

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**SISTEMAS DE BOMBEO DE AGUA
USANDO TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

EDWIN ARTURO SANTIVAÑEZ BILBAO

**PROMOCIÓN
1984 - II**

**LIMA – PERÚ
2004**

Dedico este trabajo a:

La memoria de mis padres Justo y Luz, que en vida con sus invalorable enseñanzas y su fe en mí, anhelaron que logre culminar la carrera profesional.

**SISTEMAS DE BOMBEO DE AGUA
USANDO TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

SUMARIO

En el presente trabajo se desarrollan las pautas necesarias que describen los **“Sistemas de Bombeo de Agua usando Tecnología Fotovoltaica”**, que son reseñados a continuación en cada uno de los capítulos siguientes:

En el capítulo I, se muestra como la radiación solar, como fuente inagotable de energía, nos favorece para el uso de bombeo de agua.

En el capítulo II, se muestran las tecnologías de avance requeridas para la bomba solar, tales como: la celda solar, el motor y la bomba.

En el capítulo III, se describe un sistema fotovoltaico con un acondicionador de potencia para trabajar con carga DC o AC.

En el capítulo IV, se detallan los elementos necesarios para que una fuente DC trabaje como elevador de tensión y luego transforme la fuente DC en otra AC.

En el capítulo V, se detallan las características de la radiación en el territorio peruano así como su empleo en los diversos sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua.

Por último se presentan las conclusiones, anexos y bibliografía pertinentes.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
USO DE LA BOMBA SOLAR	
1.1 La Fuente de Energía Solar	3
1.2 Requerimientos de Energía para Bombeo Solar	7
1.3 Aplicaciones típicas de Bombeo Solar	8
CAPITULO II	
TECNOLOGIAS DE BOMBEO SOLAR	
2.1 Tecnología de la Celda Solar	9
2.1.1 Definición de términos	9
2.1.2 Estructura de las Celdas Solares	11
2.1.3 Generación de Fotocorriente	13
2.1.4 Fotones de Absorción y Generación de portadores	14
2.1.5 Corriente de Oscuridad	16
2.1.6 Características I-V de Iluminación	17
2.1.7 Potencia Máxima de una Celda Solar	18
2.1.8 Circuito equivalente de una celda solar	19

2.1.9	Eficiencia de las Celdas Solares	21
2.1.10	Generador Fotovoltaico	23
2.1.11	Módulo Fotovoltaico	24
2.1.12	Condiciones Normalizadas de un módulo fotovoltaico	25
2.1.13	Interconexión de Módulos Fotovoltaicos	27
2.1.14	Tratamiento del punto caliente	28
2.2	Tecnología del Motor	30
2.2.1	Motor de CC con escobillas	30
2.2.2	Motor de CC sin escobillas	31
2.2.3	Motor de CC de Imán Permanente	31
2.2.4	Motor de Inducción	35
2.3	Tecnología de la bomba	35
2.3.1	Bombas Centrífugas	36
2.3.2	Bombas de Desplazamiento Positivo	36

CAPITULO III

EL ACONDICIONADOR DE POTENCIA

3.1	Definición	38
3.2	La Batería	39
3.2.1	Definición de Términos	39
3.2.2	Mecanismo de Carga y Descarga	41
3.2.3	Baterías para Aplicaciones Fotovoltaicas	42
3.3	El Regulador Fotovoltaico	44
3.4	El Conversor DC/DC	47
3.5	El Conversor DC/AC – Inversor	47

CAPITULO IV

CONVERSORES DE POTENCIA

4.1	Diagrama de Bloques de Conversores de Potencia	49
4.2	Etapa del Conversor DC/DC	50
4.2.1	Control de Conversores DC/DC por PWM	51
4.2.2	El Conversor Boost (Elevador de Tensión DC/DC)	54
4.3	Etapa del Conversor DC/AC - Inversores	54
4.3.1	Diagrama de Bloques Conversor DC/AC	54
4.3.2	Dispositivos empleados en los Conversores DC/AC	57
4.3.3	Inversores Monofásicos	61
4.3.4	Control PWM Bipolar de un Inversor Monofásico	61

CAPITULO V

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA BOMBEO DE AGUA

5.1	Características de la Radiación Solar	70
5.1.1	Posición relativa del sol en la esfera celeste	72
5.1.2	Irradiación sobre superficies horizontales	73
5.1.3	Irradiación sobre superficies inclinadas	74
5.1.4	Estimación del ángulo de inclinación	76
5.1.5	Determinación de las inclinaciones del campo solar para el Perú	77
5.1.6	Radiación solar sobre el territorio del Perú	77
5.1.7	Determinación de las Horas Equivalentes de Sol (ESH) para el Perú	79
5.1.8	El mapa ESH	80
5.2	Sistemas Fotovoltaicos	81
5.3	Fuentes de energías para bombeo de agua	82

5.4	Sistemas de bombeo de agua para abastecimiento	87
5.5	Sistemas de bombeo de agua para irrigación	87
5.6	Sistemas típicos de bombeo fotovoltaico	88
	CONCLUSIONES	92
	ANEXO A: Tecnología de fabricación de las células fotovoltaicas	94
	ANEXO B: Valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú.	98
	ANEXO C: Horas Equivalentes de Sol (ESH) y Zonas de radiación en el Perú	103
	ANEXO D: Instalaciones de Sistemas de Bombeo Fotovoltaico en el Perú	107
	ANEXO E: Equipos de bombeo solar y accesorios	109
	BIBLIOGRAFÍA	116

PRÓLOGO

La energía solar es directa o indirectamente el origen de todas las fuentes de energía de que hoy se disponen, exceptuando la energía nuclear, geotérmica y maremotriz. Los combustibles son energía solar acumulada en forma de energía química. Otras formas de energía como la hidroenergía, la energía del viento (eólica) y la biomasa son formas de la energía solar.

La utilización de la energía solar por las características que presenta, puede en algunos casos, ser la mejor solución energética a diversas necesidades tanto del sector industrial y comercial como en el ámbito social.

Existen varias empresas así como comunidades, que por la carencia de redes eléctricas en diferente lugares del país, debido a la poca rentabilidad que para las empresas prestadoras del servicio de generación y distribución de energía eléctrica significa, quizás por el poco número de usuarios en estas zonas o en otros casos por las condiciones adversas del lugar que hacen imposible el acceso con redes y torres al mismo; por lo mismo se hace indispensable disponer de otra forma de energía para poder así satisfacer sus requerimientos energéticos. Casos específicos, son por ejemplo, las empresas de telecomunicaciones en el campo rural, que requieren de

energía en las zonas más remotas del país con el fin de poner en funcionamiento sus equipos; o el caso de comunidades rurales que requieren de energía, por ejemplo, para bombear agua de un pozo profundo o un río.

Es por estas razones que el estudio en lo concerniente a la energía solar es la clave para poder satisfacer muchas necesidades de una gran parte de la gente de nuestro país que vive en las zonas rurales donde tienen un deficiente suministro de energía. La deficiente infraestructura de carreteras hace muy costoso el transporte de combustible y solo el 38% de la población peruana tiene electricidad, el bombeo de agua mediante la energía solar es solo una parte de lo que se estaría dedicando y aplicando para mejorar el nivel de vida en la sociedad.

CAPITULO I

USO DE LA BOMBA SOLAR

1.1 La Fuente de Energía Solar

El sol es una estrella de nuestro sistema planetario, desde el punto de vista astronómico, está compuesto en un 90 % de hidrógeno, un 7 % de helio y un 3 % del resto de elementos químicos. El diámetro del sol es aprox. 1.39 millones de Km., y se puede considerar compuesto por diferentes capas concéntricas con temperaturas decrecientes hacia el exterior. La más externa de las capas opacas se denomina fotosfera y está compuesta por gases fuertemente ionizados a una temperatura aproximada de 6000 °K, valor que caracteriza la calidad de la energía que el sol irradia en todas direcciones.

La energía que se genera en el sol es un proceso nuclear de fusión, donde el hidrógeno solar se transforma en helio. La energía solar es una energía radiante emitida por el sol y recibida en la tierra como ondas electromagnéticas, el sol emite continuamente radiación a todo el espacio, la tierra intercepta aproximadamente 1.7×10^{14} Kw, de manera que la tierra es un gran colector solar.

La energía solar presenta las siguientes ventajas:

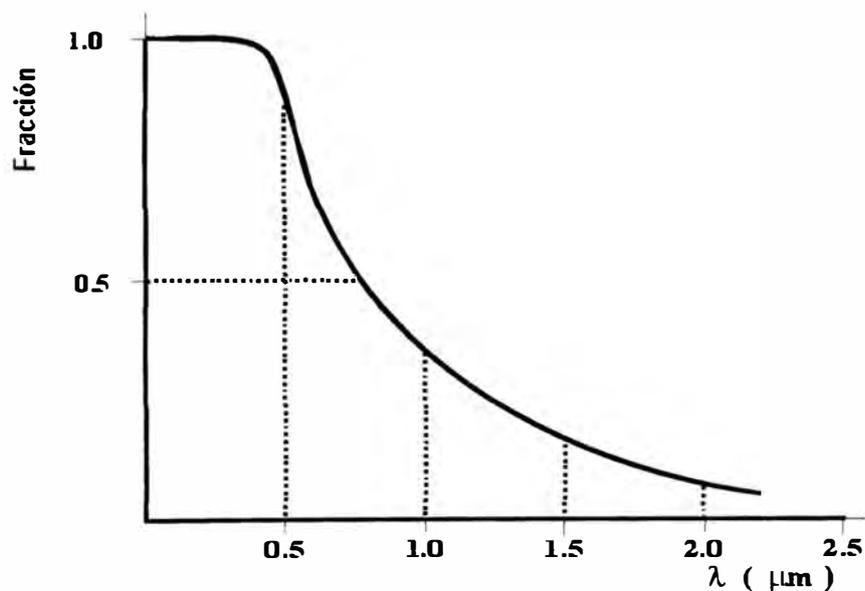
- Es inagotable, mientras que los combustibles fósiles se agotarán en el futuro.

- No es poluyente.

El flujo de potencia del sol que alcanza la superficie terrestre es típicamente 1000 Watts por metro cuadrado (W/m^2), aunque la disponibilidad de energía solar en una localidad varía estacionalmente durante el año y además se ve afectada por variaciones meteorológicas, fuera del control del hombre.

La energía que de forma continua irradia el sol está compuesta por ondas electromagnéticas de longitudes de onda en las zonas ultravioleta (UV), visible (V) e infrarroja (IR) del espectro, por lo que un buen conocimiento del espectro de emisión del sol es de suma importancia para las aplicaciones solares. Luego considerando específicamente la energía solar fotovoltaica, es interesante conocer que cantidades de energía hay contenidas en el espectro solar por encima o por debajo de una determinada longitud de onda λ , según se observa en la Fig. 1.1

Figura 1.1 Fracción de energía solar.



Se puede comprobar que aproximadamente el 80 % de la energía que nos envía el sol corresponde a longitudes de onda de la radiación menores que 1.5 μm .

La energía de los fotones se mide convencionalmente en eV (electrón-voltio). Entre las longitudes de onda λ , existe la relación 1.1 para determinar la energía de los fotones:

$$h\nu \text{ (eV)} = \frac{1.246}{\lambda \text{ (}\mu\text{m)}} \quad (1.1)$$

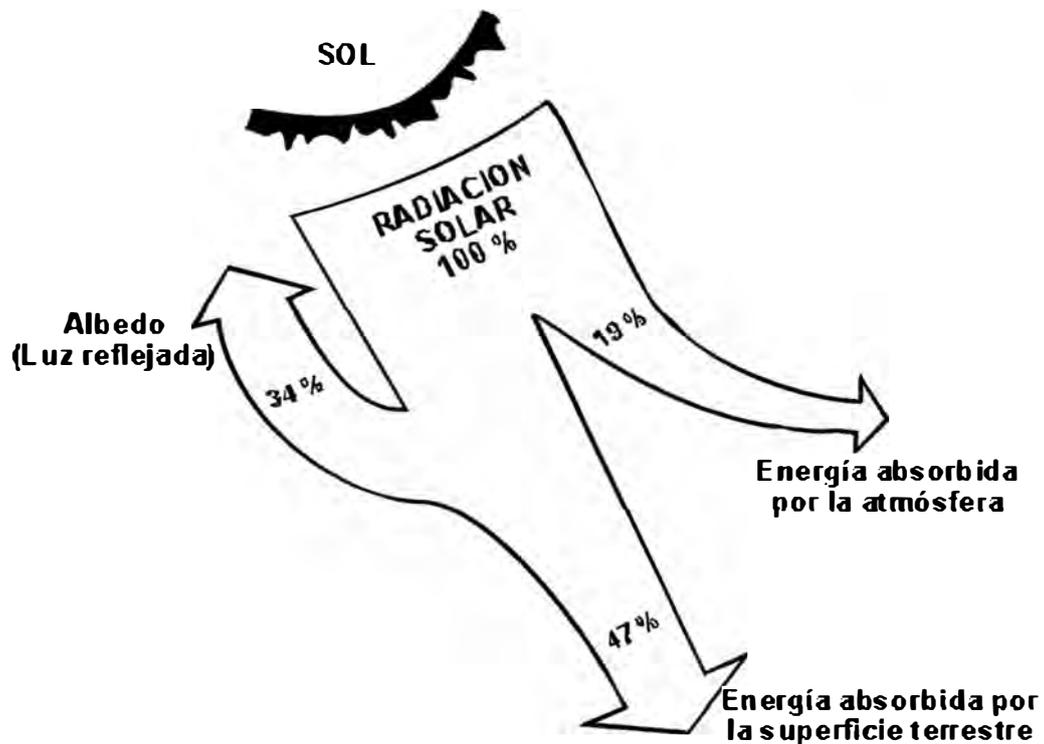
Donde:

h	Constante de Planck ($h= 6.62 \times 10^{-34}$ J.s)
ν	Frecuencia del fotón en s^{-1}
λ	Longitud del fotón en μm .

En el límite entre la atmósfera y el espacio vacío, a masa de aire cero (AM= 0), la radiación solar es de 1353 vatios por metro cuadrado de superficie expuesta. Este valor es lo que se llama Constante Solar y supone un valor medio para toda la superficie de la esfera que contiene a la atmósfera. Sin embargo, la energía que llega a la superficie terrestre es menor debido a la interacción de los componentes atmosféricos con la radiación solar.

Toda esta considerable cantidad de energía no alcanza la superficie de la tierra, sino que se distribuye por la acción de diferentes mecanismos, según se observa en la Fig. 1.2

Figura 1.2 Distribución de la Radiación Global



Los valores indicados son solo orientativos y promedios, ya que la acción de los diferentes medios absorbentes y difusores es una variable que depende de la nubosidad, lugar geográfico, etc.

Para empezar la capa de ozono absorbe radiación UV funcionando como una pantalla de radiaciones perjudiciales para la vida terrestre, parte de la radiación es reflejada de nuevo al espacio y otra se atenúa en su choque con partículas y moléculas atmosféricas. Por término medio, en toda la superficie terrestre, la intensidad que llega es de unos 900 vatios por metro cuadrado, de los que un 3% son UV, un 57% son V y un 40% IR.

Como consecuencia de la influencia de estos factores resulta que solo se puede conocer la energía solar que se recibe en un lugar del planeta mediante lecturas directas efectuadas durante períodos de tiempo suficientemente largos.

1.2 Requerimientos de energía para bombeo solar

La unidad de energía mas conveniente es el kilowatt hora (kWh).

La energía E, en kWh puede ser calculada con la siguiente fórmula:

$$E = \frac{V}{h} \times 367 \quad (\text{kWh}) \quad (1.2)$$

Donde:

V es el volumen en m³

h es la altura en metros

La altura h consiste en dos partes: primero la altura estática, que es la altura sobre el nivel del agua bombeada y puede ser fácilmente medida, segundo la altura dinámica, que es debida al incremento de presión causado por la fricción del agua a través de las tuberías.

Sin embargo no toda la energía producida en el módulo fotovoltaico será utilizado por la energía hidráulica ya que cada vez la energía es transformada de una a otra forma (de solar a eléctrica; de eléctrica a mecánica; de mecánica a hidráulica), donde están asociadas pérdidas de energía, de tal manera, que la energía de entrada debe ser mucho mayor que la energía hidráulica requerida. En adición a las pérdidas de energía de transformación, una proporción del agua bombeada se perderá en el proceso de entrega al punto de uso. Esto se tomará en cuenta para calcular los requerimientos de agua y tendrá un efecto directo en la energía requerida para el bombeo y los costos respectivos del sistema.

Para minimizar los costos y maximizar la performance del bombeo de agua es importante que todos los componentes del sistema sean muy eficientes.

La energía usada para llevar una cierta cantidad de agua (energía hidráulica) es directamente proporcional al volumen de agua elevada (V en m^3) y la altura (h en m).

Un término comúnmente usado es el producto Vh donde la unidad del producto volumen-altura es dado por $m^4/día$ que es llamado Energía Hidráulica por día.

1.3 Aplicaciones típicas de bombeo de agua

Dado el alto costo de los módulos solares, el bombeo solar más económico se emplea para aplicaciones de poca potencia, menores que 1000 W.

La mayor demanda para alimentaciones de agua se da en dos categorías:

- Alimentación de agua en poblados.

- Irrigación de tierras.

El bombeo solar para irrigación es muy competitivo ya que en términos económicos existen instalaciones operativas alrededor del mundo con gran expectativa de desarrollo. Además donde el bombeo de agua para irrigación deba ser cubierto, se tendrá especial atención para situaciones de abastecimiento de agua en poblados.

De las dos categorías, en el bombeo de agua en poblados (abastecimiento) utiliza menores demandas de agua y por lo tanto menores demandas de potencia. Como la demanda de agua para poblados es aconsejable que sea constante a través de todo el año, es deseable incorporar un tanque de almacenamiento en el sistema (almacenamiento de agua contra períodos de pobre alimentación).

Se explicarán detalladamente más adelante las aplicaciones del bombeo solar de agua.

CAPITULO II

TECNOLOGIAS DE BOMBEO SOLAR

2.1 Tecnología de la Celda Solar

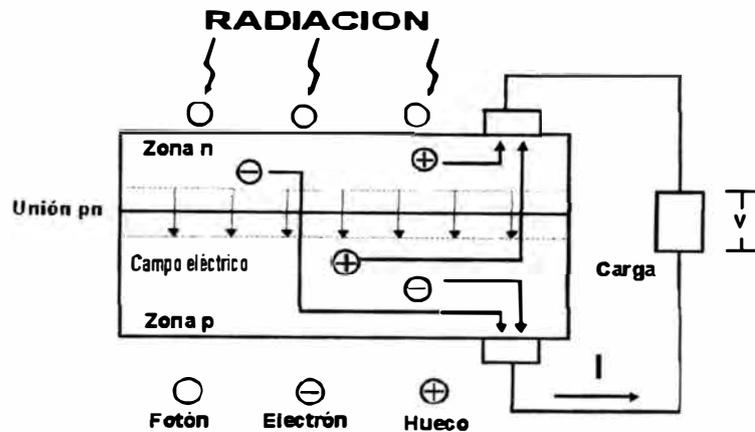
2.1.1 Definición de Términos

a) Fotón; Partícula indivisible moviéndose a la velocidad de la luz. La radiación solar (radiación electromagnética) está constituida por fotones los que carecen de carga y no poseen masa. Los fotones son paquetes de ondas, caracterizadas por una cierta longitud de onda.

b) Célula Fotovoltaica; Dispositivo constituido de por lo menos dos capas de material semiconductor tal como el silicio, una de estas capas tiene características eléctricas positiva y la otra negativa. También se le denomina “Célula Solar” o “Celda Solar”.

c) Efecto Fotovoltaico; Este fenómeno se presenta en la celda solar que convierte directamente la energía de la luz en electricidad. Cuando las partículas de energía provenientes de la luz, conocidas como fotones son absorbidos por el material semiconductor, haciendo que la capa negativa libere electrones los cuales fluyen hacia la capa positiva a través de un circuito eléctrico externo. Este flujo de electrones se conoce como corriente eléctrica. Ver Fig. 2.1

Figura 2.1 Efecto fotovoltaico



Para producir una corriente eléctrica útil en un semiconductor, se obtiene al lograr extraer los electrones liberados fuera del material antes de que éstos vuelvan a recombinarse con los “huecos” (lugares vacíos que dejan los electrones).

Una forma de lograr esto es introducir en el material semiconductor, elementos químicos que contribuyan a producir un exceso de electrones y de huecos creando un campo eléctrico.

