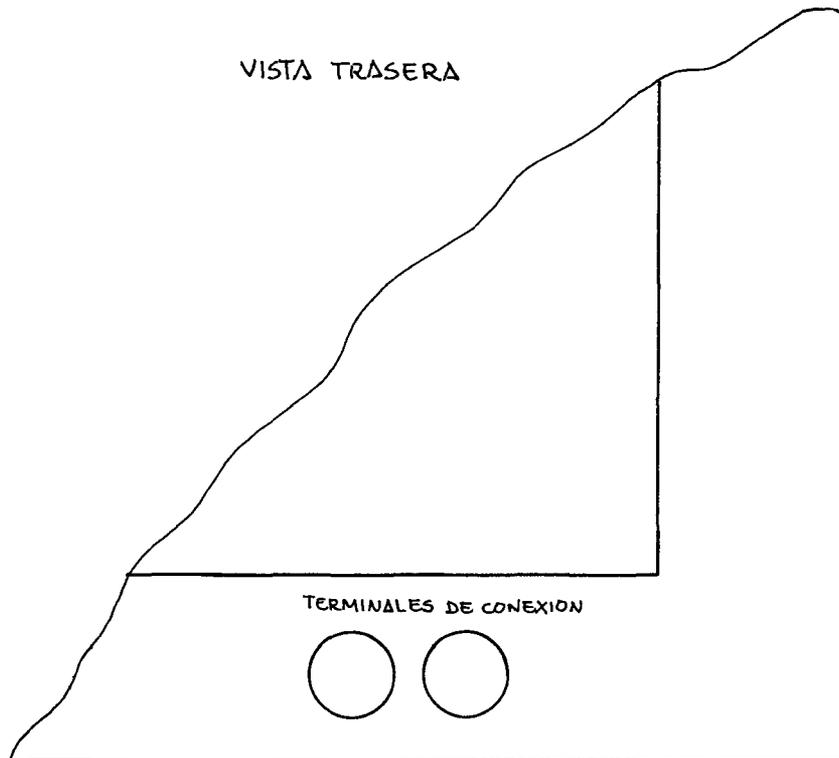
- Estructura:

La estructura es de aluminio anodizado resistente a la corrosión.

La parte posterior de la estructura contiene guías para una mejor unión de los paneles y su montaje.

Estas guías permiten en la parte frontal hacer taladros con precisión, si esto fuese necesario para el montaje.





- Características eléctricas:

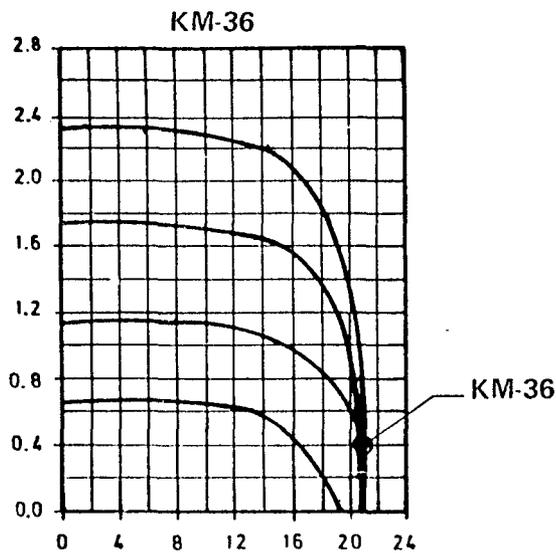
Potencia pico	34 W
Tensión a potencia pico	16 V
Tensión Nominal	14 V
Corriente a tensión nominal	2,2 A
Tensión en circuito abierto	20,2 V

Las medidas de los paneles se hacen a plena radiación solar (1 Kw/m^2) y a $25^\circ \text{ C} \pm 3^\circ \text{ C}$ de temperatura de las células. Las características mínimas son un 10% menores que las de pico.

Las características eléctricas varían con la temperatura de la siguiente forma:

Voltaje	Aumenta	$2,4 \text{ mV}/^\circ\text{C}/\text{célula}$	Por debajo	25°C
	disminuye		Por encima	
Intensidad	Aumenta	$25 \text{ A}/\text{cm}^2/^\circ\text{C}$	Por encima	25°C
	disminuye		Por debajo	
Potencia	Aumenta	$0,4\%/^\circ\text{C}$	Por debajo	25°C
	disminuye		Por encima	

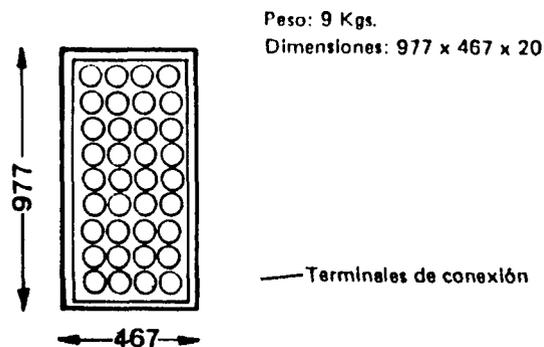
- Característica a distinta iluminación $T=25^\circ \text{ C}$:



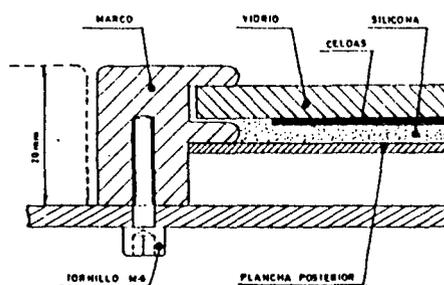
- Especificaciones mecánicas:

Peso: 9 Kg

Dimensiones: 977 x 467 x 20



Sección del panel:



- Especificaciones ambientales:

Están diseñados para soportar las siguientes pruebas sin sufrir degradación alguna:

- . Repetidos ciclos entre -40°C y 100°C
- . Exposición prolongada a $90 \pm 95\%$ de humedad relativa y 70°C .