Dichos elementos, que alteran significativamente las propiedades eléctricas de los semiconductores, se denominan dopantes y el proceso de su reincorporación al semiconductor se llama dopado.

d) Voltaje Fotogenerada; El voltaje producido en este proceso depende del tipo de material usado en la fabricación del semiconductor. El voltaje es independiente del tamaño de la celda.

e) Corriente Fotogenerada; La Corriente debida a la generación de portadores de tipo electrón–hueco, producida por la iluminación en una célula fotovoltaica. La corriente depende del área de la celda y la intensidad de la luz.

f) Corriente de oscuridad; Corriente debida a la recombinación de portadores en una célula fotovoltaica. y que da lugar al voltaje necesario para entregar energía a la carga. También conocida con las denominaciones de “corriente de diodo” ó “corriente de polarización”.

g) TONC; “*Temperatura de Operación Nominal de la Célula*”, Temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete el módulo a determinadas condiciones normalizadas de operación.

h) Módulo Fotovoltaico; Conjunto de Células interconectadas y encapsuladas. También se le denomina “*panel fotovoltaico*”, “*panel solar*” o “*módulo solar*”.

i) Hot Spot; También llamado “*punto caliente*”. Posibilidad de sobre calentamiento destructivo de unas células en un módulo solar, debido a la disipación de energía que en ellas se efectúa al haberse convertido en carga de las demás células.

2.1.2 Estructura de las Células Solares

El material base es el semiconductor de silicio; con el cual se consigue que se forme un campo eléctrico en la unión de dos capas de un cristal semiconductor de conductividades diferentes.

Si a una de las capas (capa n) se impurifica con fósforo que tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio, mientras que la otra capa (capa p) se impurifica con boro que tiene 3 electrones de valencia, uno menos que el silicio. Ello da lugar a una gran diferencia en las concentraciones de electrones y huecos entre una capa y otra, lo que origina un campo eléctrico dirigido de la capa n a la capa p.

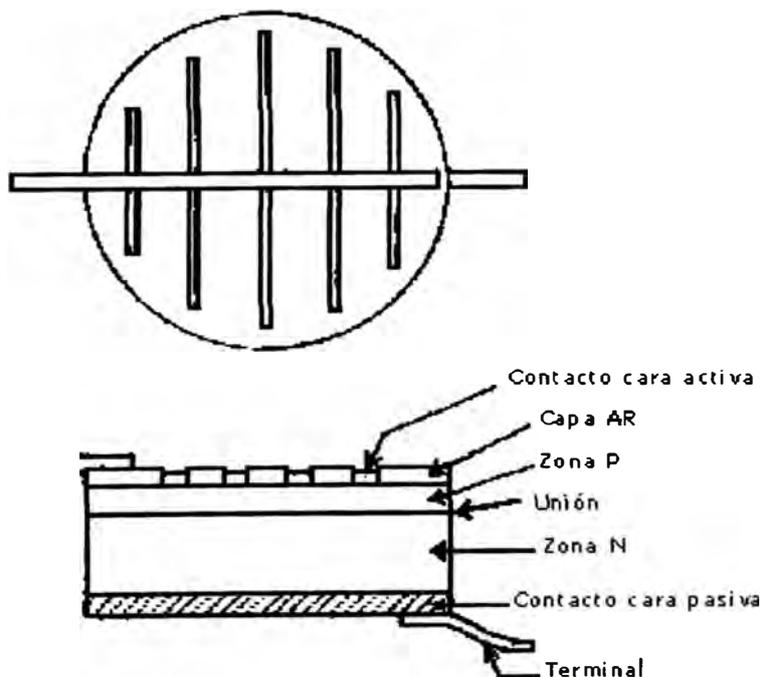
Este campo es el responsable de separar los electrones y huecos extras que se produce cuando la célula se expone a la luz solar. Las células solares están pues esencialmente conformadas por la unión de las capas p y n. Al unir las regiones p y

algunos de los electrones libres de la región n puede difundirse hacia la zona p, atravesando la frontera entre ambas ocupando los huecos libres de la misma. Así la zona intermedia a la frontera de separación queda ahora cargada negativamente en el semiconductor p y positivamente en el semiconductor n. Se forma así una unión típica pn en la cual el campo eléctrico creado, como consecuencia del peso de las cargas antes mencionadas, establece una barrera de potencial.

En estas condiciones, si incide luz y los fotones comunican energía a los electrones del semiconductor, algunos de estos electrones pueden atravesar la barrera del potencial, siendo expulsados fuera del semiconductor a través de un circuito exterior produciendo una corriente eléctrica. Los electrones, tras recorrer el circuito externo, vuelve a entrar en el semiconductor por la cara opuesta.

La estructura típica de una célula de Silicio se muestra en la Fig. 2.2

Figura 2.2 Estructura típica de una célula solar



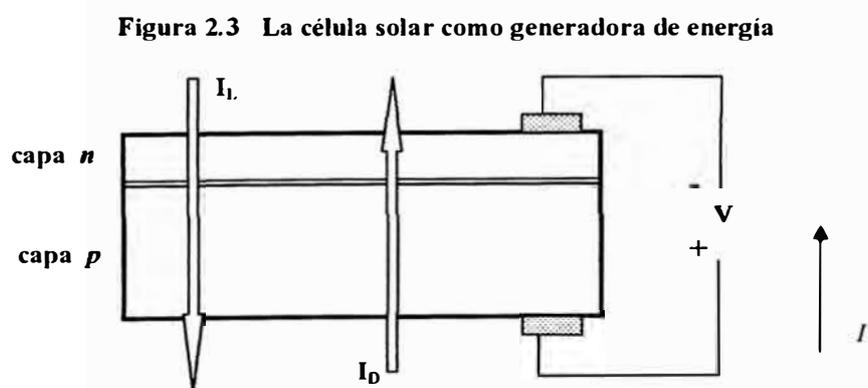
A continuación se muestran las características estructurales de las células solares de silicio monocristalino.

Espesor de la Oblea	$\approx 300 \mu\text{m}$
Espesor de la Capa	$\approx < 1,0 \mu\text{m}$
Profundidad de la Unión p-n	$\approx 0.2 \mu\text{m}$
Material n	Si dopado con P
Material p	Si dopado con B
Resistividad del Material p	$0,1 \div 10 \Omega \text{ cm}$
Intensidad del Campo eléctrico en la Unión p-n	$\approx 5 \times 10^4 \text{ V m}^{-1}$
Materiales que componen los electrodos	Al, Ti, Pd, Ag
Espesor de los electrodos	$\approx 5 \mu\text{m}$

Una descripción de la tecnología de fabricación de las células fotovoltaicas se muestra en el Anexo A.

2.1.3 Generación de Fotocorriente

Una célula solar expuesta a la luz del Sol se encuentra conectada a una carga externa. se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. Ver Fig. 2.3



La corriente que entrega la carga es el resultado neto de dos componentes internos que se oponen y que son las siguientes:

a) La corriente fotogenerada I_L , debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

b) La corriente de Diodo o de Oscuridad I_D , debido a la recombinación de portadores y que es la que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

Si la célula responde linealmente a las dos excitaciones de iluminación-voltaje, la corriente neta que circula por el exterior será la resultante de la suma algebraica siguiente:

$$I = I_L - I_D (v) \quad (2.1)$$

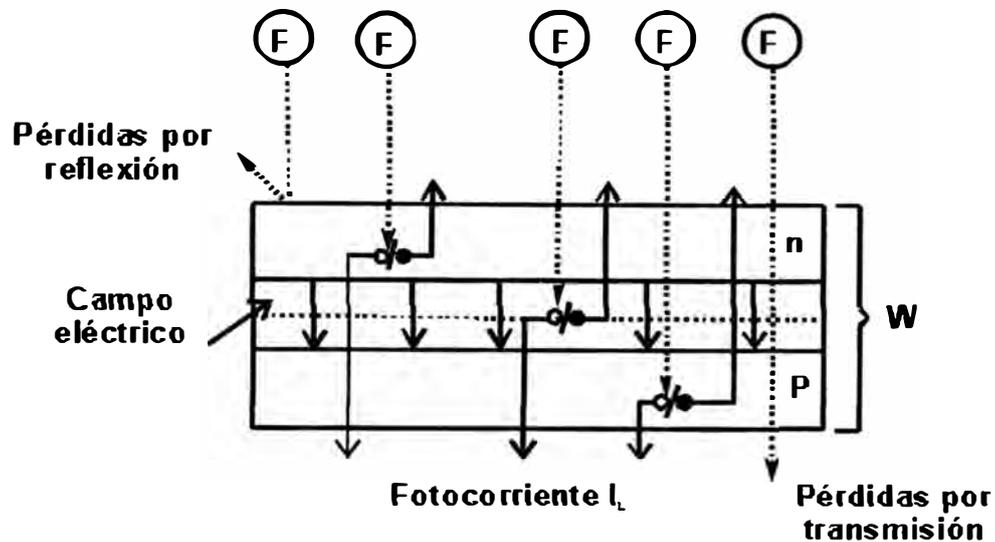
Donde la corriente eléctrica suministrada por una celda solar a una carga viene dada por la diferencia entre la fotocorriente I_L y la corriente de recombinación o de diodo $I_D (V)$, debida a la polarización producida por el voltaje generado.

Esta expresión característica de la célula solar, válida en todos sus rangos de funcionamiento, incluido cuando la célula solar actúa como un diodo receptor de energía porque la recombinación excede a la generación. La fotocorriente I_L es el resultado solar de los fotones incidentes que son absorbidos por los electrones de valencia.

2.1.4 Fotones de Absorción y Generación de Portadores

La célula solar consta de un ancho de la banda prohibida E_G y un espesor total W . Se puede observar internamente. Ver Fig. 2.4

Figura 2.4 Aspecto interno de una Célula Solar



La energía, de los fotones irradiados sobre este semiconductor, puede ser absorbida por los electrones de la banda de valencia que se dirigirán a la banda de conducción, produciéndose de esta manera una generación de corriente como resultado del proceso de absorción de fotones. Pero no todos los fotones incidentes son absorbidos debido a:

- Pérdidas de No Absorción:* Los fotones con energía inferior a E_G atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos (no logran romper el enlace de los electrones de valencia).
- Pérdidas de Transmisión:* Los fotones con energía superior a E_G atraviesan sin ser absorbidos.
- Pérdidas por Reflexión:* Una parte de los fotones de todas las energías se reflejan en la superficie de incidencia de la radiación debido a la diferencia de los índices de refracción.

Las pérdidas de no absorción son inevitables ya que dependen únicamente de las propiedades del semiconductor. En cambio las pérdidas de transmisión y reflexión pueden minimizarse mediante antireflectantes sobre las capas células.

La máxima fotocorriente I_L que podría esperarse de una célula solar sin considerar las dos últimas pérdidas, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$I_L \leq (e)(Ac) \int_{E_G}^{\infty} S(E) dE \quad (2.2)$$

Donde:

I_L Fotocorriente generada

e Carga del electrón = 1.602×10^{-19} Coulombios.

Ac Es el área de la célula iluminada.

$S(E)$ Es el número de fotones de energía E incidentes sobre la célula por unidad de superficie y tiempo.

Realmente se crea un par electrón-hueco por cada fotón absorbido independientemente del valor de su energía, según esto el número de pares fotogenerados coincide con el de fotones absorbidos. Así la máxima corriente que puede fotogenerarse en una célula de silicio en una ubicación a nivel del mar resulta ser de 42.3 mA/cm^2 . Las células solares comerciales tienen un punto de trabajo caracterizados con valores promedio de 0.45 V y 30 mA/cm^2 .

2.1.5 Corriente de Oscuridad

El voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga produce una polarización de la celda que da lugar a las corrientes habituales de un diodo de unión p-n, aún en ausencia de cualquier tipo de iluminación (celda en oscuridad).

Tenemos que una buena aproximación de $I_D (V)$ o corriente de polarización es:

$$I_D (V) = I_0 \left[\exp \frac{eV}{mKT} - 1 \right] \quad (2.3)$$

Donde:

m	Es una variable ($1 < m < 2$)
e	1.602×10^{-19} Coulombios
V	Voltaje de polarización
K	Constante de Boltzman
T	Temperatura en grados Kelvin
I_0	Corriente inversa de saturación

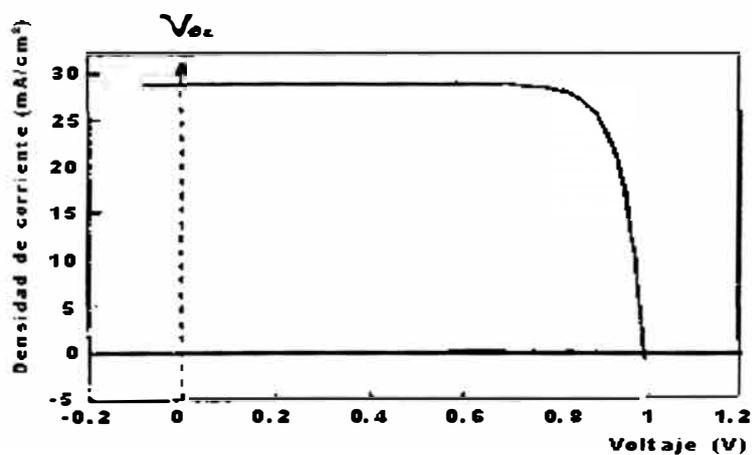
2.1.6 Característica I -V de Iluminación

Reemplazando $I_D (V)$ de Ec. 2.3 en la Ec. 2.1 y considerando como positivas las corrientes de generación, tenemos la ecuación característica de la celda solar:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{eV}{mKT} - 1 \right] \quad (2.4)$$

La anterior fórmula 2.4 se representa por la Fig. 2.5:

Figura 2.5 Representación de la ecuación característica de la celda solar



Con esto el primer cuadrante del plano I-V corresponde al funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga bajo tensión positiva (como generador de energía). Con la curva anterior se analizarán otras 2 características de la célula solar. estas son:

a) Corriente de Corto Circuito I_{sc}

Mayor valor se obtiene cuando $V=0$, (condición de cortocircuito), siendo la corriente de cortocircuito igual a la corriente fotogenerada.

$I_{sc} = I_L$, cuando ($V=0$). Entonces:

$$I_{sc} = I_L \quad (2.5)$$

b) Tensión de Circuito Abierto V_{oc} :

Cuando la corriente fotogenerada es neutralizada completamente por la corriente de polarización (condiciones de circuito abierto).

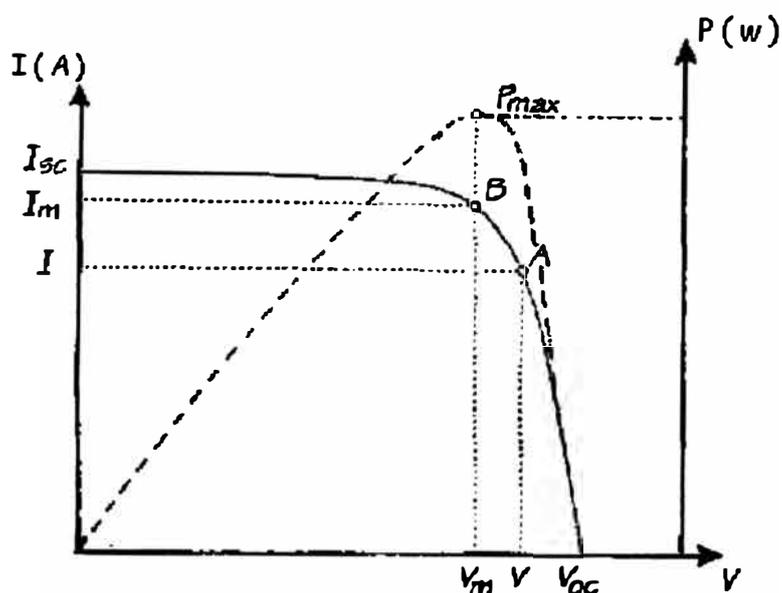
$$I_L = I_D(V_{oc}) \quad (2.6)$$

2.1.7 Potencia Máxima de una Celda Solar

De la curva característica I-V cuando I_{sc} y V_{oc} , en el rango donde las células funcionan como generadores de energía; la potencia entregada a una carga resistiva es el producto $P = IV$ (potencia que suministra la celda).

Esta potencia es el área bajo la curva I-V que se muestra en la Fig. 2.6

Figura 2.6 Potencia máxima de una celda solar



La Potencia Máxima P_m , para que se pueda obtener de la celda es el área del máximo rectángulo que se puede inscribir dentro de la curva I-V. donde V_m es el valor del voltaje máximo para el cual se tiene una corriente máxima I_m .

$$P_m = V_m * I_m \quad (2.7)$$

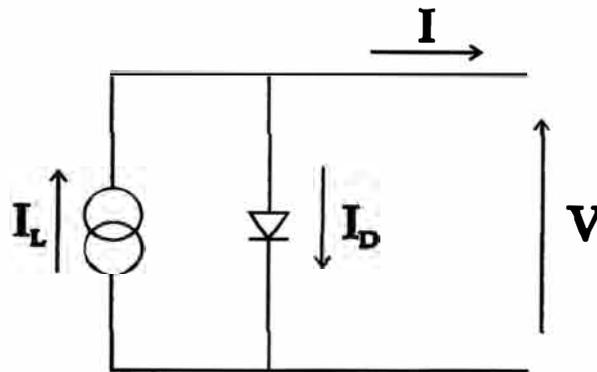
Graficando en el eje de la derecha, la potencia en Watts, se obtiene el *Punto de Máxima Potencia* ($P_{m\acute{a}x}$), que se sitúa en el codo de la curva característica.

2.1.8 Circuito Equivalente de una Célula Solar

La Ec. 2.1 describe analíticamente el comportamiento de una celda solar, pero en la práctica es conveniente analizar el comportamiento de células interconectadas en serie y paralelo en términos de elementos de un circuito. Una celda solar es una

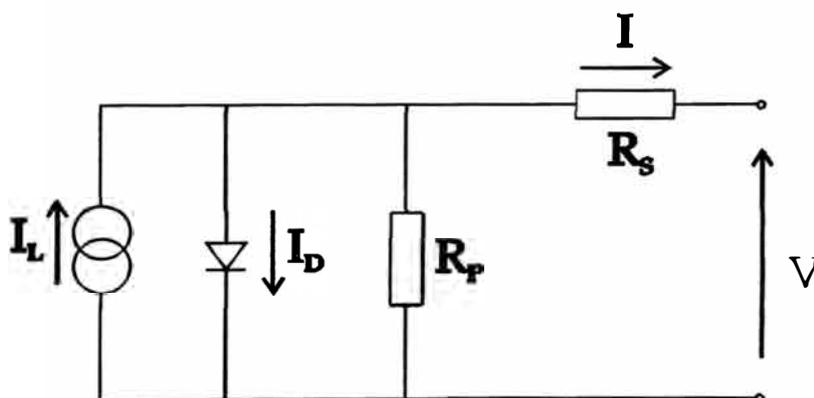
unión p-n ideal, Fig. 2.7, donde se cumple la ecuación característica (Ec. 2.1), entonces tenemos:

Figura 2.7 Circuito equivalente de una célula solar



Sin embargo en una célula solar real se dan otros efectos no considerados en la Ec. 2.4 que afectan al comportamiento externo de la misma. De estos efectos se pueden considerar la resistencias serie y en paralelo, como se muestra en la Fig. 2.8

Figura 2.8 Circuito equivalente de una célula solar



La resistencia en paralelo puede deberse a la fuga de corriente por la superficie de los bordes de la célula, fuga por caminos de difusión en las fronteras de grano (células policristalinas), fuga por pequeños cortocircuitos metálicos, etc. Actualmente en las

células de Si con la tecnología avanzada hace que este efecto de la resistencia en paralelo para funcionamiento normal sea mínimo y carece de importancia.

En cambio es más significativo el efecto de la resistencia serie, cuyo origen se debe a la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, especialmente de los dientes de peine que conforman la rejilla frontal y a la ofrecida por las propias capas semiconductoras.

2.1.9 Eficiencia de las Celdas Solares

La eficiencia de las celdas solares se define como:

$$\eta = \frac{\text{Potencia Máxima Eléctrica}}{\text{Potencia Solar Incidente}} = \frac{P_m \times I_m}{A \times G} \quad (2.8)$$

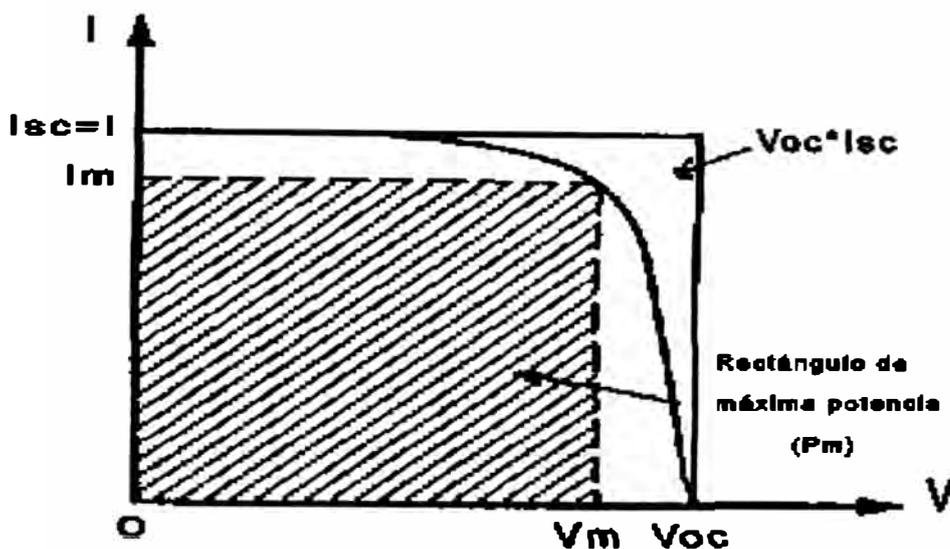
La Potencia Solar Incidente es definida como $A \times G$, donde A es la superficie efectiva de la célula y G es la radiación solar.

La Potencia Máxima Eléctrica definida en la (Ec. 2.7), se incluye en otro término para hallar el llamado Factor de Llenado (FF) dado como:

$$FF = \frac{V_m \times I_m}{V_{oc} \times I_{sc}} \quad (2.9)$$

El Factor de Llenado es la desviación que presenta una celda a la rectangularidad, lo cual es una medida de la calidad de una celda solar. Ver Fig. 2.9

Figura 2.9 Factor de llenado



Reemplazando el Factor de llenado en la eficiencia (Ec. 2. 8) tenemos:

$$\eta = \frac{F_i \times (V_{oc} \times I_{sc})}{A \times G} \quad (2.10)$$

La eficiencia máxima teórica de una célula de Si convencional es aproximadamente de un 22-23%. En general las células disponibles en el comercio tienen un rendimiento del 14-15% que disminuye al 10-11% cuando se montan en módulos fotovoltaicos.

A continuación se muestran algunas características generales de las células solares actuales de Si monocristalino:

Material	Si monocristalino
Diámetro	≈ 10 cm
Espesor	≈ 300-400 μm

Con Insolación de 1 kW/m² (AM1) la Célula Solar genera:

Corriente en cortocircuito (Isc)	≈ 2,2 A
----------------------------------	---------

Tensión en circuito abierto (V_{oc})	$\approx 0,5 \text{ V}$
Corriente en el punto de máxima potencia (I_m)	$\approx 2,0 \text{ A}$
Tensión en el punto de máxima potencia (V_m)	$\approx 0,48 \text{ V}$
Potencia máxima (W_m)	$\approx 1 \text{ W}$
Rendimientos actuales (η)	$\approx 10-14 \%$

2.1.10 Generador Fotovoltaico

Se llama así al conjunto de células solares, asociadas eléctricamente en arreglos diferentes para obtener valores de tensión y de corriente requeridos.

Una predicción del comportamiento eléctrico de un Generador FV se hace partiendo de una información estandarizada de acuerdo a parámetros disponibles, estos son:

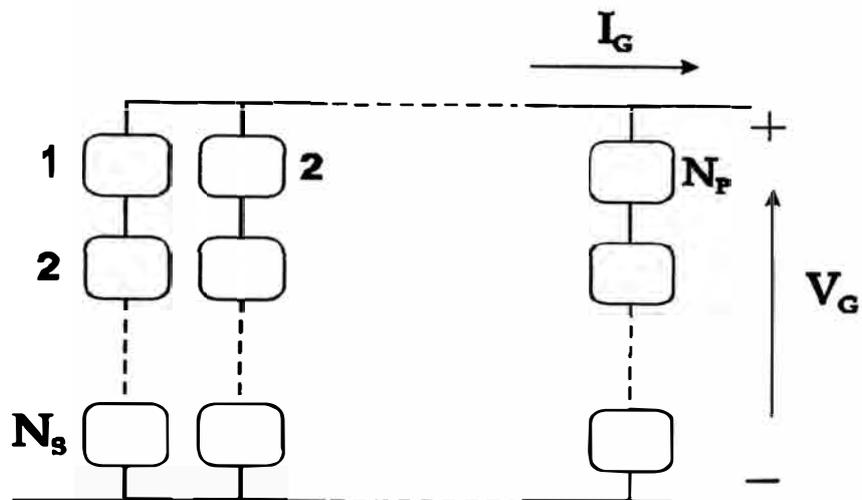
- Comportamiento eléctrico de las células (I_{sc} , V_{oc} , etc.).
- La radiación solar incidente en un punto determinado.
- Temperatura ambiente del lugar.

Un Generador Fotovoltaico está constituido por muchas células que en general no son idénticas por lo que la determinación de las características I-V de Iluminación, del conjunto, se aceptan válidos bajo un modelo con los supuestos siguientes:

- Todas las células de un mismo generador son idénticos y trabajan igualmente iluminadas a la misma temperatura.
- Los efectos de la resistencia paralelos son despreciables.
- La corriente generada, I_L , y la corriente de cortocircuito, I_{sc} , son iguales.
- Las caídas de tensión en los conductores que interconexionan las células son despreciables.

Se aprecia un generador voltaico en la Fig. 2.10:

Figura 2.10 Esquema eléctrico de un generador fotovoltaico



Donde:

I_G e V_G , son la corriente y la tensión del generador.

N_p y N_s , son el número de células asociadas en paralelo y en serie.

Con lo que se establecen las siguientes expresiones:

$$I_G = I \times N_p \quad (2.11)$$

$$V_G = V \times N_s \quad (2.12)$$

El número de módulos (N) está dado por:

$$N = N_s \times N_p \quad (2.13)$$

La característica I-V del generador fotovoltaico se aproxima en mucho por lo tanto a la característica I-V de la célula solar ya señalada en la Fig. 2-5.

2.1.11 Módulo Fotovoltaico

Por cuestiones de manejo práctico, los fabricantes encapsulan a cada generador fotovoltaico (esto es a un grupo de células solares) en un único bloque al que se denomina panel o módulo fotovoltaico. Con el encapsulamiento se protege a las

células de los agentes presentes en la intemperie, se las aísla eléctricamente del exterior y asimismo se llega a tener una unidad con la mejor rigidez mecánica.

Actualmente la vida útil de los módulos en condiciones normales de operación debe ser superior a 20 años, lo cual está determinado por la duración y calidad del encapsulado que se fabrica para ser impermeable al agua, para resistir la fatiga térmica, la abrasión y no menos importante, para la disipación térmica de las células.

Los tipos de módulos presentes en el mercado son muy diversos. el más característico y frecuente para potencias medias y altas está conformado por 36 células solares de silicio cristalino, de igual tamaño, asociadas en serie y dispuestas en formación de 9x4 unidades. La superficie de este módulo típico varía entre 0.5 y 0,7 m² dependiendo del tamaño de las células.

2.1.12 Condiciones Normalizadas de un módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos son identificados por su comportamiento eléctrico (su característica I-V bajo determinadas condiciones de iluminación y temperatura) el cual es definido por varios parámetros que se obtienen en unas condiciones normalizadas de medida que se han generalizado, siendo las siguientes:

Irradiancia	100 mW/cm ² (1000 W/m ²)
Distribución espectral	AM = 1.5
Incidencia de la radiación	Normal (perpendicular)
Temperatura de la célula	25 °C

Bajo estas condiciones se miden por lo general los parámetros siguientes que los fabricantes suministran conjuntamente con cada módulo:

P_{MAX}

Potencia máxima que puede entregar el módulo

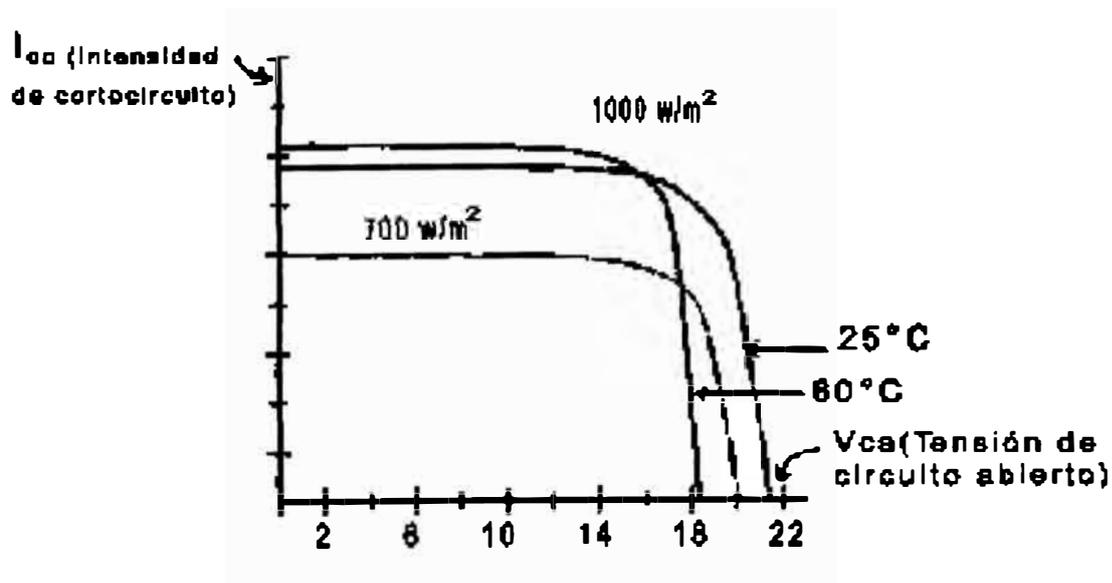
I_{SC}	Corriente de cortocircuito
V_{OC}	Tensión de circuito abierto
I_M	Corriente en el punto de máxima potencia
V_M	Tensión en el punto de máxima potencia

La *Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)*, completa la identificación del módulo fotovoltaico. Esta temperatura es alcanzada por las células cuando se somete el módulo a las siguientes condiciones de operación:

Irradiancia	80 mW/cm ² (800 W/m ²)
Distribución espectral	AM = 1.5
Incidencia de la radiación	Normal (perpendicular)
Temperatura ambiente	20 °C
Velocidad del viento	1 m/s

Cuando aumenta la temperatura por exposición a la radiación solar disminuye la tensión en los bornes del panel solar, tal como se muestra en la curva I-V de un módulo fotovoltaico. Ver Fig. 2.11

Figura 2.11 Variación de la temperatura y de la radiación incidente.



El valor de la TONC para los módulos que se encuentran en el mercado actual, oscila entre 42 y 46 °C.

2.1.13 Interconexión de módulos fotovoltaicos

Las células de un módulo y los módulos que se interconectan formando un campo solar generador, no son en la realidad iguales ni trabajan en idénticas condiciones de operación pues ambos presentan una cierta dispersión en sus características tanto por el proceso mismo de fabricación, como por las diferentes condiciones de operación que simultáneamente pueden producirse dentro del campo generador. Esta dispersión tiene los dos efectos significativos siguientes:

- a) La potencia máxima que puede entregar el campo solar es inferior a la suma de las potencias máximas de los módulos que lo conforman. Hay por tanto una *Pérdida por Dispersión*.
- b) En ciertas circunstancias, algunas células pueden llegar a convertirse en “cargas” y disipar la energía generada por las demás. Con ello elevarían notablemente su temperatura y si sobrepasan los 85 °C llegarían a dañar los materiales encapsulantes irreversiblemente, quedando inservible el módulo. Es el fenómeno del *Punto Caliente ó Hot Spot*.

Prácticamente la totalidad de los campos solares actuales se conforman asociando primero módulos en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado y después asociando en paralelo ramas en serie para alcanzar el nivel de corriente que se requiere. En la práctica las *pérdidas de dispersión* se les puede reducir con un primer procedimiento consistente en reunir en las ramas en serie, los módulos con similar valor de corriente máxima I_{M1} según clasificación previa en dos o tres categorías. Esto

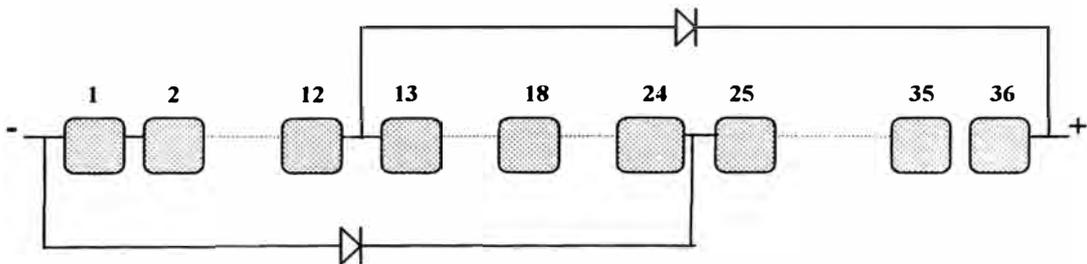
es posible porque las características eléctricas de los módulos presentes en el mercado no difieren de los valores nominales en más de un 10%.

2.1.14 El Tratamiento del Punto Caliente

En la vida operativa de los módulos solares, se pueden dar diferentes condiciones de operación para algunas de las células en comparación a las restantes, cuando por ejemplo, unas se encuentran bajo la sombra de una nube y las restantes no: ó cuando en parte de los módulos se ha acumulado más polvo o suciedad dando lugar a que unas células reciban menor radiación.

Para evitar que las células con menor radiación, se conviertan en carga de las demás, sobrecalentándose por la potencia a disipar; se cuenta con la solución de conectar *diodos de paso* en paralelo a grupos de células asociadas en serie como se muestra en la Fig. 2.12

Figura 2.12 Diodos de paso en células asociadas en serie



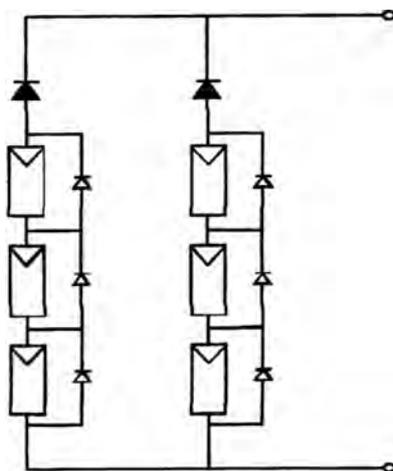
Puede verse que si la polaridad de los diodos es opuesta a la de las células, ocurrirá que al polarizarse estas inversamente, el diodo o diodos involucrados lo harán positivamente proporcionando un camino de paso a la corriente debida a las otras células ó grupos de células del campo solar. Esto limita la máxima potencia a disipar por una célula, a la generada únicamente por las que componen su propio grupo.

Adicionalmente, la disposición de los diodos mostrada en la figura anterior tiene la ventaja de no producir cortocircuitos en caso de confusión de polaridad.

Muchos de los módulos solares presentes en el mercado, traen ya incorporados estos diodos de paso en sus cajas de conexión como solución efectiva al fenómeno del sobrecalentamiento o del *punto caliente*.

Por otro lado las diferencias de tensión entre grupos de módulos asociados en paralelo, también podrían generar situaciones de *punto caliente* o incremento de temperatura en las que el grupo con menor V_{OC} se comporte como una carga y disipe la potencia generada por los otros grupos de módulos. Para evitarlo se recurre en este caso a la inserción de *diodos de bloqueo* en serie con cada elemento de la asociación paralelo, con los diodos de paso, en grupos de módulos como se muestra en el siguiente generador fotovoltaico en la Fig. 2.13

Figura 2.13 Diodos de bloqueo y de paso en un generador fotovoltaico



En la práctica estas diferencias de tensión entre grupos de módulos asociados en paralelo, solo pueden llegar a ser significativas cuando la tensión de trabajo es

elevada. por lo que tales diodos son utilizados generalmente para tensiones mayores a 96 Vdc.

2.2 Tecnología del motor

Hay 4 tipos de motores usados en aplicaciones de bombeo fotovoltaico. Entre ellos:

- a) Motor de corriente continua con escobillas
- b) Motor de corriente continua sin escobillas
- c) Motor de corriente continua de imán permanente
- d) Motor de inducción de corriente alterna.

Para pequeñas potencias en DC, el motor puede ser acoplado directamente a los módulos solares. Para aplicaciones de mayor potencia en DC (>250 W) se usa un motor AC en conjunto con un *inversor* (dispositivo que cambia la potencia DC en AC). Dado el alto costo del inversor, usualmente su aplicación se justifica para sistemas grandes o pozos profundos. Cualquier motor sea AC o DC puede ser incorporado en el equipo de bombeo, necesitando por supuesto un inversor en el caso de un sistema AC. El sistema más común empleado consiste de un bomba AC y un inversor para un arreglo FV menor que 1500 Wp.

2.2.1 Motores de C.C. con escobillas

Es un motor convencional de CC donde el campo magnético es producido electromagnéticamente por los arrollamientos del campo.

Los cuatro elementos principales que constituye el motor elemental de CC son:

El campo magnético.

El rotor.

El conmutador.

Las escobillas.

Si se usa un motor en DC con escobillas entonces el equipo deberá ser sacado del pozo para reemplazar las escobillas aproximadamente cada dos años.

2.2.2 Motor de CC sin escobillas

Motor de alta tecnología usado en bombas centrífugas CC sumergibles.

El motor está lleno de aceite para mantener el agua afuera. Si se emplea un motor DC sin escobillas, entonces un conmutador electrónico será requerido para alternar la corriente en forma precisa, haciendo que el motor gire.

2.2.3 Motor de CC de Imán Permanente

Todas las bombas solares de corriente continua utilizan de alguna forma este tipo de motor. Siendo un motor de velocidad variable por naturaleza, un voltaje reducido (en un día de poca radiación solar) proporcionalmente proveerá una velocidad reducida y no causará ningún daño al motor.

Para reducir la inercia de un rotor y permitir una aceleración y un frenado muy rápidos, los diseñadores han desarrollado dos estructuras ingeniosas que no contienen hierro (acero) en el rotor.

Tales motores son llamados motores sin núcleo, también conocidos como motores de rotor sin hierro. Tenemos dos tipos:

Estructura de Copa.

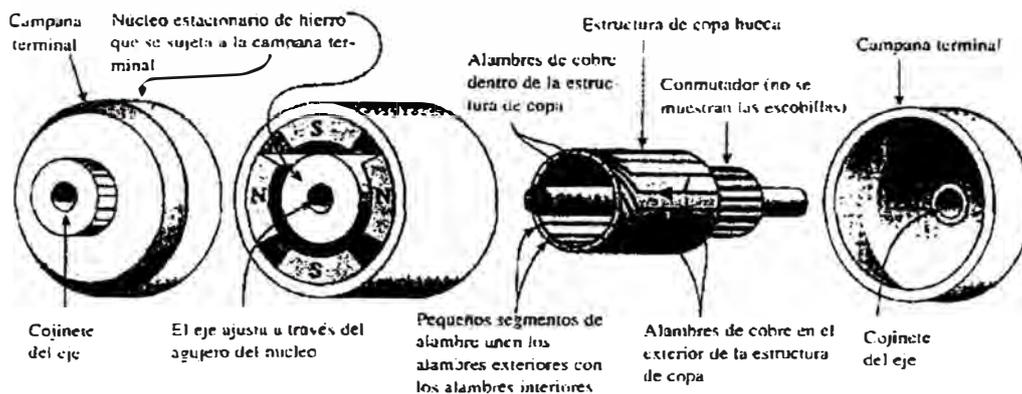
Estructura de disco.

a) Estructura de Copa

El motor sin núcleo de estructura de copa se presenta en la Fig. 2.14. La estructura hueca en la forma de copa esta unida al eje solamente por el lado derecho, justo antes del conmutador. El cuerpo delgado de la copa cabe entre los imanes permanentes radiales en el armazón y el núcleo magnético perforado estacionario conectado a la

campana terminal izquierda. El extremo izquierdo se desliza a través de la perforación del núcleo y se soporta por medio de un cojinete en la campana terminal izquierda.

Figura 2.14 Motor de imán permanente tipo estructura de copa



La estructura en forma de copa es fabricada con fibra de vidrio o algún material ligero parecido con alambres de cobre pegados a sus superficies exterior e interior. Una bobina de una sola vuelta tiene sus lados espaciados a 90° mecánicos, la misma distancia que los polos magnéticos permanentes adyacentes. En un rotor estándar de cilindro sólido con una armadura normal, las bobinas tienen segmentos de alambre de cruce que pasan a través de la superficie del extremo del cilindro, pero en el diseño de motor de la figura 2.14 no hay un extremo del cilindro con el cual se puede trabajar. Por tanto, la sección de la extrema izquierda de la superficie del cilindro esta dedicada a darles espacios a los alambres para efectuar la separación de 90° mecánicos. Así que, el alambre más cercano a nosotros en la vista de la Fig. 2.14 podría llevar corriente de armadura de derecha a izquierda en el exterior de la estructura. La relación de Lorentz entre la I que corre hacia la izquierda y el flujo o

norte predice una fuerza F descendente. Esto tiende a girar la copa envolvente en sentido de las manecillas del reloj, vistas desde el lado izquierdo.