. Presión de viento simulado de 100 Kp/m²

VI.3 CALCULO DE LA INSTALACION

Lo primero que hemos de calcular es el consumo medio diario. Según datos aportados por el Servicio de Guardas Forestales se hace la siguiente estimación:

Recepción: 15 h/día

Transmisión: 9 h/día

El consumo medio diario será:

$$C = 250 \text{ mA} \times 15\text{h}/24\text{h} + 3,8 \text{ A} \times 9\text{h}/24\text{h} = 1,58 \text{ A}$$

Luego la potencia media será:

$$P_{\text{media}} = 1,58 \text{ A} \times 24\text{h}/\text{día} = 37,95 \text{ Ah}/\text{día}$$

Si tenemos en cuenta un 15% de pérdidas en la conversión, obtendremos de Potencia media finalmente:

$$P_{\text{media}} = 37,95 \text{ Ah}/\text{d} + 0,15 \times 37,95 \text{ Ah}/\text{d} = 43,64 \text{ Ah}/\text{d}$$

Los siguientes datos que necesitamos son los correspondientes a la insolación media mensual en plano horizontal. Según datos del Instituto Meteorológico, tenemos:

Enero	261 cal/cm ² /día
Febrero	323 "
Marzo	452 "

Abril	537	cal/cm ² /día
Mayo	653	"
Junio	657	"
Julio	748	"
Agosto	660	"
Septiembre	527	"
Octubre	404	"
Noviembre	257	"
Diciembre	222	"

El próximo dato que necesitamos es la latitud del lugar, que en nuestro caso es 28,5°.

Estos dos últimos datos los introducimos en el programa Basic descrito en el capítulo anterior y obtendremos el ángulo de inclinación de los paneles y la insolación mensual en HPS sobre dichos paneles inclinados el ángulo calculado anteriormente, así como la relación existente entre la insolación sobre una superficie inclinada el ángulo calculado y la insolación sobre superficie horizontal en HPS para el mismo punto geográfico.

Llegados a este punto, el programa nos pedirá los datos del panel e instalación por este orden:

- V e I del panel en condiciones de máxima insolación.

- Tensión de alimentación y consumo medio diario de la instalación.

Obtendremos los siguientes resultados:

- Salida media diaria del panel.
- Número de paneles a colocar en serie y en paralelo.
- HPS medias estacionales.
- Balance energético estacional.
- Pérdida de capacidad anual.
- Sobrecarga anual.

Seguidamente obtendremos el aporte diario del acumulador en horas de baja o nula insolación. Y el programa nos pedirá que metamos el factor de corrección para una descarga en 10 horas, y nos dará los siguientes resultados:

- Capacidad de autonomía
- Capacidad final
- Ciclado diario calculado
- Capacidad total del subsistema de acumulación

VI.4 RESULTADOS

PROYECTO PARA EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA

Datos insolacion horizontal en cal/cm2/dia:

ENERO	261
FEBRERO	323
MARZO	452
ABRIL	537
MAYO	653
JUNIO	657
JULIO	748
AGOSTO	660
SEPTIEMBRE	527
OCTUBRE	404
NOVIEMBRE	257
DICIEMBRE	222

Datos insolacion horizontal en HPS:

ENERO	3.0220146
FEBRERO	3.7398878
MARZO	5.2335272
ABRIL	6.2177082
MAYO	7.5608258
JUNIO	7.6071402
JULIO	8.6607928
AGOSTO	7.641876
SEPTIEMBRE	6.1019222
OCTUBRE	4.6777544
NOVIEMBRE	2.9757002
DICIEMBRE	2.5704492

Declinaciones medias mensuales:

ENERO	-20.8
FEBRERO	-12.7
MARZO	-1.9
ABRIL	9.9
MAYO	18.9
JUNIO	23.1
JULIO	21.3
AGOSTO	13.7
SEPTIEMBRE	3
OCTUBRE	-8.8
NOVIEMBRE	-14.4
DICIEMBRE	-23

Latitud del lugar=28.5

Angulo de inclinacion=30.5 grados

Relacion superficie inclinada/horizontal para un angulo B=30.5 grados

ENERO	1.0659552
FEBRERO	1.0904661
MARZO	1.1293507
ABRIL	0.81695016
MAYO	1.1008377
JUNIO	1.2266584

JULIO	1.1748292
AGOSTO	0.93489569
SEPTIEMBRE	0.62026113
OCTUBRE	1.1035394
NOVIEMBRE	1.0850485
DICIEMBRE	1.1335632

Insolacion en HPS para una inclinacion de 30.5 grados

ENERO	3.2213323
FEBRERO	4.0782209
MARZO	5.9104875
ABRIL	5.0795577
MAYO	8.3232423
JUNIO	9.3313621
JULIO	10.174952
AGOSTO	7.1443569
SEPTIEMBRE	3.7847852
OCTUBRE	5.1620864
NOVIEMBRE	3.2287792
DICIEMBRE	2.9137665

DATOS DE LA INSTALACION

V del panel en condiciones de maxima insolacion=14 voltios

I del panel en condiciones de maxima insolacion:2.2 Amp

Tension de alimentacion=24 voltios

Consumo medio diario=43.64 Ah/dia

Salida media diaria del panel=12.53137 Ah/dia

Paneles paralelo= 4

Paneles serie= 2

ACUMULADORES

HPS medias estacionales:

PRIMAVERA	579.39862
VERANO	799.52013
OTONO	365.26952
INVIERNO	306.39959

Balance energetico estacional:

PRIMAVERA	1171.1079
VERANO	3108.1772
OTONO	-713.2282
INVIERNO	-1231.2836

Perdida de capacidad anual=-1156.9845 Ah

Sobrecarga anual=2334.7733 Ah

Dias de autonomia= 10

Capacidad limite= 30%

Ciclado diario= 3.2%

Aporte diario del acumulador en horas de no insolacion

M= 37.449593 Ah

Capacidad de autonomia= 288.4604 Ah

Capacidad final= 43.980537%

Ciclado diario calculado= 1.815034%

Acumuladores= 2063.2998 Ah

PROYECTO PARA EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA

Datos insolacion horizontal en cal/cm2/dia:

ENERO	261
FEBRERO	323
MARZO	452
ABRIL	537
MAYO	653
JUNIO	657
JULIO	748
AGOSTO	660
SEPTIEMBRE	527
OCTUBRE	404
NOVIEMBRE	257
DICIEMBRE	222