Debido a que el ensamblaje del rotor no contiene hierro, el rotor no tiene una tendencia de detención, que es la tendencia a preferir permanecer en lugares de giro particulares en relación con la estructura del campo. Los motores normales de rotor devanado tienen esta tendencia, que produce el Efecto de Cogging RT cuando giran lentamente. En el estado de Cogging RT, el motor pasa de manera brusca a una posición de giro, y luego intenta detenerse ahí por un momento hasta que su par hace que avance a su siguiente posición de giro preferida.

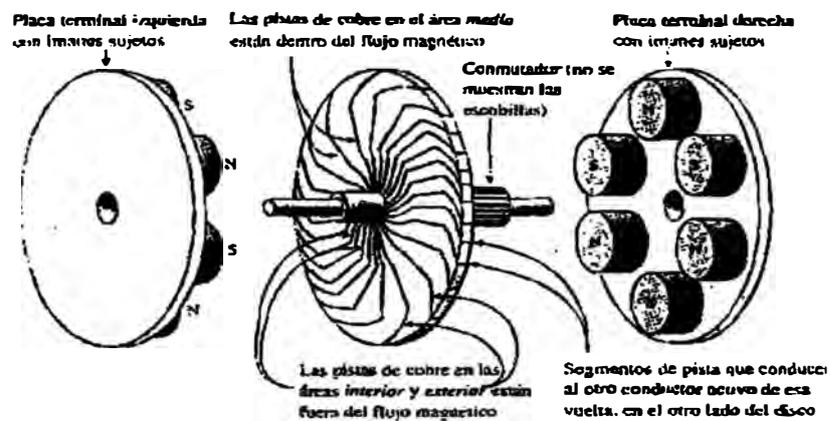
La ausencia de hierro en el rotor elimina las pérdidas de I^2R por corrientes de Foucault y también las pérdidas de potencia por histéresis magnética. Al eliminar estas pérdidas en el rotor, los motores sin núcleo tienen altas eficiencias.

La estructura envolvente en forma de copa también se conoce por los nombres de estructura de lata (can structure) y estructura de caracol (shell structure)

b) Estructura de disco

La estructura de disco es bastante diferente a cualquier otra estructura de motor en que el flujo interno del campo magnético no es radial. En su lugar, el flujo apunta paralelamente al eje de la máquina (llamada dirección axial). Las líneas de flujo pasan de una cara de polo norte de un lado del disco delgado a una cara de polo sur a una pequeña distancia. Por ejemplo, en la parte superior de la figura 2.15 un imán permanente sujeto a la placa terminal derecha emite un flujo norte. Ese flujo pasa a través del disco delgado, y luego entra en un imán permanente sur sujeto a la placa terminal izquierda.

Figura 2.15 Motor de imán permanente tipo estructura de disco



Con un espaciamiento de 60° , otro par de imanes permanentes norte-sur envía un flujo a través del disco de la dirección opuesta, de izquierda a derecha. Esto se repite en incremento de 60° alrededor de toda la máquina. Las trayectorias de flujo magnéticos se completan a través de la estructura de acero del motor, que no se muestra en la figura 2.15.

El disco ligero tiene pistas de cobre adheridas, al igual que una tarjeta de circuito impreso. Las pistas están dispuestas para formar espiras de armadura de una sola vuelta. Las partes activas de producción de par de una espira son los segmentos de pista de cobre en el área media del disco, dentro del espacio ocupado por los campos magnéticos. Las dos pistas de cobre de la zona media en los lados opuestos están separadas entre ellos 60° , al igual que los imanes permanentes. Esta separación se logra mediante los segmentos de pista de las zonas exterior e interior del disco. Estos segmentos de pistas en forma de arco conducen a una localidad de cruce del disco que está a 30° del segmento del conductor activo. Sus segmentos correspondientes en forma de arco del lado opuesto (invisibles en la figura 2.15) proporcionan una separación adicional de 30° , por lo que la separación total es de 60° .

La estructura de rotor de disco de la figura 2.15 tiene aún menor inercia de giro que la estructura de copa de la figura 2.14. Debido a su baja masa e inercia, la estructura sin núcleo tipo disco tiene la aceleración más rápida de cualquier diseño de motor. Algunos modelos son capaces de llegar a aceleraciones extraordinarias, yendo de 0 a 5000 r/min en menos de 100 mseg.

Naturalmente, los motores sin núcleo no pueden competir con los motores de rotor devanado en los rangos de alto par. Sus imanes permanentes no pueden producir intensidades de campo magnético comparables con los electroimanes multivoltas, y sus espiras de una sola vuelta no tienen la ventaja de multiplicación de fuerza de las bobinas de armadura multivoltas

2.2.4 Motor de Inducción

Es el tipo generalizado de motor eléctrico usado en bombas de agua convencionales. Requiere de un impulso de arranque de frente escarpado y una alimentación de voltaje estable, lo cual redundaría en un costo relativamente alto para aplicaciones solares ya que requiere de un inversor o convertidor DC/AC. Dado los bajos niveles de tensión que se obtienen en la etapa de conversión DC/DC su uso en AC se limita para rangos de potencia baja, salvo se justifique la inversión en potencias elevadas.

2.3 Tecnología de la Bomba

En el diseño de un sistema de bombeo, la bomba es el componente más importante.

Las bombas pueden ser divididas en dos categorías:

- a) Bombas centrífugas
- b) Bombas de desplazamiento positivo

2.3.1 Bombas Centrífugas

El mecanismo de bombeo que hace girar el agua es por medio de un impulsor donde el agua es expulsada hacia fuera por medio de la fuerza centrífuga. Son recomendables cuando la altura de succión son de 6 a 7 metros (en teoría la máxima altura de succión es cerca de los 9 m.)

Esto es debido a que no hay un inherente autocebamiento y pueden perder fácilmente el primer cebado por lo general ante mayores alturas de carga. Existen variantes que son:

Bomba de Inyección – Jet Pump: es una bomba centrífuga de superficie que usa un dispositivo eyector Venturi para aumentar su capacidad de succión. En una bomba de inyección sumergible, el tubo eyector está en el fondo del pozo para ayudar a la bomba a superar las limitaciones de succión. Las denominadas bombas “Jet”, que mediante un dispositivo especial, son capaces de succionar desde una altura de unos 50 m. pero a costa de disminuir mucho el caudal aspirado. Son adecuadas por su económico costo cuando solo se requieren pequeños caudales.

Bomba Centrífuga Multifásica – Multi-Stage Centrifugal: Es una bomba multifásica con más de un impulsor y más de una cámara dispuesta en secuencia para producir mayor presión. Este tipo es probablemente el más común de las bombas solares usadas para abastecimiento de agua. Las ventajas de esta configuración es que son muy fáciles de instalar, a menudo con una tubería de trabajo flexible, con motor del equipo de bombeo y sumergido contra daño potencial.

2.3.2 Bombas de Desplazamiento Positivo

Son aquellas donde un mecanismo asegura la entrada de agua en una cámara. luego la fuerza hacia fuera. reduciendo el volumen de la cámara. La salida es proporcional

a la velocidad de la bomba. Para una gran altura las fuerzas de fricción son pequeñas comparadas con las fuerzas hidrostáticas, a menudo haciendo que las bombas de desplazamiento positivo sean más efectivas que una bomba centrífuga.

Recíprocamente las bombas de desplazamiento positivo crean una carga cíclica en el motor el cual para una eficiente operación necesita ser balanceado. De aquí que los componentes de tierra de la bomba solar son a menudo pesados y robustos y los controladores de potencia para juego de impedancias son a menudo usados.

Las Bombas de Desplazamiento Positivo (Positive Displacement Pump). son utilizadas para volúmenes bajas y alturas de aspiración elevadas, tenemos los siguientes tipos: de diafragma, de pistón, de paletas rotatorias.

Bomba de Diafragma – Diaphragm Pump; Es un tipo de bomba en el cual el agua es impelida desde el interior hacia el exterior en una o más cámaras por un diafragma flexible. Una serie de válvulas de retención permiten que el agua fluya hacia dentro y hacia fuera de cada cámara.

Bomba de Pistón Blindada - Sealed Pistón Pump; Tipo de bomba recientemente diseñada para aplicaciones sumergibles. Los pistones tienen una cámara corta permitiendo el uso de empaquetaduras flexibles que impiden que el agua penetre a un mecanismo hermético lleno de aceite.

Bomba de Paletas Rotatorias - Vane Pump (Rotary Vane); Tienen un mecanismo de desplazamiento positivo utilizados en bombas de superficie y de refuerzo de pequeño volumen y gran altura de aspiración son durables y eficientes pero requieren agua limpia debido a la precisión de su mecanismo.

CAPITULO III

EL ACONDICIONADOR DE POTENCIA

3.1 Definición

Esta parte del sistema FV tiene por finalidad el correcto acoplamiento entre el panel solar, la batería y la carga DC ó AC. Para ello uno o más equipos sirven de enlace entre los mencionados y cumplen las funciones de conversión, protección y control.

El Acondicionador de Potencia comprende: el regulador de carga, la batería, los conversores DC/DC y DC/AC. En la Fig. 3.1 se describe la disposición de un Sistema Fotovoltaico (SFV) con el Acondicionador de Potencia, la batería y las cargas.

Figura 3.1 Disposición de un Sistema FV con el Acondicionador de potencia



Describiremos brevemente los componentes de un Sistema Fotovoltaico (SFV):

Un generador fotovoltaico: Que es el conjunto de módulos solares conformando un campo solar generador de corriente eléctrica básicamente de tensión continua.

La Batería: Que por lo general es un acumulador electroquímico o batería recargable que se hace necesaria por la naturaleza intrínsecamente variable de la radiación solar que obliga a almacenar la energía cuando la producción es superior a la demanda y la entrega en el caso contrario, posibilitando el adecuado abastecimiento a la carga

El Acondicionador de potencia: Que pueden ser uno o más equipos que sirven de interfaz entre los anteriores y cumplen funciones de protección y control. Se consideran aquí por lo general a los reguladores de carga y a los convertidores DC/DC que pueden ser elevadores o reductores de tensión y los convertidores DC/AC o también llamados Inversores.

La carga: Luego que se obtenga una generación eléctrica del generador fotovoltaico se abastecerá a las cargas dependiendo del tipo de corriente eléctrica producida por el acondicionador de potencia. Las cargas vienen a ser equipos muy diversos de consumo tanto en corriente DC como AC (equipos de telecomunicaciones, de iluminación, motores eléctricos, etc.).

La batería junto con el regulador de carga y los convertidores cumplen un factor importante en el sistema FV por lo que empezaremos describiéndolo.

3.2 La Batería

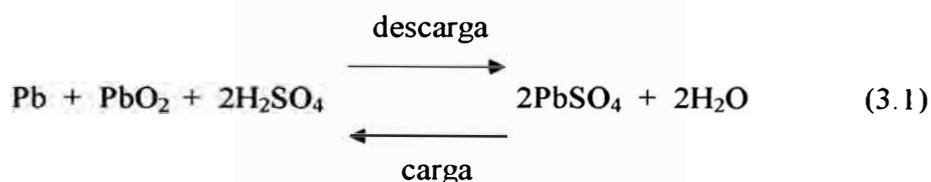
3.2.1 Definición de Términos

- a)** *Capacidad nominal de una batería C_N* : Es la cantidad de energía que una batería puede almacenar. Se expresa comúnmente en términos de corriente por unidad de tiempo (A.h) que se almacena hasta que la tensión final entre sus bornes ha alcanzado un cierto valor final. También se expresa en términos de W.h.
- b)** *Capacidad útil de una batería C_U* : Se denomina así a la cantidad de amperios-hora que es posible extraer de una batería cuando está totalmente cargada y cuando la tensión entre sus bornes ha alcanzado un cierto valor límite por debajo del cual la batería sufre daño irreversible.
- c)** *Estado de carga de una batería SOC*: (State of charge). Es la relación entre la capacidad en un momento dado (batería parcialmente cargada) y la capacidad nominal. Con SOC=1 se indica una batería cargada al 100%.
- d)** *Profundidad de descarga DOD*: (Depth of discharge) Es el valor complementario de SOC ($DOD = 1 - SOC$) y se expresa en porcentaje de la capacidad. La mayoría de baterías tienen una DOD crítica que no debe ser sobrepasada sin riesgo de daño irreversible.
- e)** *Régimen de descarga*: Es la relación entre la capacidad nominal y el valor de la corriente a la que se realiza una descarga. Se expresa en horas y se representa por un subíndice. Por ejemplo C_{100} es indicativo de una batería que durante 100 horas puede descargarse a un valor dado de amperios por cada hora, antes de llegar a la profundidad de descarga crítica $DOD_{máx}$.
- f)** *Fiabilidad*: Término con el que se califica a un sistema fotovoltaico en cuanto a la suficiencia y continuidad para suministrar energía eléctrica a la carga. Se le cuantifica mediante el concepto de “probabilidad de pérdida de carga”.

g) *Probabilidad de pérdida de carga LLP:* (Loss of Load Probability) Se define como la relación entre el déficit y la demanda de energía considerados ambos en la carga y durante todo el tiempo de funcionamiento del sistema fotovoltaico.

3.2.2 Mecanismo de Carga y Descarga

La batería de plomo-ácido, de entre el amplio espectro de baterías que se fabrican, es de lejos el tipo de batería que predomina para muchas aplicaciones entre ellas la fotovoltaica. En esencia está constituida por un ánodo de bióxido de plomo o electrodo positivo, un cátodo de plomo o electrodo negativo y un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. Las reacciones químicas que se producen tanto en la carga como en la descarga se expresan en la Ec. 3.1



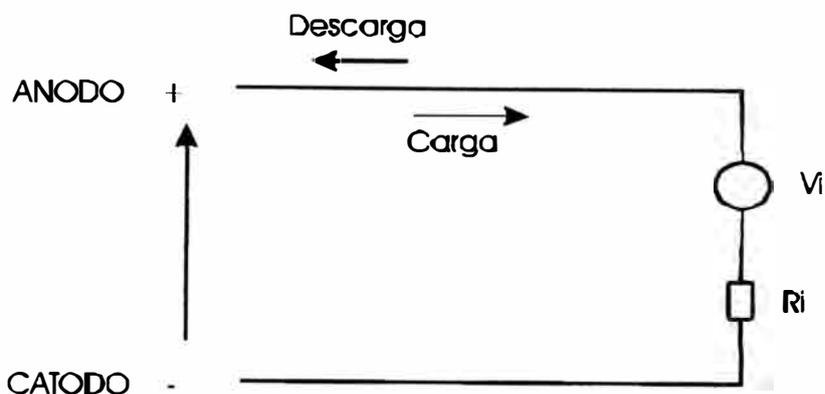
Lo que indica que durante el proceso de carga se forma óxido de plomo en el ánodo, plomo puro en el cátodo y se libera ácido sulfúrico al electrolito; mientras que durante la descarga se forma sulfato de plomo en ambos electrodos y se absorbe ácido sulfúrico del electrolito.

La relación entre la cantidad de materia y la cantidad de corriente que supone la reacción es de 11,97 g/A.h. Teniendo en cuenta que la tensión por elemento de batería es de más o menos 2.00 voltios, se deduce que la densidad de energía es del orden de 170 W.h/kg.

Desde el punto de vista eléctrico, la batería puede representarse por un circuito equivalente con una fuente de tensión ideal V_I en serie con una resistencia interna R_I como se muestra en la Fig. 3.2, los valores de la resistencia y de la fuente de tensión

dependen principalmente de la temperatura de la batería y de la concentración de ácido en el electrolito.

Figura 3.2 Circuito equivalente de una batería



3.2.3 Baterías para Aplicaciones Fotovoltaicas

Las baterías de plomo-ácido se fabrican hoy con diversas características internas lo que permite la elección según la aplicación específica. Las baterías se clasifican en convencionales y no convencionales.

Dentro de los tipos de baterías convencionales tenemos:

Baterías de Arranque; Diseñadas específicamente para el encendido de vehículos, solo es aconsejable en aplicaciones domésticas en las que el costo prima sobre la fiabilidad. Al emplear estas baterías en instalaciones fotovoltaicas conviene utilizar capacidades grandes que limiten el valor de la Profundidad de Descarga a un máximo de 0.1 y utilizar un electrolito de menor densidad al habitual en ellas (1.22 o incluso 1.20 en vez de 1.28), como medio para disminuir la corrosión y alargar la vida de las baterías. Si bien incrementa la resistencia interna de la batería, dado los bajos regímenes de carga característicos de los usos fotovoltaicos hacen que este efecto no revista mayor importancia.

Baterías de Tracción: Específicamente para el abastecimiento energético de vehículos y carretillas eléctricas, es aconsejable en cualquier aplicación en la que un personal de mantenimiento sea frecuente. El hecho de que estas baterías se fabriquen en cantidades mucho mayores que las baterías fotovoltaicas hace que, sean mucho mas baratas, de forma que la diferencia de precio pueda compensar el mayor costo de mantenimiento.

Baterías Estacionarias; Generalmente diseñadas para sistemas de alimentación ininterrumpida. Son herméticas y libres de mantenimiento. Se utilizan en aplicaciones fotovoltaicas teniendo como regla general, evitar aquellas que contienen calcio en las rejillas.

Dentro de los tipos de baterías no convencionales o para aplicaciones fotovoltaicas tenemos las siguientes:

- a) *Tipo Tubular:* Son baterías en las que las placas positivas se envuelven con unas fundas porosas de material plástico o fibra de vidrio en forma de tubos con la finalidad de retener el material activo propenso a desprenderse cuando la batería soporta frecuentes procesos de descarga.
- b) *Tipo Gelificado:* Son baterías en las que el electrolito se encuentra inmerso en un compuesto tipo gelatina, con lo que se evita la estratificación del electrolito (concentración de ácido en las zonas bajas) y hace innecesario el tradicional proceso de homogenización por sobrecargas ligeras (burbujeo o gaseo).
- c) *Tipo Válvula Regulada - (Valve Regulated Lead Acid) (VRLA):* Son baterías selladas y dotadas de una válvula de liberación de la sobrepresión interna (escape eventual de gas) cuando ocurre una sobrecarga accidental.

d) Tipo de Recombinación de Gas: Baterías en las que el oxígeno producido en las placas positivas puede difundirse hacia las placas negativas y dar lugar a reacciones químicas con las que se restituye el agua. Por tanto no requieren de agregar agua al electrolito durante la vida útil, por lo que se denominan con frecuencia como baterías de libre mantenimiento.

Las baterías no convencionales para el caso de aplicaciones fotovoltaicas, exigen unas características importantes, como son:

Soportar todas las corrientes de carga que suministre el módulo fotovoltaico.

Resistencia al ciclado.

Mantenimiento nulo o mínimo.

Fácil transporte e instalación.

Baja auto descarga.

Rendimiento elevado.

Larga vida.

3.3 El Regulador Fotovoltaico

Cumple la función vital de preservar la vida de las baterías regulando la carga y descarga de éstas, también protegiéndolo contra sobrecargas, interrumpiendo la corriente de carga una vez que se haya completado y protección contra descargas excesivas, interrumpiendo el suministro de corriente al consumo ante una bajada de tensión. (Protección por sobretensión y protección por subtensión).

Un buen regulador debe ajustar la tensión a la que debe finalizar la carga en función de la temperatura ambiente y de la intensidad suministrada por el campo de paneles (régimen de carga). De igual modo, debe ajustar la tensión de corte por baja carga según la intensidad de descarga y la temperatura ambiente.

Es conveniente que el regulador mantenga a la batería en flotación, esto es, que suministre pequeñas corrientes de carga cuando la tensión baja, sin consumo, hasta un valor umbral que suele considerarse sobre 2.3 V/elemento para 25 °C, de este modo se compensa la autodescarga y se mantiene la batería permanentemente en estado de máxima carga en los momentos o días que no hay consumo; el mantenimiento en flotación alarga la vida de la batería.

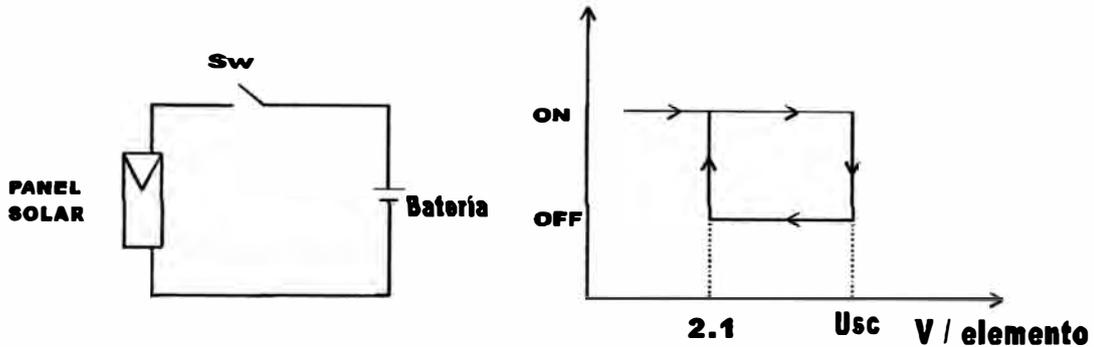
El control del regulador de carga se efectúa mediante la medición o supervisión del voltaje, ya que el voltaje y el estado de carga en las baterías de plomo-ácido mantienen una relación directa.

Los reguladores pueden ser tipo paralelo o tipo serie- En la regulación tipo paralelo, una vez completada la carga, la energía producida en los paneles se disipa a través de una resistencia; es válida para pequeños sistemas. La regulación tipo serie interrumpe el paso de corriente a la batería en el momento que se ha finalizado la carga y deja los paneles en circuito abierto, es el tipo de regulación más habitual.

Las funciones básicas de los reguladores mayormente utilizados en las aplicaciones fotovoltaicas son:

- *Control de la sobrecarga por desconexión entre batería y campo solar:* Se logra mediante un interruptor en serie con la batería y el campo solar, accionado según ciclo de histéresis como el indicado en la Fig. 3-3. El valor más usual de la tensión umbral U_{sc} a 25 °C por elemento de batería es 2.3 V

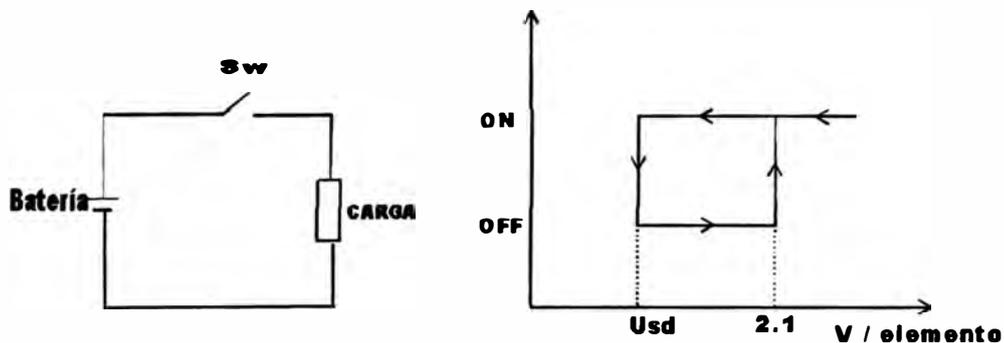
Figura 3.3 Principio de funcionamiento de un regulador serie



En este control se suele incorporar la función de evitar la posible descarga nocturna de las baterías a través de los módulos solares.

- *Protección a la sobredescarga por desconexión entre batería y carga:* Que se obtiene intercalando asimismo un interruptor entre la batería y la carga y que actúa cuando el voltaje se vuelve menor a un valor umbral U_{sd} . En la Fig. 3.4 se muestra el ciclo de histéresis según el cual acciona el interruptor, y donde el valor de U_{SD} se sitúa generalmente entre 1,95 y 1,85 V por elemento de batería.

Figura 3.4 Principio de funcionamiento de un limitador de sobrecarga



- *Fiabilidad por elección de interruptores de estado sólido:* También llamados interruptores estáticos, han ido superando en confiabilidad de operación a los

tradicionales relés o contactores. Los elementos electrónicos que cumplen la función de interrupción son generalmente los Transistores Bipolares, Mosfets, IGBT, etc.

- *Incorporación de funciones de seguridad operativa y control:* Como funciones ya estandarizadas y agregadas en los reguladores fotovoltaicos, se cuentan las siguientes:

Protección de la batería a descargas excesivas por cortocircuito, tanto en el circuito de la carga como en el del campo solar. Se obtiene intercalando fusibles o similares.

- Alarma local y remota ante inminencia de desconexión de la carga por agotamiento de la capacidad utilizable de la batería (valor umbral U_{SD}).

3.4 El Conversor DC/DC

Los convertidores DC/DC funcionan como reductores de tensión o como elevadores de tensión dependiendo de la magnitud de la resistencia de carga. Los elementos electrónicos que los conforman (inductancia, diodos, transistores, tiristores, etc.) conllevan a un consumo de energía determinado, por lo que la eficiencia típica de estos equipos se sitúa entre el 85% y el 90%.

El uso de los convertidores DC/DC en sistemas con campos solares de capacidad superior a los 20 kWp por lo general no es económicamente rentable ya que la ganancia neta de energía en la carga derivada de su empleo no justifica la inversión.

3.5 El Conversor DC/AC – Inversor

Los inversores son dispositivos que convierten la corriente continua en alterna.

Un convertidor DC/AC se compone mediante un circuito electrónico con Transistores de Potencia. MOSFET's, IGBT's, Tiristores y son capaces de cortar muchas veces cada segundo la corriente continua que recibe, produciendo una serie de impulsos

alternativos de corriente que simulan las características de la corriente alterna convencional. Dependiendo de la onda característica que producen se tienen inversores de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada y de onda sinusoidal.

Es importante exigir del convertidor unas cualidades determinadas que lo hagan apto para su empleo en instalaciones solares, tales como:

- Capacidad de resistir picos de potencia durante breves instantes sin daño alguno.

- Alta eficiencia

- Estabilidad de voltaje.

- Posibilidad de poder ser asociado en paralelo.

- Arranque automático.

- Protección contra cortocircuitos, sobrecarga e inversión de la polaridad.

- Buen comportamiento frente a las variaciones de la temperatura.

- Señalización visible del estado del inversor.

La calidad de un convertidor viene dada por su eficiencia energética en la conversión.

El rendimiento de un convertidor se hace máximo al trabajar en las condiciones de potencia máxima para las que ha sido diseñada y este debe estar como mínimo por encima del 80 %. Empresas especializadas en productos fotovoltaicos presentan rendimientos a potencia nominal superiores al 90%.

En el siguiente capítulo se describirán los convertidores de potencia con dispositivos MOSFET's o IGBT's siendo los más utilizados y donde se mostrarán los circuitos de control y de potencia.

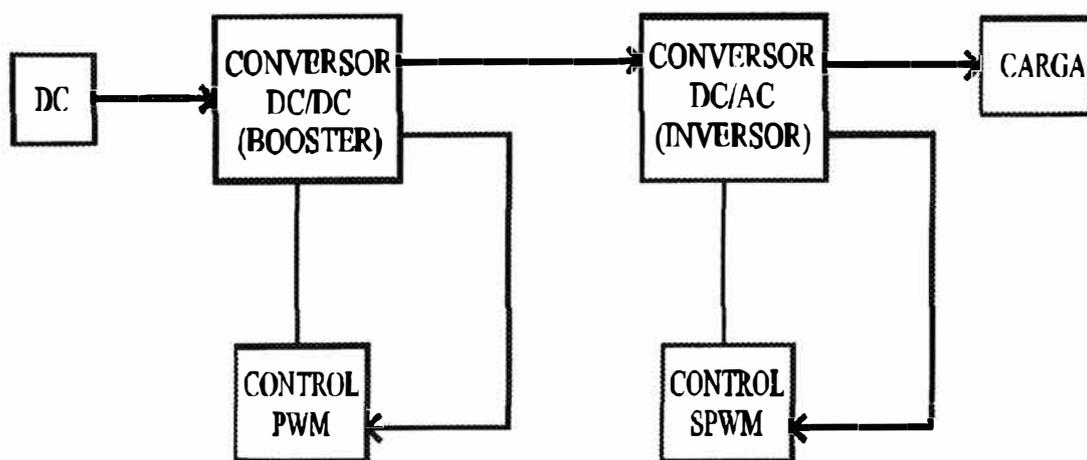
CAPITULO IV

CONVERSORES DE POTENCIA

4.1 Diagrama de Bloques de Conversores de Potencia

Se tiene una fuente DC que es la correspondiente al panel solar cuya tensión de salida según arreglos adecuados puede ser de 12V, 24V, 48V, etc. También se muestra que para ingresar a la etapa del convertor DC/AC se requiere de una etapa previa que es del convertor DC/DC para que eleve la tensión DC a la entrada del inversor. Ver Fig. 4.1

Figura 4.1 Diagrama de bloques de Conversores de Potencia

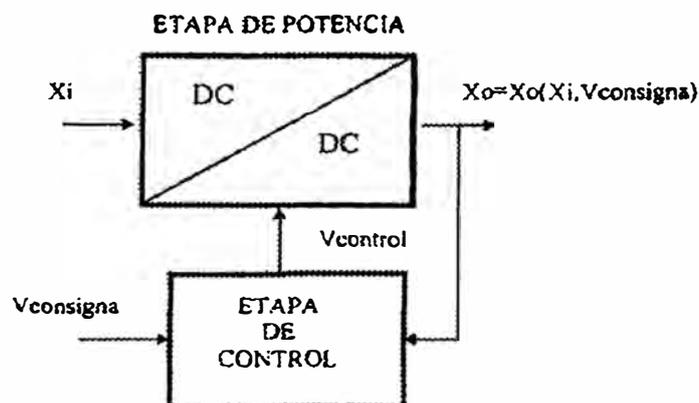


4.2 Etapa del conversor DC/DC

Un conversor DC-DC es un circuito electrónico de potencia que proporciona, a partir de una fuente de energía - de tensión o de corriente - de naturaleza continua no regulada a una tensión o corriente continua regulada de magnitud seleccionable por el usuario mediante una señal de consigna.

El esquema general de un conversor DC-DC es el que se muestra a continuación. Ver Fig. 4.2

Figura 4.2 Esquema general de un Conversor DC/DC



En todo conversor DC-DC se distinguen dos etapas, denominadas de potencia y de control.

La etapa de potencia está constituida por interruptores electrónicos de potencia (Transistores de Potencia, MOSFET's, IGBT's, etc.), componentes pasivos de filtrado y almacenamiento de energía (inductancias y condensadores), elementos de aislamiento en alta frecuencia (transformadores). Esta etapa se caracteriza por ser la que realiza la transferencia de energía propiamente dicha entre la entrada y la salida, de manera que los componentes que la integran están sometidos a tensiones y

corrientes del mismo orden de magnitud que las existentes en la fuente de entrada y la carga.

La etapa de control, por su parte, constituye el “cerebro” del convertidor y es la encargada de decidir la puesta en conducción y el bloqueo de los interruptores a fin de conseguir una salida regulada. Esta etapa no realiza funciones de transferencia de energía y en consecuencia está constituida por elementos de pequeña potencia.

4.2.1 Control de Convertidores DC/DC por PWM

Las siglas PWM (“Pulse Width Modulation”) significan **Modulación en Ancho de Pulso**, que es la técnica utilizada habitualmente para controlar, por variación del ciclo de trabajo de los interruptores de potencia, la tensión o corriente de salida en convertidores conmutados.

Existen dos tipos básicos de convertidores DC/DC, que son los siguientes:

1) Convertidores conmutados; Los interruptores de potencia conmutan a frecuencia fija, controlándose la tensión o corriente de salida mediante técnicas PWM o similares.

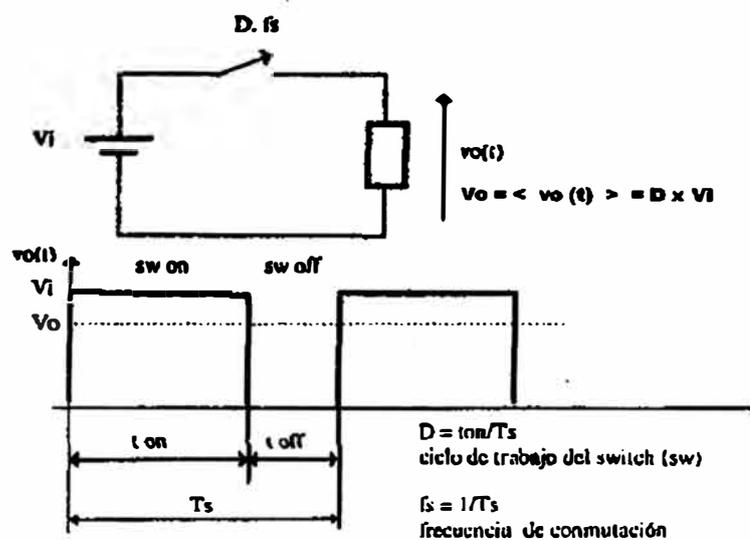
2) Convertidores resonantes y quasi-resonantes; Los interruptores de potencia conmutan a una frecuencia variable, cuyo valor determina la tensión o corriente que se entrega a una carga, que en convertidores resonantes suele ser un circuito resonante serie o paralelo R-L-C. Con técnicas de conmutación resonantes se pueden eliminar las pérdidas de conmutación, por lo que se pueden alcanzar altas frecuencias de conmutación (por encima de 1 MHz), resultando convertidores de pequeño tamaño.

El mayor inconveniente que tienen estos circuitos es que la frecuencia del rizado de salida es variable (la de conmutación), con lo que el diseño de los filtros no está

optimizado (se hará para la menor frecuencia). El espectro del ruido eléctrico que produce estos convertidores abarca un amplio margen de frecuencias.

El circuito básico de conversión DC/DC con control PWM se muestra en la Fig. 4.3

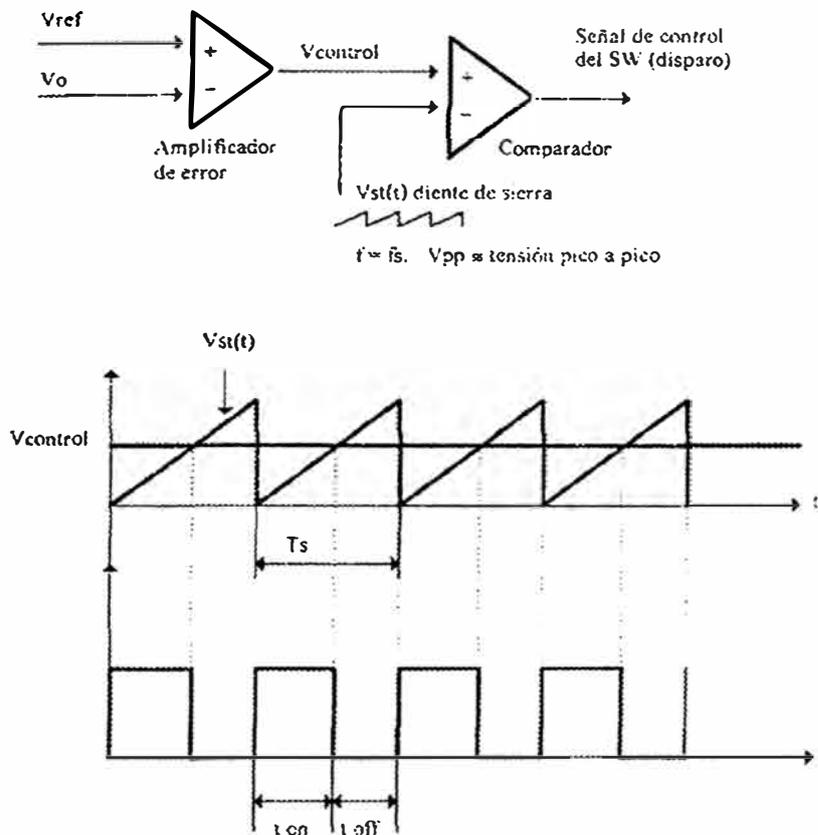
Fig. 4.3 Convertor DC/DC con control PWM



Este circuito consta básicamente de una fuente de tensión (V_i), un interruptor conmutador (sw) y una carga resistiva. Variando el ciclo de trabajo D (T_{on}/T_{off}) del conmutador sw, que controla el valor medio de la tensión de salida.

El circuito de control para conseguir una variación del ciclo de trabajo del conmutador a partir de una tensión de referencia se obtiene comparando la tensión de salida del amplificador de error (regulador de tensión), se consigue que la tensión de salida “siga” a la de referencia (consigna), con una señal en diente de sierra de amplitud fija cuya frecuencia es la de conmutación f_s (“switching”). Tal como se muestra la Fig. 4.4

Figura 4.4 Control PWM de un Convertor DC/DC



De la figura se ve claramente que si aumenta V_{ref} , aumentan la tensión $V_{control}$ y el ciclo de trabajo D hasta que $V_o = V_{ref}$.

Si disminuye V_{ref} , disminuyen la tensión de control y D hasta que $V_o = V_{ref}$. El control se basa, por tanto, en el principio de realimentación negativa.

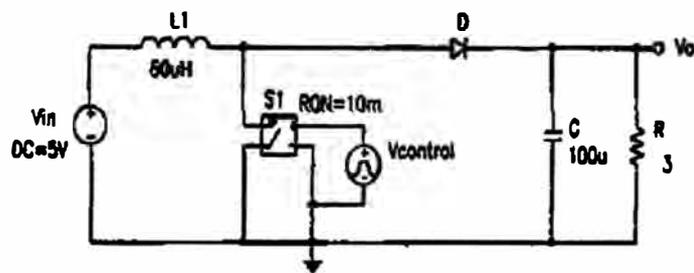
La relación entre el ciclo de trabajo del interruptor y la tensión de control (G_{pwm} o ganancia del comparador PWM) viene dada por la ecuación 4.1, y solo depende de la tensión pico a pico de la tensión del diente de sierra.

$$D = \frac{t_{on}}{T_s} = \frac{V_{control}}{V_{pp}} \Rightarrow G_{pwm} = \frac{D}{V_{control}} = \frac{1}{V_{pp}} \quad (4.1)$$

4.2.2 El Conversor Boost (Elevador de Tensión DC/DC)

El conversor Boost permite obtener tensiones de salida en DC mayores que la tensión de entrada que también es en DC. El esquema correspondiente a este tipo de conversor se muestra en la Fig. 4.5

Figura 4.5 Esquema del Conversor Boost o Elevador de Tensión



Cuando el conversor Boost funciona en conducción continua, la relación entre las tensiones de entrada y de salida en función del ciclo de trabajo D es la siguiente:

$$\frac{V_o}{V_i} = \frac{1}{1 - D} \quad (4.2)$$

Puesto que el ciclo de trabajo D está comprendido entre 0 y 1, de la ecuación 4.2 se deduce que la tensión de salida es siempre superior a la de entrada, de manera que el Conversor Boost, es en efecto un elevador de tensión, que es lo que se desea para iniciar la siguiente etapa del Conversor DC/AC.

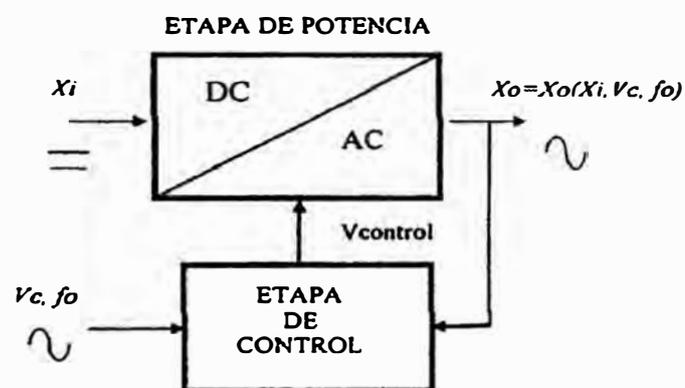
4.3 Etapa del Conversor DC/AC – Inversores

4.3.1 Diagrama de bloques de un Conversor DC/AC

Los inversores son circuitos electrónicos de potencia que, trabajando en conmutación, permiten convertir una tensión (o corriente) de naturaleza continua en alterna **senoidal** de baja frecuencia.

El esquema general de un convertidor DC/AC es el que se muestra a continuación, ver Fig. 4.6:

Figura 4.6 Esquema general de un Convertidor DC/AC



Las principales aplicaciones de un Convertidor DC/AC o Inversor son:

- Variadores de frecuencia, destinadas al control y la regulación de motores de corriente alterna, ya que la variación de la frecuencia de alimentación permite actuar directamente sobre la velocidad de giro.

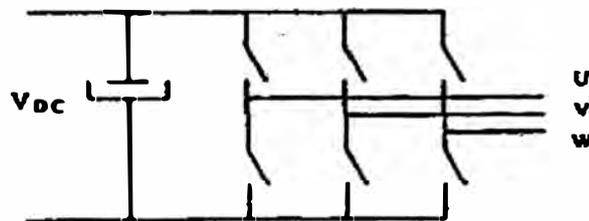
Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (UPS), que permiten asegurar la continuidad de servicio en pequeñas redes eléctricas frente a eventuales cortes de suministro.

- Conexión a la red de fuentes de energía alternativas, tales como: paneles solares, molinos de viento, etc.