Datos insolacion horizontal en HPS:

ENERO	3.0220146
FEBRERO	3.7398878
MARZO	5.2335272
ABRIL	6.2177082
MAYO	7.5608258
JUNIO	7.6071402
JULIO	8.6607928
AGOSTO	7.641876
SEPTIEMBRE	6.1019222
OCTUBRE	4.6777544
NOVIEMBRE	2.9757002
DICIEMBRE	2.5704492

Declinaciones medias mensuales:

ENERO	-20.8
FEBRERO	-12.7
MARZO	-1.9
ABRIL	9.9
MAYO	18.9
JUNIO	23.1
JULIO	21.3
AGOSTO	13.7
SEPTIEMBRE	3
OCTUBRE	-8.8
NOVIEMBRE	-14.4
DICIEMBRE	-23

Latitud del lugar=28.5

Angulo de inclinacion=30.5 grados

Relacion superficie inclinada/horizontal para un angulo B=30.5 grados

ENERO	1.0659552
FEBRERO	1.0904661
MARZO	1.1293507
ABRIL	0.81695016
MAYO	1.1008377
JUNIO	1.2266584

JULIO	1.1748292
AGOSTO	0.93489569
SEPTIEMBRE	0.62026113
OCTUBRE	1.1035394
NOVIEMBRE	1.0850485
DICIEMBRE	1.1335632

Insolacion en HPS para una inclinacion de 30.5 grados

ENERO	3.2213323
FEBRERO	4.0782209
MARZO	5.9104875
ABRIL	5.0795577
MAYO	8.3232423
JUNIO	9.3313621
JULIO	10.174952
AGOSTO	7.1443569
SEPTIEMBRE	3.7847852
OCTUBRE	5.1620864
NOVIEMBRE	3.2287792
DICIEMBRE	2.9137665

DATOS DE LA INSTALACION

V del panel en condiciones de maxima insolacion=14 voltios

I del panel en condiciones de maxima insolacion:2.2 Amp

Tension de alimentacion=24 voltios

Consumo medio diario=43.64 Ah/dia

Salida media diaria del panel=12.53137 Ah/dia

Paneles paralelo= 4

Paneles serie= 2

ACUMULADORES

HPS medias estacionales:

PRIMAVERA	579.39862
VERANO	799.52013
OTONO	365.26952
INVIERNO	306.39959

Balance energetico estacional:

PRIMAVERA	1171.1079
VERANO	3108.1772
OTONO	-713.2282
INVIERNO	-1231.2836

Perdida de capacidad anual=-1156.9845 Ah

Sobrecarga anual=2334.7733 Ah

Dias de autonomia= 5

Capacidad limite= 30%

Ciclado diario= 5%

Aporte diario del acumulador en horas de no insolacion

M= 37.449593 Ah

Capacidad de autonomia= 166.2684 Ah

Capacidad final= 38.801965%

Ciclado diario calculado= 1.9825175%

Acumuladores= 1888.9919 Ah

PROYECTO PARA EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA

Datos insolacion horizontal en cal/cm2/dia:

ENERO	261
FEBRERO	323
MARZO	452
ABRIL	537
MAYO	653
JUNIO	657
JULIO	748
AGOSTO	660
SEPTIEMBRE	527
OCTUBRE	404
NOVIEMBRE	257
DICIEMBRE	222

Datos insolacion horizontal en HPS:

ENERO	3.0220146
FEBRERO	3.7398878
MARZO	5.2335272
ABRIL	6.2177082
MAYO	7.5608258
JUNIO	7.6071402
JULIO	8.6607928
AGOSTO	7.641876
SEPTIEMBRE	6.1019222
OCTUBRE	4.6777544
NOVIEMBRE	2.9757002
DICIEMBRE	2.5704492

Declinaciones medias mensuales:

ENERO	-20.8
FEBRERO	-12.7
MARZO	-1.9
ABRIL	9.9
MAYO	18.9
JUNIO	23.1
JULIO	21.3
AGOSTO	13.7
SEPTIEMBRE	3
OCTUBRE	-8.8
NOVIEMBRE	-14.4
DICIEMBRE	-23

Latitud del lugar=28.5

Angulo de inclinacion=30.5 grados

Relacion superficie inclinada/horizontal para un angulo $\theta=30.5$ grados

ENERO	1.0659552
FEBRERO	1.0904661
MARZO	1.1293507
ABRIL	0.81695016
MAYO	1.1008377
JUNIO	1.2266584
JULIO	1.1748292

AGOSTO	0.93489569
SEPTIEMBRE	0.62026113
OCTUBRE	1.1035394
NOVIEMBRE	1.0850485
DICIEMBRE	1.1335632

Insolacion en HPS para una inclinacion de 30.5 grados

ENERO	3.2213323
FEBRERO	4.0782209
MARZO	5.9104875
ABRIL	5.0795577
MAYO	8.3232423
JUNIO	9.3313621
JULIO	10.174952
AGOSTO	7.1443569
SEPTIEMBRE	3.7847852
OCTUBRE	5.1620864
NOVIEMBRE	3.2287792
DICIEMBRE	2.9137665

DATOS DE LA INSTALACION

V del panel en condiciones de maxima insolacion=14 voltios

I del panel en condiciones de maxima insolacion:2.2 Amp

Tension de alimentacion=24 voltios

Consumo medio diario=43.64 Ah/dia

Salida media diaria del panel=12.53137 Ah/dia

Paneles paralelo= 4

Paneles serie= 2

ACUMULADORES

HPS medias estacionales:

PRIMAVERA	579.39862
VERANO	799.52013
OTONO	365.26952
INVIERNO	306.39959

Balance energetico estacional:

PRIMAVERA	1171.1079
VERANO	3108.1772
OTONO	-713.2282
INVIERNO	-1231.2836

Perdida de capacidad anual=-1156.9845 Ah

Sobrecarga anual=2334.7733 Ah

Dias de autonomia= 0

Capacidad limite= 30%

Ciclado diario= 3.2%

Aporte diario del acumulador en horas de no insolacion

M= 37.449593 Ah

Factor de correccion para una descarga de 10 horas

s= 0

Capacidad de autonomia= 0 Ah

Capacidad final= 30%

Ciclado diario calculado= 2.2678858%

Acumuladores= 1651.2998 Ah

PROYECTO PARA EL DIMENSIONADO DE UNA INSTALACION FOTOVOLTAICA

En primer lugar es interesante observar el ángulo de inclinación obtenido, $30,5^\circ$, valor que esperábamos teniendo en cuenta que la latitud del lugar es de $28,5^\circ$, lo que confirma la teoría generalizada de que el ángulo de inclinación debe ser aproximadamente igual a la latitud del lugar. Hay que tener en cuenta que una diferencia de 2° apenas influye en la captación de radiación.