Considerando la naturaleza de la fuente en la etapa de continua, los inversores se clasifican en dos grandes familias:

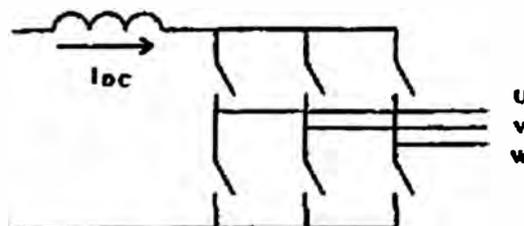
a) Inversores fuente de Tensión o VSI's (Voltage Source Inverters), en los cuales la entrada es una tensión continua (físicamente, una batería de acumuladores, un panel solar, etc.), este tipo de inversores son los más usados actualmente. Ver Fig. 4.7

Figura 4.7 Familia de Inversores Fuente de Tensión



b) Inversores fuente de corriente o CSI's ("Current Source Inverters"), en los cuales la etapa de continua es una fuente de intensidad (en la práctica, un inductor de potencia). La utilización de estos inversores es usada en control de motores de gran potencia destinadas a tracción eléctrica, así como en otras aplicaciones. Ver Fig. 4.8

Figura 4.8 Familia de Inversores Fuente de Corriente



Los VSI's pueden subdividirse, a su vez en tres categorías en función de la forma en que trocean la tensión de entrada, éstos son:

1) ***Inversores modulados por ancho de pulso (PWM)***, el funcionamiento de este tipo de inversores VSI, es similar al definido en 4.2.1 (Conversores DC/DC por PWM). En este caso la tensión que se desea obtener en la salida no es continua sino senoidal de amplitud y frecuencia variables.

2) ***Inversores de Onda Cuadrada***, en los cuales se aplican tensiones rectangulares a la carga de amplitud constante y frecuencia variables. La forma de onda alterna presenta una elevada distorsión armónica, por lo que, en ocasiones, se insertan "huecos" (secuencias durante las cuales la tensión es cero) calculados estratégicamente para eliminar ciertas componentes armónicas de la tensión de salida.

3) ***Inversores con cancelación de tensión***, este tipo de control permite variar la frecuencia la amplitud de la tensión de salida sin utilizar modulación por ancho de pulso. Para ello, se introducen secuencias en las que la tensión de salida se anula, de manera que se pueda controlar la amplitud del armónico fundamental actuando sobre la duración de las secuencias en las que la tensión permanece a cero. Este tipo de control solo es utilizable en inversores monofásicos.

4.3.2 Dispositivos empleados en los Conversores de Potencia

Los dispositivos que se utilizan con mayor frecuencia son:

a) ***Transistor de Potencia***: Más que ventajas se examinan algunas de las desventajas de los transistores bipolares. La primera reside en la relativa complejidad del circuito de pilotaje básico, que al ser de corriente, para ganancias no muy grandes requiere una cierta potencia y debe suministrar una tensión básica negativa para

acelerar la extinción. Por lo tanto también la potencia del alimentador interno **SMPS** (SWITCH MODE POWER SUPPLY) debe ser mayor, y esto determina costes y dimensiones mayores y al mismo tiempo menor fiabilidad. La segunda es la relativa dificultad para colocarlos en paralelo para obtener convertidores de mayor potencia mayor cuando no existe un dispositivo único. La tercera es la baja frecuencia de **PWM** (PULSE WIDE MODULATION) debida a la lentitud de conmutación de los transistores. Aún cuando tienen configuración Darlington, es decir que a igualdad de corriente de pilotaje la corriente controlada resulta mucho más alta. Han dejado de utilizarse, debido a las ventajas en términos de costos y aplicabilidad derivadas de la evolución de los dispositivos de potencia MOSFET primero e IGBT más tarde.

Se muestra el simbolo del Transistor Bipolar de Potencia en la Fig. 4-9

Figura 4.9 Símbolo de un transistor de potencia (NPN, PNP)



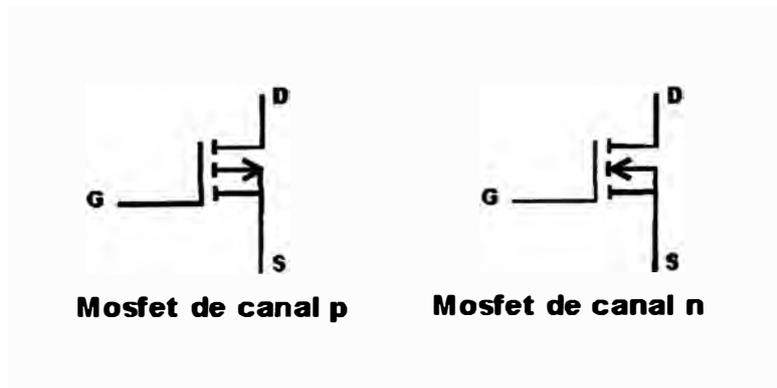
b) MOSFET (METAL OXIDE SEMICONDUCTOR FIELD EFFECT TRANSISTOR): Una característica típica de los dispositivos MOSFET (transistor con efecto de campo) es un transistor unipolar que requiere control de la tensión donde la puerta conectada a la lámina está aislada.

Sin embargo, este diodo no ofrece prestaciones elevadas e introduce pérdidas mayores que las de un diodo convencional. El pilotaje de la tensión que no requiere una señal negativa de puerta simplifica el circuito y reduce el número de componentes. Esto constituye una ventaja significativa desde el punto de vista de la fiabilidad, el coste y la potencia de alimentación necesaria. Este último aspecto, es decir, la baja potencia requerida por la supervisión, es esencial, ya que las supervisiones de los dispositivos de potencia de la sección de puente que está conectada a la señal positiva están alimentadas en forma flotante.

Como en todos los dispositivos con coeficiente de temperatura negativo, al aumentar la corriente drenada aumenta la resistencia de canal, es decir que si por un lado aumentan las pérdidas por disipación, por otro el paralelo de dos o más MOSFET es intrínsecamente seguro y no se ve afectado por el fenómeno de segunda ruptura como en cambio sucede en los dispositivos bipolares. Actualmente se utilizan dispositivos MOSFET en los convertidores de pequeña y gran potencia son usados en potencias desde 200 W a 5000 W con tensión de alimentación hasta 500V CC.

Se muestra el símbolo de un dispositivo MOSFET en la Fig. 4-10

Figura 4.10 Símbolo de un dispositivo MOSFET: Canal p y Canal n



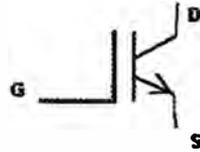
c) **IGBT** (*INSULATED GATE BIPOLAR TRANSISTOR*); Este dispositivo reúne las ventajas propias del MOSFET para el control de la tensión de baja potencia así como tiene las ventajas del transistor bipolar como conmutador de potencia.

En efecto, un IGBT se puede describir como una fase de supervisión MOSFET canal "n" y una fase de potencia del transistor bipolar de salida "pnp". Los fabricantes suelen producir dos tipos de dispositivos, uno sin diodo de recuperación y otro con el diodo montado en el contenedor del IGBT, conectado entre el drenador y la fuente. Normalmente los IGBT tienen excelentes características, tiempos de recuperación de decenas de nanosegundos y bajas corrientes inversas de decenas de microamperios. Todo ello contribuye a minimizar las pérdidas por conmutación.

A diferencia de los dispositivos bipolares los IGBT no están afectados por el fenómeno de segunda ruptura. Han resuelto los que en el pasado constituían los principales límites a su uso, es decir, alta saturación y frecuencia de conmutación relativamente. Además, visto que la ganancia del dispositivo bipolar de salida es baja, los IGBT no presentan grandes problemas cuando están en paralelo. Uno de los circuitos que es preciso diseñar con atención sigue siendo el de pilotaje. Son usados en los convertidores de mediana y gran potencia (mayores a los 5000 W) con tensiones de alimentación entre 500Vcc y 1400Vcc.

Se muestra el símbolo del IGBT en la Fig. 4-11

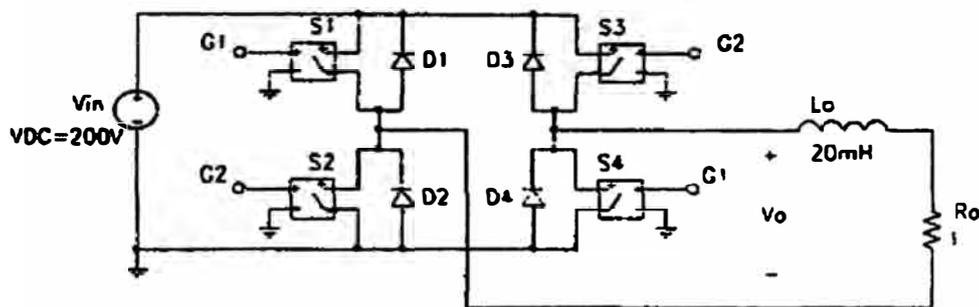
Figura 4.11 Símbolo de un dispositivo IGBT



4.3.3 Inversores Monofásicos

Un inversor monofásico en puente completo está formado por 04 interruptores de potencia (en este caso MOSFET's o IGBT's) que va a alimentar a una carga RL (puede ser un motor AC). Ver circuito de potencia de un inversor monofásico en Fig. 4.12

Figura 4.12 Circuito de Potencia de un Inversor Monofásico

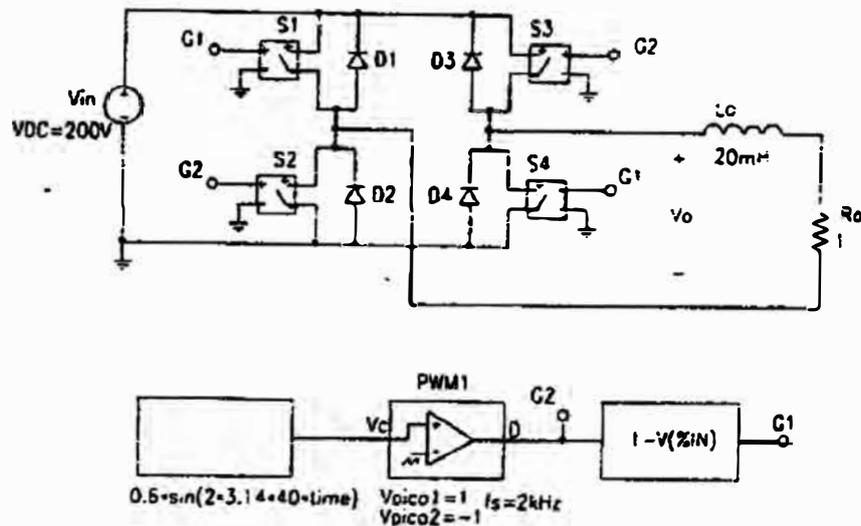


Cuando los diodos D1 y D4 conducen, se retroalimenta la energía a la fuente de DC por lo que se dice que D1 y D4 son diodos de retroalimentación. La tensión senoidal que desea imponer a la carga que hará variar la frecuencia y amplitud (con cierto contenido de armónicos), dependerá del tipo de control utilizado.

4.3.4 Control PWM Bipolar de un Inversor Monofásico

El Control PWM de un inversor, consiste en utilizar una señal de referencia senoidal en el controlador PWM. Actuando sobre la frecuencia y la amplitud de la referencia modificaremos la tensión de salida, ver Fig. 4.13

Figura 4.13 Inversor Monofásico con control PWM Bipolar



La referencia que se ha utilizado es una señal senoidal de 0.6 V de amplitud y frecuencia 40 Hz, esto es:

$$V_{ref} = 0.6 \times \text{Sen}(2\pi \times 40 \times t) \quad (4.3)$$

Se define como índice de modulación en amplitud (m_a) al cociente entre la amplitud de la señal de control (V_{ref_pico}) y la amplitud de pico de la triangular (V_{tri_pico}). Es decir:

$$m_a = \frac{V_{ref_pico}}{V_{tri_pico}} \quad (4.4)$$

Con los valores del circuito se tiene:

$$m_a = \frac{0.6}{1} = 0.6 \quad (4.5)$$

De la misma forma, se define índice de modulación de frecuencia (m_f) como el cociente entre la frecuencia de conmutación (f_s) la correspondiente al primer armónico (f_1).

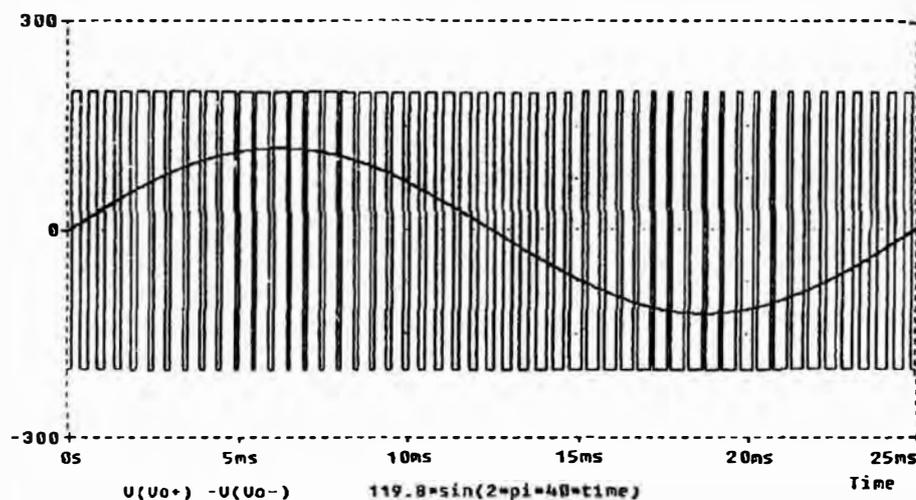
$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (4.6)$$

Siendo, en este caso:

$$m_f = \frac{2000}{40} = 50 \quad (4.7)$$

Con la señal de control utilizada, la tensión que se obtiene en la salida del inversor se muestra en la Fig. 4.14 donde también se ha representado su armónico fundamental (40 Hz).

Figura 4.14 Tensión de salida del inversor



Como puede observarse, la tensión conmuta alternativamente de $+V_{in}$ a $-V_{in}$ (conmutación bipolar) para modular la amplitud deseada del primer armónico. Para expresar de forma analítica se han utilizado los resultados del Análisis de Fourier que se muestran en la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Análisis de Fourier en la Tensión de Salida

FOURIER COMPONENTS OF TRANSIENT RESPONSE V(Vo+,Vo-)

DC COMPONENT = -2.196799E-02

HARMONIC NO	FREQUENCY (HZ)	FOURIER COMPONENT	NORMALIZED COMPONENT	PHASE (DEG)
1	4.000E+01	1.198E+02	1.000E+00	-5.205E-02
2	8.000E+01	1.055E-01	8.805E-04	1.957E+01
3	1.200E+02	1.471E-01	1.228E-03	2.518E+01
4	1.600E+02	3.335E-02	2.784E-04	1.089E+02
5	2.000E+02	1.126E-01	9.399E-04	-1.699E+02
6	2.400E+02	1.078E-01	8.997E-04	9.281E+01
7	2.800E+02	4.688E-02	3.912E-04	-5.461E+01
8	3.200E+02	7.102E-02	5.927E-04	-2.959E+01
9	3.600E+02	3.292E-02	2.747E-04	1.138E+02
10	4.000E+02	2.435E-02	2.074E-04	2.839E+01

TOTAL HARMONIC DISTORTION = 2.162293E-01 PERCENT

Si $m_a \leq 1$. La amplitud del fundamental varía de forma lineal con m_a según la ecuación 4.8:

$$V_{o1} = (m_a) (V_{in}) \quad (4.8)$$

Utilizando los resultados del Análisis de Fourier, la tensión se salida puede expresarse mediante la ecuación 4.9:

$$V_O(t) = C_0 + \sum_{n=1}^{\infty} C_n \text{sen}(n\omega_c t + \varphi_n) \quad (4.9)$$

Siendo C_0 la componente de continua de la forma de onda analizada, C_n la amplitud del armónico de orden n y la fase correspondiente respecto a la referencia (en este caso, el origen de fases viene determinado por señal de referencia del modulador PWM).

De acuerdo con lo expuesto, la componente Fourier o componente fundamental puede expresarse como:

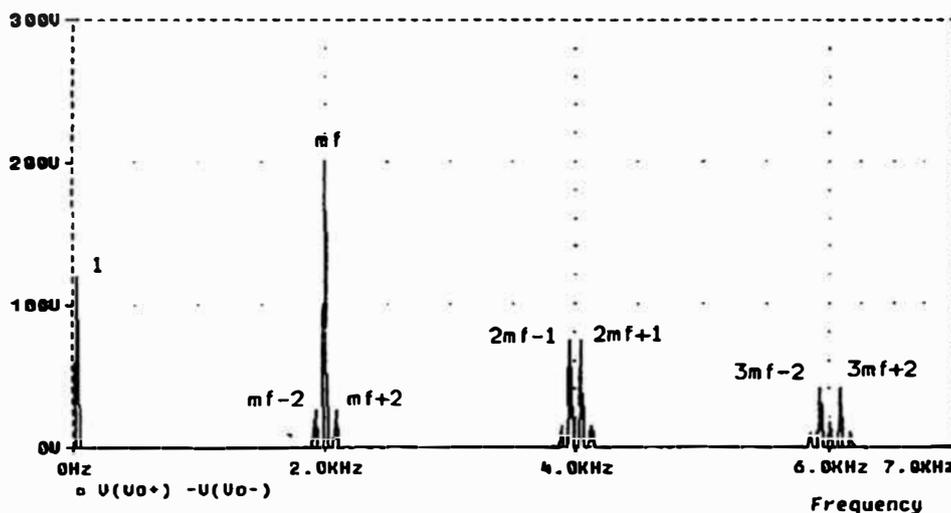
$$V_{o1} = (C_1) \text{sen}(2\pi \times 40 \times t + \varphi_1) \quad (4.10)$$

$$V_{o1} = (119.8) \text{ sen } (2 \pi \times 40 \times t + 9.1e - 4) \quad (4.11)$$

Con el ángulo de desfase expresado en radianes. Puede observarse que la amplitud del primer armónico coincide con la esperada ($\approx 120 \text{ V}$).

En cuanto a la distorsión armónica, debe destacarse que el valor que se desprende del análisis de Fourier es incorrecto ya que, como puede observarse en la Fig. 4.15, no tiene en cuenta las componentes de alta frecuencia.

Figura 4.15 Espectro de la tensión de salida para armónicos de alta frecuencia



En esta figura se recoge el espectro de la tensión de salida obtenido desde un Probador (FFT), donde se aprecia que los armónicos de alta frecuencia se agrupan en bandas simétricas alrededor de la frecuencia de conmutación y sus múltiplos, esto es, mf , $2mf$, $3mf$, etc.

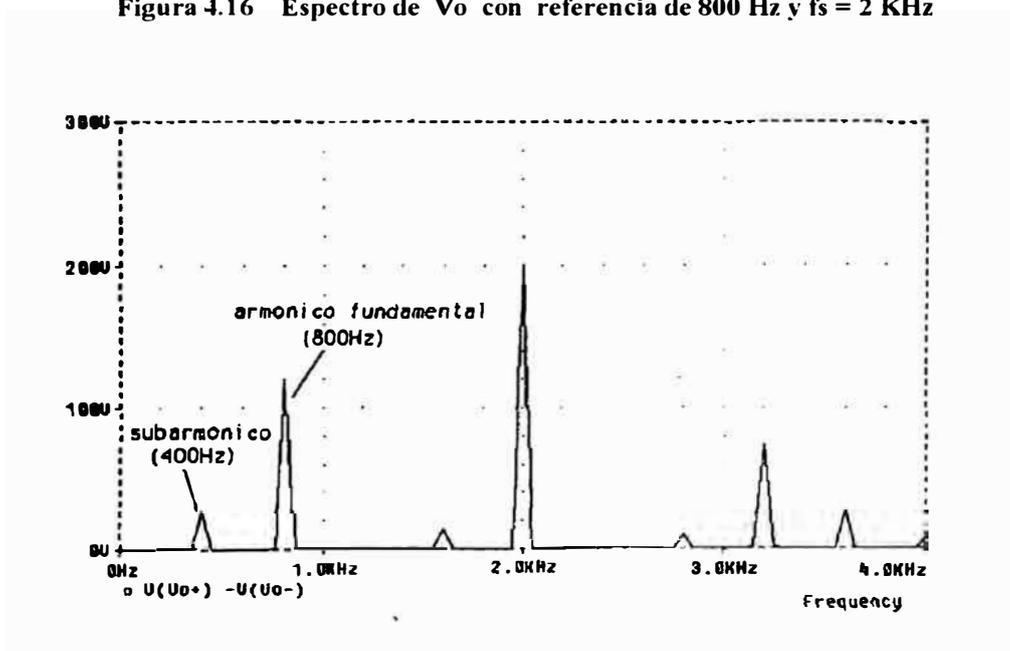
Si m_f es un valor entero, no aparecen armónicos por debajo de la frecuencia fundamental (denominados subarmónicos). En ese caso, se dice que la modulación

es **PWM síncrona**, pues la triangular (de frecuencia f_s) y la señal de control (de frecuencia f_1) coinciden en los pasos por cero.

En el caso de que m_f no sea entero, se dice que la modulación es **PWM asíncrona**, apareciendo subarmónicos por debajo de la frecuencia fundamental que pueden ser perjudiciales para la carga.

Por ejemplo, en un motor los armónicos de corriente son filtrados por la propia inductancia de los bobinados (filtro paso-bajo), tanto más, cuanto mayor sea la frecuencia. Cómo los subarmónicos se localizan en frecuencias bajas, la acción del filtro es menor y en consecuencia se producen sobrecorrientes que provocan calentamiento y vibraciones adicionales en la máquina. Este fenómeno adquiere especial relevancia para valores pequeños de m_f . La Fig. 4.16 muestra como queda el espectro de armónicos de la tensión de salida con una frecuencia del fundamental de 800 Hz (señal de referencia de esa frecuencia), en la que se observa la aparición de un subarmónico de amplitud relevante a la frecuencia de 400Hz.

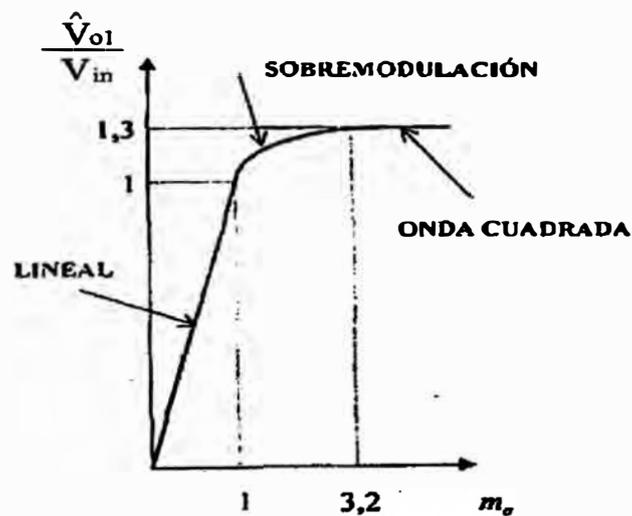
Figura 4.16 Espectro de V_o con referencia de 800 Hz y $f_s = 2$ KHz



Para valores de $m_a \leq 1$ la relación entre la referencia y la amplitud del armónico fundamental es lineal.

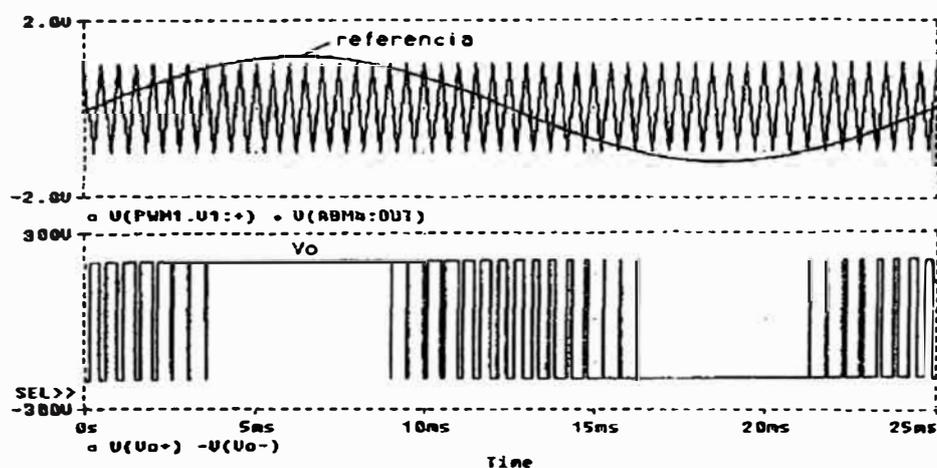
Asimismo, debe destacarse que dicha relación deja de ser lineal para valores de m_a superiores a la unidad. Ver Fig. 4.17

Figura 4.17 Saturación de la ganancia del Inversor



Para $m_a > 1$, el inversor funciona en sobremodulación, pues durante unos instantes la referencia es mayor que la señal triangular de comparación. En consecuencia el modulador permanece saturado y la tensión de salida se aproxima a una forma de onda cuadrada, ver Fig. 4.18

Figura 4.18 Funcionamiento en sobremodulación ($m_a = 1.2$)

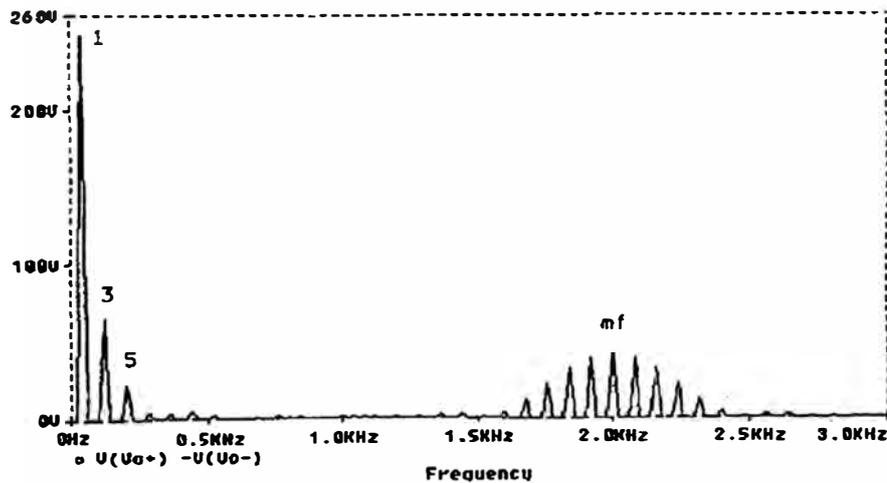


Si el valor de m_a sigue incrementándose, llega un momento en que el modulador se satura completamente y la señal de salida pasa a ser totalmente cuadrada. de manera que la amplitud del fundamental permanece constante y de un valor a la Ec. 4.12:

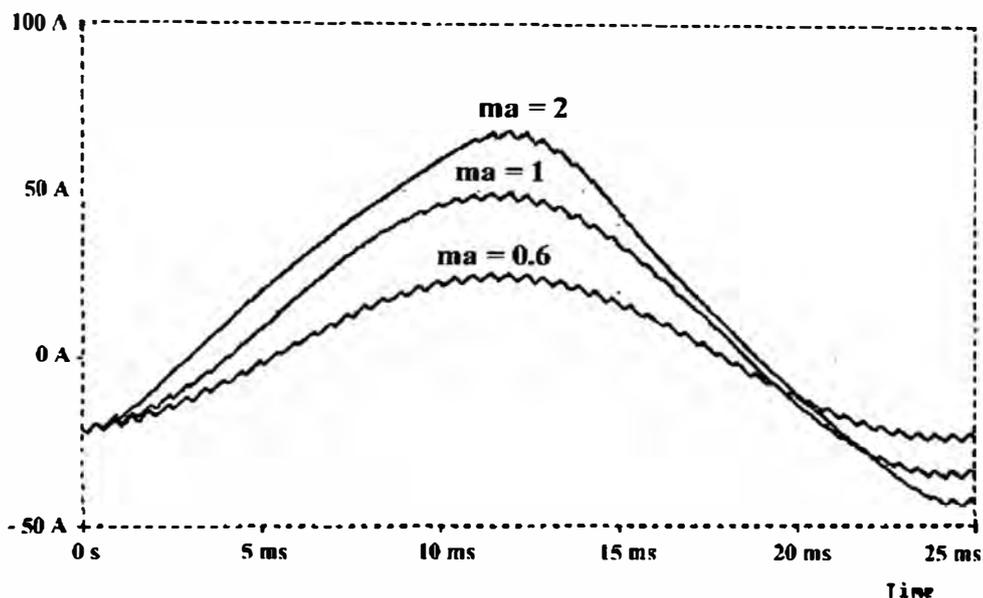
$$V_{o1} = \frac{4}{\pi} V_{in} \quad (4.12)$$

Un inconveniente adicional del funcionamiento en sobremodulación es el incremento de armónicos de la tensión de salida, como se pone de manifiesto en la Fig. 4.19. donde aparece el espectro de la tensión de salida para $m_a = 2.5$

Figura 4.19 Espectro de la tensión de salida ($m_a = 2.5$)



En lo que a la corriente de salida se refiere, la Fig. 4.20 muestra que la carga actúa como un filtro pasabajo atenuando fuertemente los armónicos de alta frecuencia.

Figura 4.20 Corriente de carga para diversos valores de m_a 

El resultado es una forma de onda bastante senoidal de frecuencia correspondiente al fundamental (desfasada un ángulo elevado al ser la carga fuertemente inductiva), con un rizado de alta frecuencia debido a los armónicos.

Como puede observarse en la misma figura, la corriente se deforma para valores del índice de modulación m_a superiores a la unidad, debido al mayor contenido en armónicos. La amplitud también aumenta debido a que se incrementa el valor del primer armónico.

CAPITULO V

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA BOMBEO DE AGUA

5.1 Características de la Radiación Solar

a) Radiación Solar; Es la energía irradiada transportada en forma de ondas electromagnéticas (fotones) en una amplia gama de longitudes de onda diferentes, las cuales se desplazan en el espacio vacío a una velocidad de 300.000 Km/s, tardando solamente ocho minutos en recorrer aproximadamente 150 millones de Km. de distancia que hay entre el sol y la tierra.

b) Radiación Directa; Es la componente de la radiación solar que incide directamente del disco solar.

c) Radiación Difusa; Es la radiación que ha seguido una trayectoria indirecta desde el sol, haber sido refractada, por todas las partículas de la atmósfera, moléculas de aire, suciedad, vapor de agua, etc.

d) Albedo; Es la radiación procedente del suelo debida a la reflexión de la radiación incidente en una superficie.

e) Radiación Total; Es la sumatoria de las radiaciones directa, difusa y albedo incidentes en una superficie.

f) Irradiancia; Es la densidad de potencia coincidencia sobre una superficie. Se expresa en W/m^2 .

g) Irradiación Extraterrestre; Irradiancia que recibiría un cuerpo sobre la superficie terrestre en ausencia de la atmósfera.

h) Constante Solar; Intensidad de la Radiación solar, medida en el espacio justamente por encima de la atmósfera. Su valor es de $1353 W/m^2$. En los cálculos de las celdas solares se toma como referencia de 800 a $1000 W/m^2$.

i) Irradiancia Terrestre; La radiación solar en la superficie de nuestro planeta es interceptada por la capa atmosférica (reflexión en parte superior de nubes y absorción parcial por las diferentes moléculas del aire atmosférico). Esto hace que la intensidad que llegue a la superficie en la práctica se tome como valor máximo de $1000 W/m^2$. En los cálculos de las celdas solares se toma como referencia de 800 a $1000 W/m^2$.

j) Plano de la Eclíptica; Plano sobre el que la tierra describe una órbita elíptica alrededor del sol.

k) Eje Polar Terrestre; Eje central alrededor del cual la tierra rota a un ritmo de una vuelta por día. Este eje a su vez, gira alrededor de la perpendicular al plano de la eclíptica.

l) Latitud; Es el ángulo de un punto de la tierra con respecto al plano del ecuador.

m) Declinación solar; El ángulo formado por la recta que pasa por los centros del sol y la tierra con respecto al plano del Ecuador. La declinación es un índice de alejamiento que experimenta el sol hacia el norte o hacia el sur del ecuador.

n) Angulo Cenital; Angulo entre la trayectoria del sol y la perpendicular a la superficie. Cuando el ángulo cenital es igual a cero el sol se encuentra en el punto más alto.

o) Masa de Aire; Longitud de la trayectoria solar a través de la atmósfera que sigue la radiación al nivel del mar. Cuando la trayectoria es vertical se tiene una masa de aire unitaria ($AM=1$, Angulo Cenit = 0°).

5.1.1 Posición Relativa del sol en la esfera celeste

En las aplicaciones fotovoltaicas: electrificación rural, comunicaciones, bombeo de agua y otros, deberá estimarse una inclinación del campo solar que resulte más adecuada para la mejor captación de los componentes de la radiación solar.

La tierra que da vueltas alrededor del sol sobre el plano de la eclíptica, sabemos que tarda un año en describir una órbita elíptica en la que el sol ocupa uno de los focos. A su vez, la tierra gira dando una vuelta por día alrededor del eje polar; y este eje también gira alrededor de la perpendicular al plano de la eclíptica de forma que el ángulo con ella es constante e igual a 23.45° .

A ello obedece que el ángulo de la declinación solar (δ) esté cambiando constantemente entre los valores representativos siguientes referidos al hemisferio sur del globo terrestre:

a) $\delta = 23.45^\circ$, Solsticio de verano (21/22 de Diciembre) en que el sol se encuentra sobre el Trópico de Capricornio, y las posiciones de salida y puesta del sol se encuentran desplazadas hacia el SE y el SO respectivamente

b) $\delta = 0^\circ$, Equinoccios de otoño (20/21 de Marzo) y de primavera (22/23 de Setiembre), en que el sol se encuentra sobre el ecuador, y las posiciones del sol a la salida y a la puesta coinciden con el este y el oeste respectivamente.

c) $\delta = -23.45^\circ$, Solsticio de invierno (21/22 de Junio) en que el sol se encuentra sobre el Trópico de Cáncer, y las posiciones de salida y puesta del sol se encuentran desplazadas hacia el NE y el NO respectivamente.

La representación de la *esfera celeste* facilita asimismo describir el movimiento de la tierra alrededor del sol, como un movimiento del sol alrededor de la tierra siguiendo el mayor círculo que forma un ángulo de 23.45° con el ecuador celeste (plano de la eclíptica). El sol recorre este círculo una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día alrededor de la tierra que se considera fija.

5.1.2 Irradiación sobre superficies horizontales

Las mediciones de la radiación solar que normalmente se efectúan en múltiples puntos de la superficie terrestre, se limitan casi en su totalidad por razones de tipo económico al parámetro de la radiación global y muy pocas se efectúan sobre otros parámetros como la radiación directa, la radiación difusa o el número de horas de sol. Por otra parte y para eliminar los efectos de las condiciones particulares de cada localidad (características topográficas y naturaleza del suelo), las mediciones se hacen siempre sobre superficies horizontales y libres de obstáculos.

Los valores que día a día se registran permiten primero obtener la media mensual, por ejemplo del mes de julio, de la irradiación diaria en un determinado año: promedio que a su vez se reúne con los valores promedio de los meses de julio de varios años obteniéndose *la media mensual de las irradiaciones diarias* del mes típico de julio. Este promedio reunido con los promedios de los otros 11 meses caracterizan la radiación global de un punto de la superficie terrestre.

Estos valores promedio se toman como punto de partida para el diseño de los sistemas fotovoltaicos de campo solar fijo, teniendo presente que su confiabilidad es

más o menos elevada según la cantidad de registros o el número de años de medición empleados. En la Tabla 5.1 se muestra a modo de ejemplo la media mensual para dos puntos representativos del territorio nacional.

Tabla 5.1 Irradiación media mensual en kWh/m²/día sobre una superficie horizontal

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Lima (La Molina)	4,32	4,93	4,26	4,39	3,74	2,25	1,97	2,06	2,21	3,91	3,35	4,31
Arequipa	5,44	5,14	5,04	5,16	4,55	4,36	4,46	5,15	5,70	6,16	6,48	6,12

5.1.3 Irradiación sobre superficies inclinadas

Los campos solares fijos de los sistemas fotovoltaicos son emplazados siempre con una inclinación hacia el norte (si se está ubicado en el hemisferio sur) buscando obtener un mayor valor de la irradiación global que el que se obtendría con una instalación horizontal.

La inexistencia de mediciones de la irradiación global sobre superficies inclinadas, que persistirá todavía por años hasta que se cuente con las mediciones obtenidas mediante células patrón cuya inclusión en los campos solares ha venido generalizándose; obliga a estimar valores que puedan ser utilizados para el dimensionado de los sistemas.

Para tal estimación es importante reconocer las características de la irradiancia difusa y de la irradiancia del albedo que sumadas a la irradiancia directa sobre la superficie inclinada, dan lugar a la irradiancia global.

a) *La irradiancia difusa* recibida en una superficie está físicamente relacionada con la distribución de la radiancia sobre la esfera celeste, distribución que es variable con el tiempo y además no uniforme.

Con el cielo despejado, las radiancias máximas provienen de las cercanías del sol (*radiación circunsolar o aureola*); sin embargo la presencia de nubes, lo que es muy frecuente, hace que la radiación difusa en cuanto a su dirección, dependa en gran medida de la forma, brillo y posición de estas (anisotropía), lo que además es muy variable en el tiempo.

Solo para el caso de una capa densa de nubes cubriendo el cielo completamente. la radiancia se presenta con un progresivo incremento desde el horizonte hacia el cenit. haciendo que la radiación difusa sobre una superficie provenga de un segmento amplio de la esfera celeste en cuyo caso la radiación difusa puede considerarse isotrópica (no presenta una dirección determinada).

La cuantía con la que la irradiancia difusa contribuye a la irradiancia global sobre superficie ya inclinada, depende finalmente de la mejor evaluación de las condiciones climáticas de una región y en menor grado de la turbiedad de la atmósfera. Para el territorio del Perú, esta contribución sumada a la mayor irradiación debida a la inclinación que corresponda al campo solar, se cuantifica mediante factores a aplicar a los valores de irradiación sobre suelo horizontal y que se estima son:

<u>Regiones del Perú</u>	<u>Factores entre:</u>
<i>Región Costa</i>	<i>1.06 y 1.11</i>
<i>Región Sierra</i>	<i>1.12 y 1.26</i>
<i>Región Selva</i>	<i>1.03 y 1.14</i>

b) *La irradiancia del albedo* cuya magnitud depende de la naturaleza del suelo que es muy variado (nieve, agua, vegetación, etc.); se manifiesta por un incremento de la radiancia en el horizonte (*brillo del horizonte*).

Sin embargo la baja reflectividad de la mayoría de suelos naturales, - a excepción de los campos cubiertos de nieve - hace que la contribución de la irradiancia del albedo a la irradiancia global sobre una superficie, sea generalmente muy pequeña dando lugar a que en las aplicaciones prácticas se le deje de lado sin pérdida apreciable en la estimación.

5.1.4 Estimación del ángulo de inclinación

En el hemisferio sur, los campos solares fijos se emplazan orientados hacia el norte debido a la ubicación del sol en la esfera celeste y se les da una inclinación definida por un ángulo (β) respecto a la horizontal. La abertura de este ángulo dependerá del criterio bajo el cual se diseña un sistema fotovoltaico. Así por ejemplo si se requiere contar con el valor medio anual de la irradiación diaria sobre una superficie orientada al norte: el ángulo óptimo a estimar será aquel que maximice la captación “anual” de radiación.

Los sistemas fotovoltaicos se diseñarán con un consumo solar constante a lo largo del año. bajo el criterio de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación y no durante todo el año. Es evidente entonces que para este tipo de aplicación, al campo solar se le debe instalar con el ángulo de inclinación que lo sitúe perpendicular al sol de invierno. La posición del sol respecto a las superficies terrestres hace que se relacione este ángulo β_0 con la latitud geográfica θ (Ec. 5.1) de modo que para la estación invernal y para la ubicación del territorio del Perú se tiene:

$$\beta_o = \theta + 10^\circ \quad (5.1)$$

La exactitud de la inclinación afortunadamente no tiene que ser alta, pues la sensibilidad de la captación de energía al ángulo de inclinación es solamente del orden del 0.2 % de pérdida por cada grado de desviación con respecto al valor óptimo. Ello permite estimar un mismo ángulo (β_o) para puntos de la superficie terrestre ubicados en paralelos adyacentes o cercanos sin pérdidas de consideración.

5.1.5 Determinación de las inclinaciones del campo solar para el Perú

La extensión alargada del territorio del Perú entre los paralelos $0^\circ 02'$ Sur y $18^\circ 21'$ Sur, determina que el ángulo β_o deba tener más de un valor de modo que la inclinación del campo solar se encuentre lo más cercana a la perpendicular de los rayos procedentes del sol de invierno cuya trayectoria diaria en la esfera celeste es del noreste al noroeste.

Siguiendo lo anotado en el inciso 5.1.4 y con una inclinación mínima de 10° para ubicaciones en los paralelos inmediatos al ecuador terrestre, definimos franjas territoriales de 4 a 5 paralelos y establecemos los siguientes valores de β_o de uso práctico:

- 10° para localizaciones al Norte del paralelo $3^\circ 22'$ (frontera en Tumbes)
- 15° para localizaciones entre $3^\circ 22'$ y $8^\circ 55'$ (desembocadura del río Santa)
- 20° para localizaciones entre $8^\circ 55'$ y $14^\circ 24'$ (Hacienda Ocucaje-Ica)
- 25° para localizaciones al Sur del paralelo $14^\circ 24'$.

5.1.6 Radiación solar sobre el territorio del Perú

La radiación solar ha sido medida y registrada en algunos puntos del territorio nacional como *la media mensual de las irradiaciones diarias* sobre superficie

horizontal para todos los meses del año. Los valores para tales puntos que se incluyen en las Tablas del Anexo B, se han extraído de las Bases de Datos de las entidades siguientes:

- a) UNM San Marcos Lima & Univ. Cardiff de UK, que tiene registros del Perú con mediciones en 55 puntos.
- b) The International H-World, que para el Perú, tiene un registro con mediciones en 64 puntos.