Otra cuestión importante son las relaciones entre superficie inclinada y horizontal. Observamos que es menor que 1 para los meses de Abril, Agosto y Septiembre. Esto se debe a que el ángulo se ha escogido de manera que la insolación sea máxima en el mes de Diciembre, y de esta forma lograr una potencia media anual superior. Así, la relación es de 1,13 para el mes de Diciembre, pasando de 2,17 HPS sobre superficie horizontal a una insolación de 2,9 HPS con superficie inclinada $30,5^\circ$.

Asimismo, la insolación sobre superficie inclinada en los meses de Mayo, Junio y Julio aumenta considerablemente; este era otro resultado que cabía esperar, pues el 70% de la energía radiante que recibimos en nuestras latitudes tiene lugar durante los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto.

El programa ha sido ejecutado tres veces variando la autonomía de una a otra. Los valores de autonomía que se han introducido son de 10, 5 y 0 días. Los demás datos los hemos dejado igual. El valor M de aporte diario del acumulador en horas de no insola- ción no varía, lo cual es lógico porque la autonomía no influye en este término.

El factor de corrección "s" se aplica a la auto- nomía necesaria, evidentemente para cero días de autonomía $s=0$.

La capacidad de autonomía varía de 166.26 Ah para una autonomía de 5 días a 288,46 con 10 días.

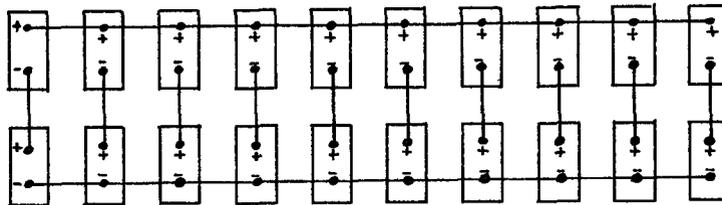
Es de destacar que el ciclado diario para el caso de no tener autonomía es mayor que en los otros dos casos, 2,26%, que es justificable debido a la menor capacidad de los acumuladores.

La capacidad final para el caso de 0 días de autonomía vemos que también es menor que en los otros dos casos, 30% de la capacidad total. De estos dos últimos resultados podemos deducir que un sistema sin capacidad de autonomía tiene una vida útil de acumuladores más corta ya que la capacidad final coincide con la capacidad límite.

VI.5 ACUMULADORES

Para nuestra aplicación práctica hemos decidido una autonomía de 10 días, debido a los condicionamientos climatológicos del lugar. Por tanto, necesitaremos una acumulación de 2063 Ah.

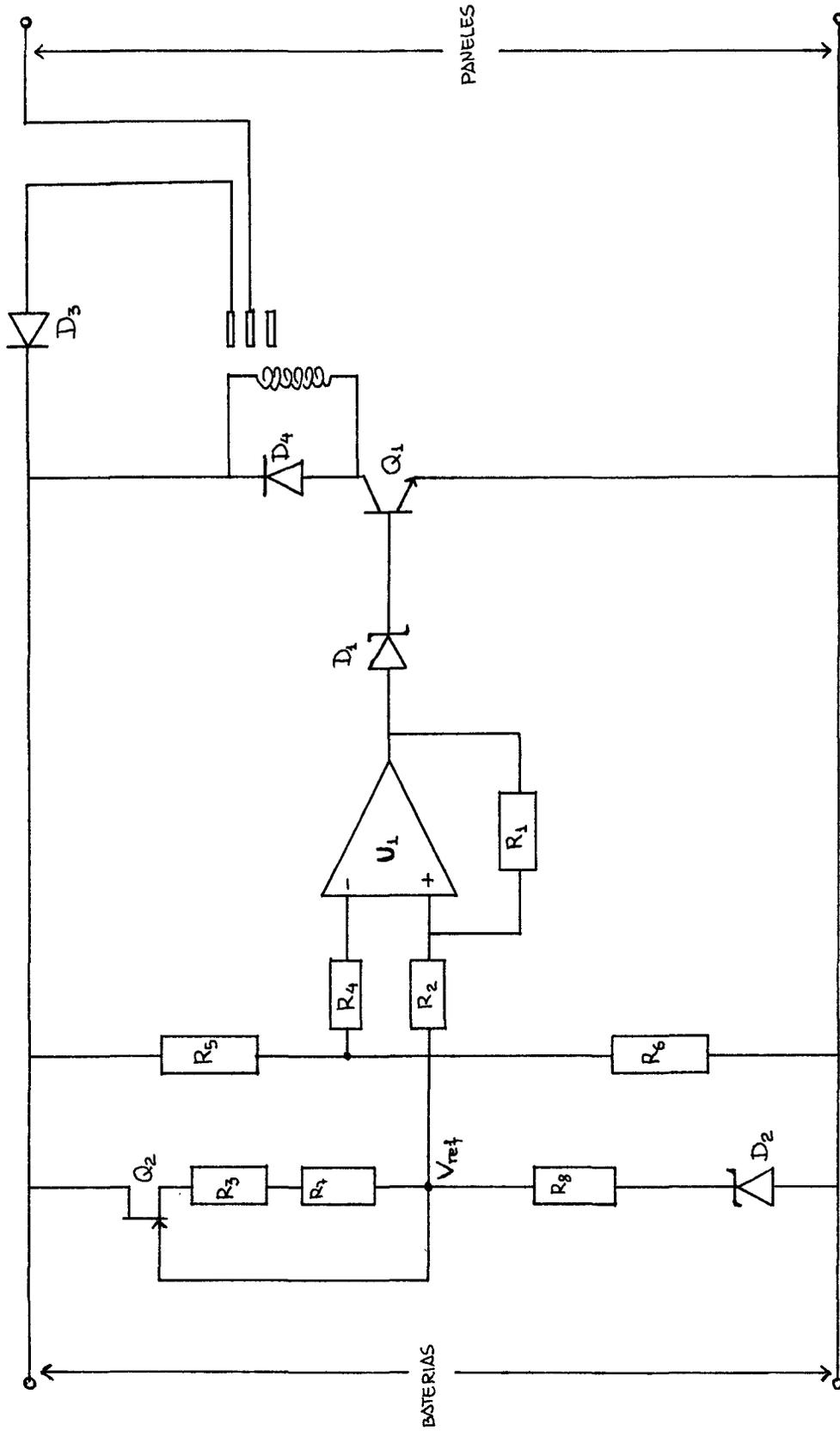
Utilizaremos baterías Tudor de Pb-Ca sin mantenimiento de 12V, 105 Ah, necesitando por tanto 20 baterías dispuestas en diez ramas en paralelo de dos baterías en serie.



VI.6 REGULADOR DE CARGA

Se ha diseñado el siguiente circuito para regulador de carga del subsistema de acumulación. Incluye diodo de bloqueo ya que los paneles no lo llevan incorporado.

Se ha introducido un relé para evitar la gran disipación que supondría un transistor en saturación cuando las baterías estuvieran cargadas.



Basicamente consta de un comparador con histéresis cuya salida pilota un transistor que abre o cierra el relé dependiendo de la tensión en bornas de los acumuladores.

- La tensión de referencia se elige de acuerdo con el coeficiente de temperatura del zéner:

$$V_{\text{ref}} \times \text{Coef}_{\text{td}} = V_{\text{bat}} \times \text{Coef}_{\text{tb}}$$

$$V_{\text{ref}} = 2,25 \times \frac{-8 \text{ mv}/^{\circ}\text{C}}{-6 \text{ mv}/^{\circ}\text{C}} = 3\text{V}$$

- Cálculo de R_5 , R_6 :

$$\text{si } V_{\text{in}} = 3\text{V}; V_{\text{bat}} = 27\text{V}$$

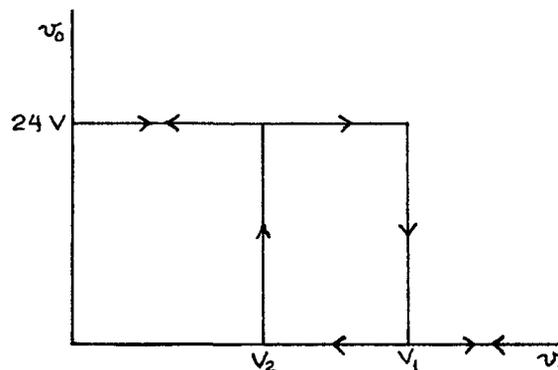
$$V_{\text{in}}/R_5 = V_{\text{b}}/R_5 + R_6$$

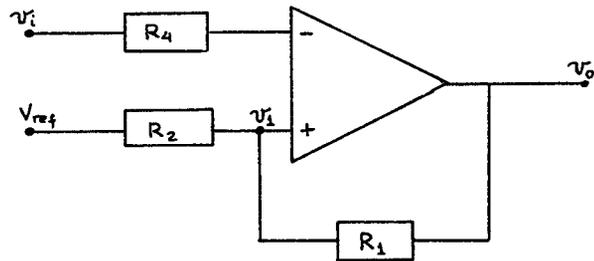
$$R_6/R_5 = 8$$

Haciendo pasar una corriente de 10 mA por la rama:

$$R_5 = 300 \text{ ohm} \quad R_6 = 2\text{K}4$$

- Para el comparador elegimos una histéresis de 3V, 1,5V por cada batería de 12V en serie.





limitamos $V_o = 24V$

si v_i menor que v_1 ; $v_o = V_o = 24V$

$$v_1 = V_1 = V_{ref} + (V_o - V_{ref})R_2 / (R_1 + R_2)$$

si aumentamos v_i , v_o permanece constante a V_o ,
y $v_1 = V_1$ hasta que $v_i = V_1$, a esta tensión la sa-
lida cambia a $v_o = 0$ y permanece en este valor
mientras v_i sea mayor que V_1

si $v_o = 0$:

$$v_1 = V_2 = V_{ref}R_1 / (R_1 + R_2)$$

siendo V_H la histéresis igual a $3V$:

$$V_H = V_1 - V_2 = 3V$$

$$R_1 = 6R_2$$

$$\text{si } R_2 = 6K, \quad R_1 = 36K$$

$$R_4 = R_1 // R_2 = 5K$$

Lista de componentes:

Q₁ 2N222

Q₂ BFW 10

D₁, D₂ BZX75-2V8

D₃ BYX25

U₁ LM139

R₁ 36K

R₂ 6K

R₃ 1K

R₄ 5K

R₅ 300 ohm

R₆ 2K4

R₇ potenciómetro 100 ohm

R₈ 332 Ohm

D₄ 1N4007

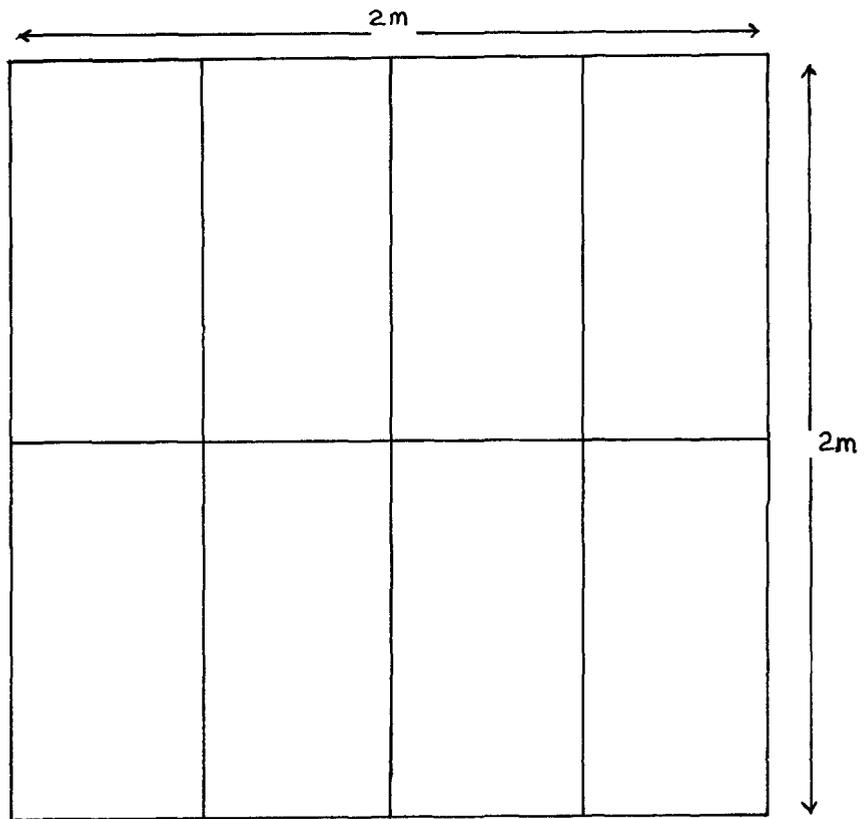
Relé 24V, 740 ohm, 1 circuito

VI.7 ESTRUCTURA Y OBRA CIVIL

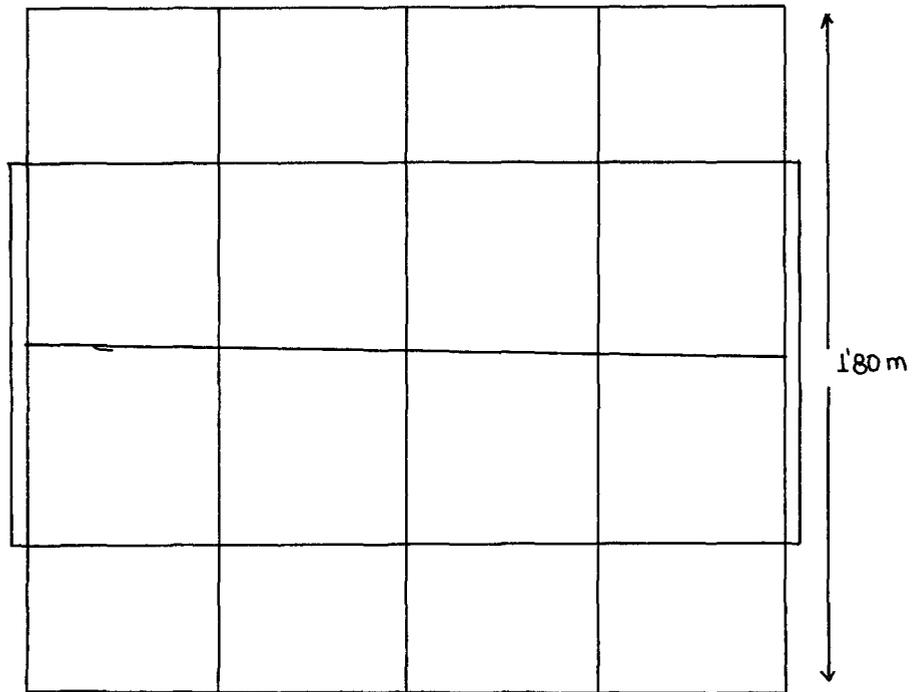
Para el alojamiento de baterías y como soporte a la estructura de los paneles se ha previsto una caseta de 1m de altura y una superficie de 4m², provista de portezuelas metálicas con respiradero.

La estructura donde van colocados los paneles está compuesta por perfiles metálicos en ele de 5x5 cm y 5mm de espesor, a los que van sujetos los paneles mediante tornillos roscados en el marco.

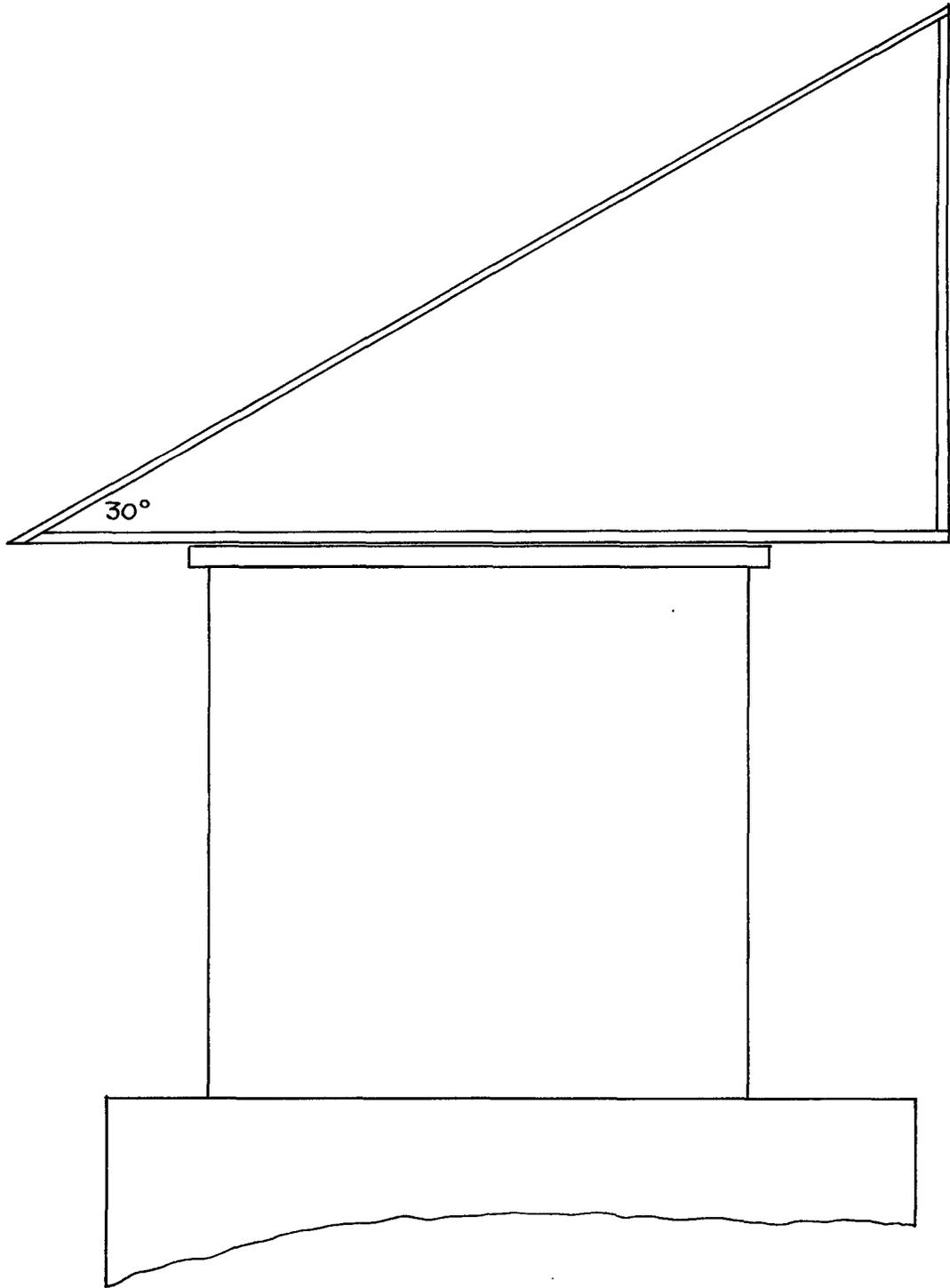
La estructura metálica donde se fijan los paneles lleva un ángulo de inclinación de 30°.

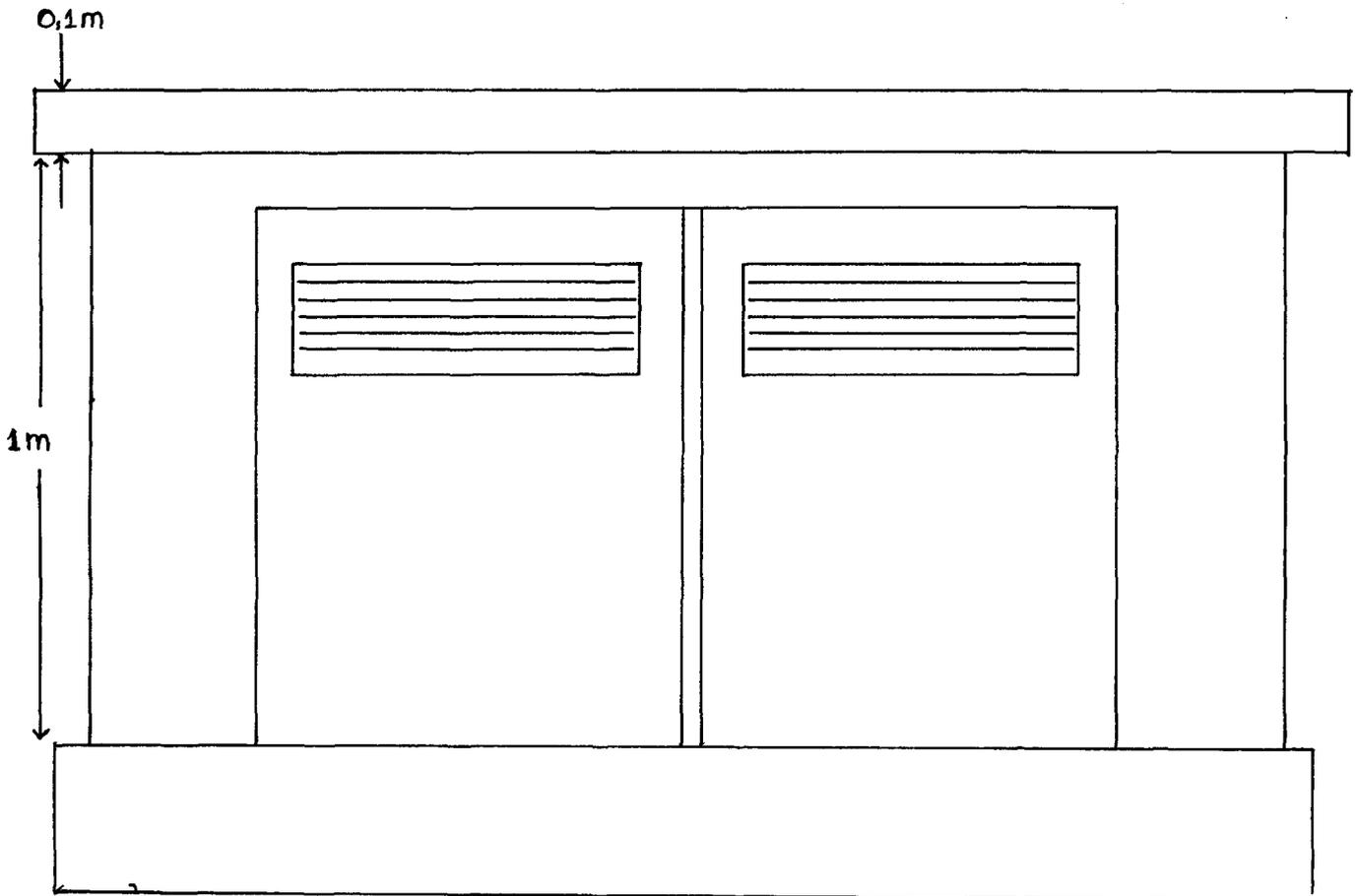
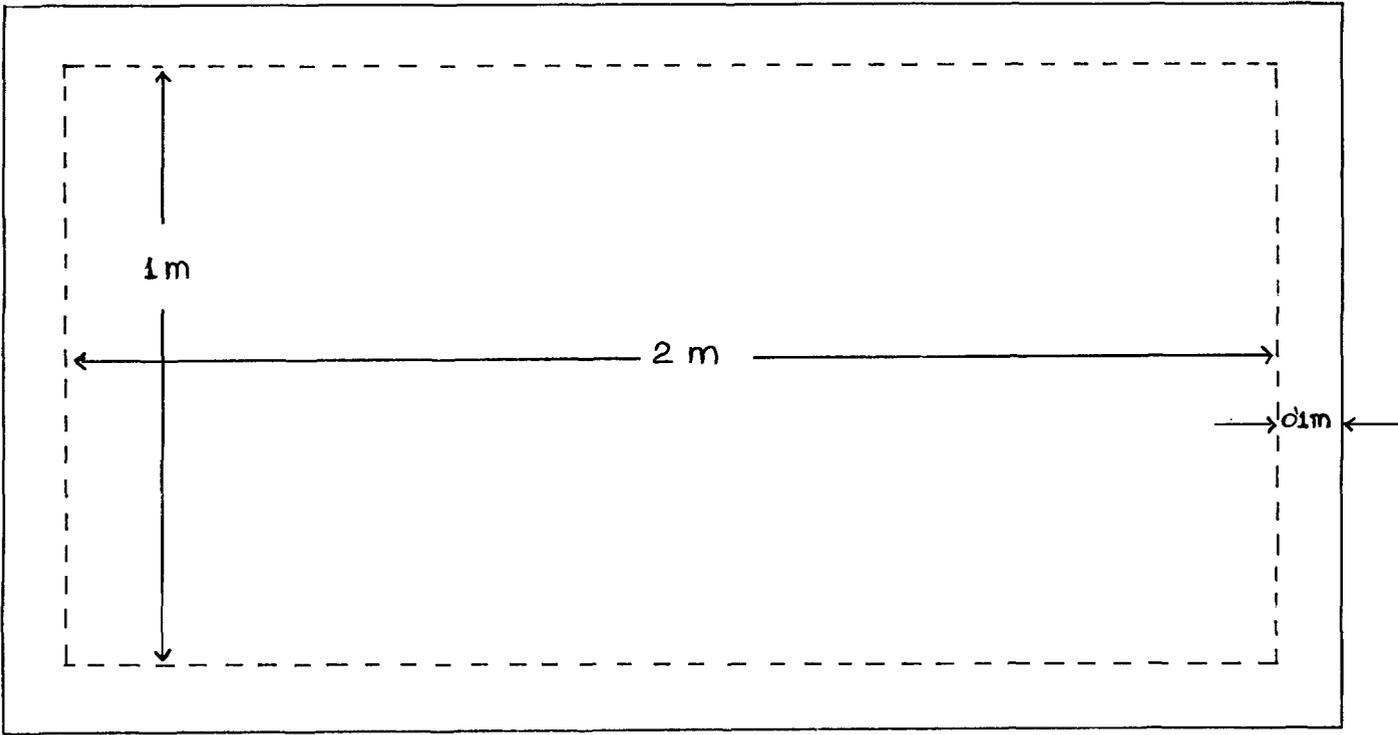


ESTRUCTURA DE PANELES



ESTRUCTURA SOBRE LA CUBIERTA DE LA CASETA





PANELES

8 Paneles KM34	560.000 ptas
TOTAL PANELES	<u>560.000 ptas</u>

ACUMULADORES

20 baterias Tudor 12V, 105 Ah	366.000 ptas
TOTAL ACUMULADORES..	<u>366.000 ptas</u>

VARIOS

40 terminales conexión bornes baterias.....	3.600 ptas
20 metros cable conductor 10mm	5.000 ptas
16 terminales conexión	2.080 ptas
TOTAL VARIOS.....	<u>10.680 ptas</u>

REGULADOR

1 transistor 2N222	65 ptas
1 transistor BFW 10	58 ptas
2 diodos BZX75-2V8	36 ptas
1 diodo BYX 25	122 ptas
1 LM 139	40 ptas
7 resistencias	70 ptas
1 potenciómetro 100 ohm	42 ptas
1 diodo 1N4007	63 ptas
1 Relé 24V, 1 circuito.....	320 ptas
1 Placa circuito impreso	2.150 ptas
1 Caja contenedora	1.650 ptas
4 terminales de conexión	440 ptas
Mano de obra	10.000 ptas
TOTAL REGULADOR.....	<u>15.056 ptas</u>

ESTRUCTURA Y OBRA CIVIL

Caseta de 1m de altura y superficie
de 4m² con portezuelas metálicas
(incluida mano de obra) 90.000 ptas

Construcción e instalación de estructura
metálicas con perfiles de 5x5 (incluida
mano de obra) 45.000 ptas

TOTAL ESTRUCTURA Y OBRA CIV 135.000 ptas

TOTAL INSTALACION 1.086.736 ptas

BIBLIOGRAFIA

- Wolfgang Palz ELECTRICIDAD SOLAR Edit. Blume
- John A. Duffie, PROCESOS TERMICOS EN ENERGIA SOLAR
Edit. Grupo Cero
- F. Juster, LAS CELULAS SOLARES Edit. Paraninfo
- Centro de Estudios de Ordenación del Territorio y
medio Ambiente, ENERGIAS RENOVALBLES Y MEDIO AMBIENTE
Edit. Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo.
- J. Fullera y C. Sanchez, ACUMULACION DE ENERGIA ELEC-
TRICA Y FOTOVOLTAICO. Edit. Mundo Electrónico
- Carlos Sanchez López CENTRALES SOLARES FOTOVOLTAICAS
TERMOSOLARES Y CONVENCIONALES. Edit. Mundo Electrónico.
- Ricardo Carmona Contreras, CELULAS SOLARES FOTOVOLTAI-
CAS. Edi. Revista Mundo Electrónico Nº 72
- A. Luque y G. Sala, CELULAS SOLARES PARA APLICACIONES
TERRESTRES/ Edit. Revista Mundo Electrónico Nº 78
- Revista Clima y Medio Ambiente. Nº 113
- Medidas de las características eléctricas de los pane-
les Solarex. Edit. Solarex.
- BPX47A. Philips.
- KM-34/KM-36. Iberphoton.