Puede verse que en algunos casos, los registros de ambas Bases de Datos para un mismo punto y un mismo mes difieren significativamente, y ello se debe –salvo errores de medición- a que los promedios se han obtenido de valores reunidos en diferentes cantidades de años. (2 y 8 años respectivamente).

Por otra parte debe apreciarse que los puntos de medición son pocos para lo extenso del territorio y no están distribuidos para una cobertura geográfica uniforme.

Sin embargo los valores registrados permiten establecer las siguientes características de la radiación solar sobre el territorio del Perú:

- a) La magnitud de la radiación incidente guarda relación directa con la altitud sobre el nivel del mar a lo largo de todo el territorio, distinguiendo dentro de esta relación una proporcionalidad diferente entre los flancos occidental y oriental de la cordillera de los Andes.
- b) En la costa la irradiación en invierno desciende a valores del orden de 2,0 kWh/m²/día (sobre superficie horizontal); valores que no se dan en las latitudes de 0° a 20° (norte o sur) en ninguna otra región del globo terráqueo y que más bien son frecuentes en latitudes arriba de los 40°.

c) En la sierra la irradiación es de valores altos, en promedio de 4,5 kWh/m²/día (en invierno y sobre superficie horizontal); destacándose una zona al extremo sur del país con valores que son de los más altos a nivel mundial (5.0 kWh/m²/día en invierno y sobre superficie horizontal).

d) En las regiones de selva alta y selva baja, la radiación en invierno muestra valores del orden de 3,8 kWh/m²/día (sobre superficie horizontal) que son típicos para bosques tropicales alrededor del mundo.

5.1.7 Determinación de las Horas Equivalentes de Sol (ESH) para el Perú

Las horas equivalentes de sol (ESH), son los valores de la irradiación solar en kWh/m² para cualquier punto del territorio nacional, con campos solares inclinados para la estación de invierno. Las ESH se obtienen a partir de los valores de irradiación solar provenientes de las bases de datos mencionadas en la sección anterior.

En el procedimiento que detallamos a continuación, se ha tenido en cuenta lo anotado en dicha sección y se ha aplicado los factores anotados en el inciso 5.1.3

1. Se han identificado previamente los puntos de medición relacionando las coordenadas con accidentes geográficos como valles, ríos o ciudades importantes.
2. Se ha reunido toda la data en un cuadro para identificar las zonas del país dentro de las cuales los valores de irradiación se muestran cercanos entre sí. quedando así determinadas 10 zonas.
3. Con los valores correspondientes a los meses de junio y julio (exceptuando valores inconsistentes) se ha determinado un valor promedio con el cual se determinará el valor de ESH operativo para cada zona.

4. Al valor de irradiación determinado para cada zona (valor λ válido sobre superficie horizontal), se le aplica el factor que permita la mejor aproximación a la irradiación que deben recibir los campos solares inclinados. Para la elección de este factor (factor κ) se ha tomado en cuenta tanto la altura (msnm) como la contribución de la radiación difusa que a su vez depende de la neblina y nubosidad. En la Tabla 5.2 se han reunido los valores λ , κ y ESH de las 10 zonas.

Tabla 5.2 Zonas de irradiación solar y sus valores ESH

<i>Zona</i>	λ	κ	<i>ESH</i>
Zona I	2.64	1.06	2.8
Zona II	3.05	1.08	3.3
Zona III	3.42	1.0	3.8
Zona IV	4.23	1.11	4.7
Zona V	4.48	1.12	5.0
Zona VI	4.53	1.15	5.2
Zona VII	4.61	1.19	5.5
Zona VIII	4.81	1.25	6.0
Zona IX	4.04	1.14	4.6
Zona X	4.07	1.03	4.2

5.1.8 El mapa ESH

El mapa ESH del Perú, con las 10 zonas de irradiación solar resultantes del procedimiento seguido en el apartado 5.1.6; es incluido en el Anexo C y es complementario al Anexo B, con los que se detallan los accidentes geográficos o la demarcación política comprendida en cada zona.

Este mapa y la zonificación se han hecho necesarios ante el requerimiento de mayor precisión en el cálculo de los campos solares especialmente de los sistemas fotovoltaicos con capacidades superiores a 2000 Wp.

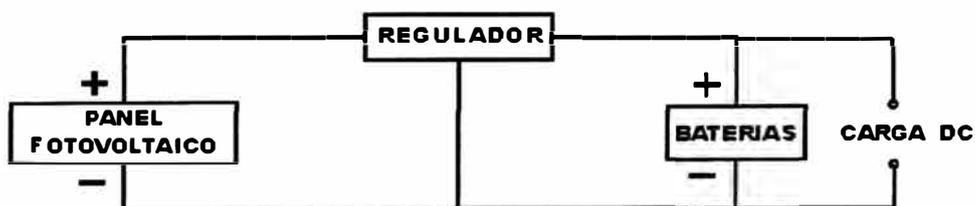
El mapa deberá ser objeto de ajustes progresivos según se incrementen los puntos de medición de la irradiación y se detecten probables microclimas.

5.2 Sistemas Fotovoltaicos

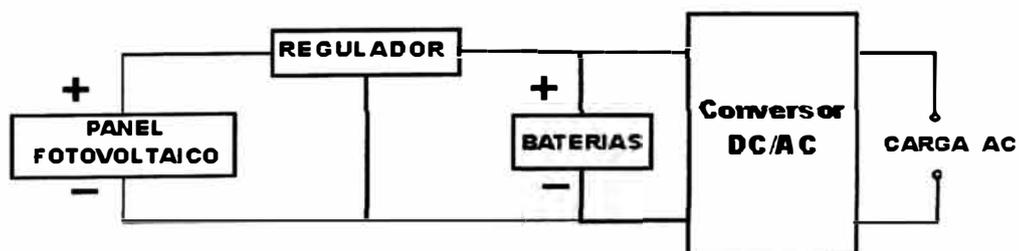
Hay dos sistemas fotovoltaicos según la generación de corriente:

Sistema Fotovoltaico Autónomo; que es una fuente de energía eléctrica disponible durante las 24 horas del día. La generación de electricidad es independiente. Los sistemas fotovoltaicos autónomos son más comunes en nuestro medio. En la Fig. 5.1 se describen los diferentes arreglos de un sistema fotovoltaico autónomo.

Figura 5.1 Diferentes arreglos de un sistema fotovoltaico autónomo



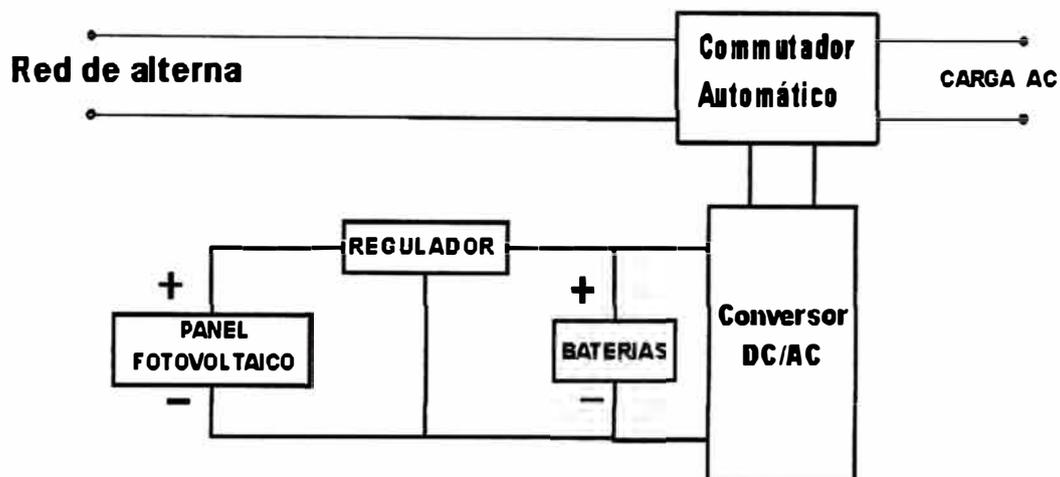
A.- Carga en corriente continua



B.- Carga en corriente alterna

- *Sistema Fotovoltaico no Autónomo*: requieren de otro tipo de generador o funcionan con la ayuda de la red de electricidad. Ver Fig. 5.2

Figura 5.2 Arreglo de un Sistema Fotovoltaico no Autónomo



5.3 Fuentes de Energías para Bombeo de Agua

Las fuentes de energía para un sistema de bombeo de agua a tomar en cuenta son las de energías convencionales derivadas del petróleo y las de energías eléctricas no convencionales, entre ellas: la energía eólica y la energía solar. Estas tres fuentes de energía son aplicables a muchos lugares remotos e inaccesibles.

Se describirán brevemente las fuentes de energía mencionadas:

-*Bombas de viento*: Todas las fuentes de energía no convencionales (excepto la maremotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen en último término del sol. Alrededor del 1 % al 2% de la energía proveniente del sol es convertida en energía eólica. Las diferencias de temperatura

provocan la circulación de aire, de manera que las regiones alrededor del ecuador, a 0° de latitud, se calientan más que las zonas del resto del globo.

El uso de aerogeneradores para esta energía requiere de direcciones dominantes del viento. Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) que actúa sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento. Las máquinas eólicas se clasifican según la posición de su eje de giro en eólicas de eje horizontal y eólicas de eje vertical, las aplicaciones son el bombeo de agua y la generación de electricidad.

Un rotor multiaspa (sistema lento), es apropiado para el bombeo de agua y el acople de máquinas lentas. En cambio un rotor de dos o tres aspas (sistemas rápidos), es diseñado para dar potencias solo a velocidades altas, por lo que es empleado mayormente para la generación de electricidad. La potencia máxima que se puede extraer del viento está en función de la velocidad del viento V y del diámetro del rotor D , definido en la siguiente Ec. 5.2:

$$P_{\text{máx}} = (0.3) (D^2) (V^3) \quad (5.2)$$

Las bombas eólicas son consideradas apropiadas en lugares en donde la velocidad del viento supera los 2.5 m/s en los meses de menor viento. La performance de una bomba de este tipo es muy específica en determinado lugar, la potencia de salida depende de la capacidad de viento y a menudo es usada donde no hay recursos de agua. Los vientos son propios de colinas, cerros, etc. Mientras que el agua se

encuentra en los valles. Las bombas de viento son de fácil mantenimiento y requiere de un mobiliario local, tiene la desventaja de no ser tan fácil la instalación ya que dependerá del potencial eólico y la elaboración de un mapa de recursos eólicos.

Bombas Solares; Las energías renovables son aquellas que son inagotables desde el punto de referencia del período de existencia de la humanidad entre ellas tenemos la radiación solar, la atracción gravitacional de la luna y el sol, el calor interno de la tierra. La energía proveniente del sol conduce a tecnologías derivadas tales como la energía solar térmica, la energía solar pasiva y la energía solar fotovoltaica. Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica son múltiples siendo el de bombeo de agua para riego y abastecimiento en lugares aislados muy útil. Las bombas con energía fotovoltaica son consideradas en lugares soleados (donde la insolación en el peor mes de irradiación supera los 2.8 kWh/m²/día) y en áreas en donde llevar otras fuentes de energía es difícil. Los sistemas de bombeo fotovoltaico operan sin supervisión, tienen un bajo mantenimiento son de fácil instalación y de larga vida. Tiene la desventaja de que no son normalmente económicos, debido al alto costo inicial de capital y las reparaciones que requieren de técnicos especializados.

En instalaciones por debajo de 1 kW-pico de potencia, que constituyen el mayor mercado potencial en las zonas rurales con población diseminada, el bombeo solar es el campo de aplicación ideal de la energía fotovoltaica.

Entre sus principales ventajas son:

- Ausencia de contaminación acústica.
- La descentralización al permitir la producción de energía donde se necesite.

- Su modularidad que permite ampliaciones debida al aumento de las necesidades sin desechar los componentes previamente instalados.
- La gratuidad de la energía consumida una vez realizada la inversión.

Bombas a Diesel o Gasolina; El actual sistema energético se basa en el consumo de carbón, petróleo y gas natural como principales fuentes de energía primaria. Estos son los llamados combustibles fósiles y enmarcados dentro de las energías convencionales o no renovables.

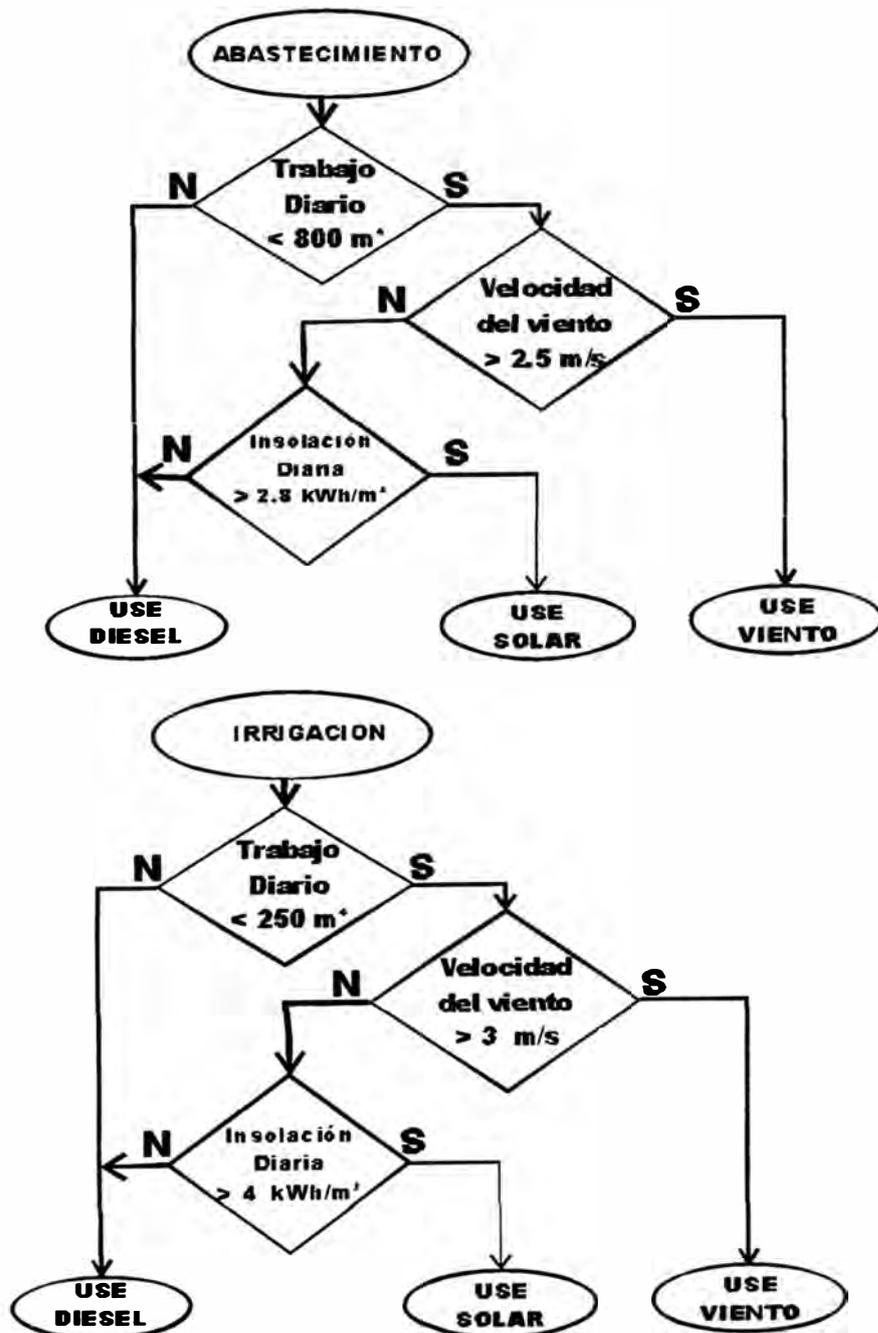
Al margen del agotamiento de estas fuentes energéticas, se mencionarán los perjuicios inducidos por el consumo intensivo de energía provenientes de fuentes no renovables, estas son:

- El cambio climático, por el aumento de la temperatura media de la tierra, debida al efecto invernadero.
- La deforestación, sea como materia prima para ser quemada, agrava el efecto invernadero. La cubierta vegetal es esencial para la retención del agua.
- Los desequilibrios geopolíticos y económicos. la dependencia de una única fuente energética tiene riesgos económicos.

Los bombas u otros equipos con energía convencional, deben ser considerados si los recursos del viento o solar sean pobres. La instalación es rápida y fácil. tienen un bajo costo inicial de capital. La desventaja de estos equipos se refleja en un alto costo de mantenimiento, siendo su expectativa de vida corta, además de ser ruidosa y causante de la contaminación ambiental.

A continuación se muestran dos esquemas de decisiones para un sistema de irrigación y para un sistema de abastecimiento de agua de las tres energías mencionadas. Ver Figura 5.3

Figura 5.3 Esquema de decisiones para un sistema de irrigacion y abastecimiento de agua



5.4 Sistemas de bombeo de agua para abastecimiento

La obtención de agua para el consumo humano o del ganado a partir de pozos u otras fuentes se caracteriza, generalmente, por sus pequeñas necesidades de potencia que, en muchas ocasiones, no justifican la instalación de un grupo electrógeno por resultar con el tiempo más costosa. Las necesidades de agua que se estiman para las zonas rurales de los países pobres son del orden de 20 y 30 litros por persona y cabeza de ganado. El abastecimiento de agua tiene una demanda constante a lo largo del año, aunque es necesario guardar agua en periodos de baja insolación. Una reserva de agua puede ser de 3 a 5 días de demanda diaria de agua. En lugares donde las estaciones lluviosas se presentan, reduciendo el empleo de la bomba solar (por el clima nubloso), puede ser compensado por el agua de lluvia.

5.5 Sistemas de bombeo de agua para irrigación

La otra aplicación de interés es el bombeo de agua para irrigación, que aún cuando actualmente resulte de un costo excesivo, puede presentar en el futuro un gran potencial de desarrollo. Las necesidades para riego varían mucho, en función de la naturaleza del terreno, de la climatología y del tipo de cultivo. Valores de 50 y 300 m³ por hectárea y día son frecuentes. Teniendo en cuenta que las necesidades de agua para riego suelen ir asociadas a las épocas de mayor insolación en las que se incrementa la evapo-transpiración de los cultivos, la solución fotovoltaica podría ser especialmente adecuada siempre que se busque una utilidad para la energía producida en los periodos en los que el riego no sea necesario. La irrigación solar necesita tomar en cuenta la demanda que puede variar a lo largo del año. La demanda pico durante las estaciones de irrigación es a menudo más de dos veces la demanda

promedio. Esto significa que las bombas solares para irrigación son subutilizadas durante la mayor parte del año, prestando servicio al sistema de abastecimiento.

5.6 Sistemas típicos de bombeo fotovoltaico

- Los sistemas de bombeo fotovoltaico presentan características que los hacen especialmente atractivos en las zonas rurales, por ser relativamente pequeños y extremadamente fiables, su particular forma de trabajo, consistente en bombear poco caudal durante mucho tiempo.
- Los sistemas de bombeo fotovoltaico han estado continuamente en el punto de mira de los organismos de ayuda al desarrollo: Banco Mundial, Organismos no Gubernamentales, Fondo Europeo para el Desarrollo, etc. pues son capaces de afrontar la fuerte inversión inicial característica de las aplicaciones fotovoltaicas.
- Los sistemas de bombeo fotovoltaico se pueden clasificar en función del tipo de bomba ya sea centrífuga o de desplazamiento positivo; por su lugar de ubicación, de superficie, sumergida y flotante. También se puede clasificar según el motor utilizado, de corriente alterna o de corriente continua y dependiendo de si usan o no baterías. En el Anexo D se pueden observar las instalaciones de sistemas de bombeo fotovoltaico en el Perú.

Las configuraciones más habituales para un sistema de bombeo fotovoltaico son:

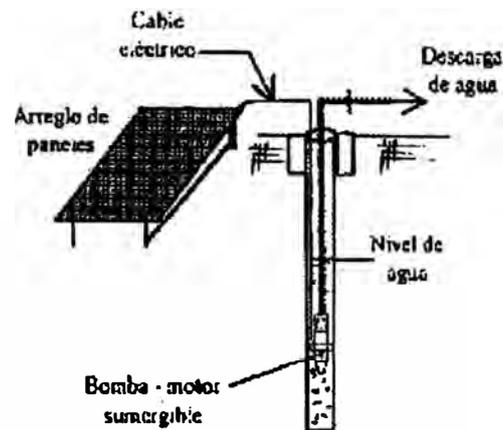
a) Motor-bomba sumergible centrífuga multietapa

Este tipo es el más común de las bombas solares usadas. Cualquier motor sea DC o AC puede ser incorporado en el equipo de bombeo, necesitando un inversor en el caso de un sistema AC. Si se usa un motor DC con escobillas el conjunto

motor-bomba se debe sacar del pozo aproximadamente cada dos años para su mantenimiento.

Este caso se observa en la Fig. 5.4

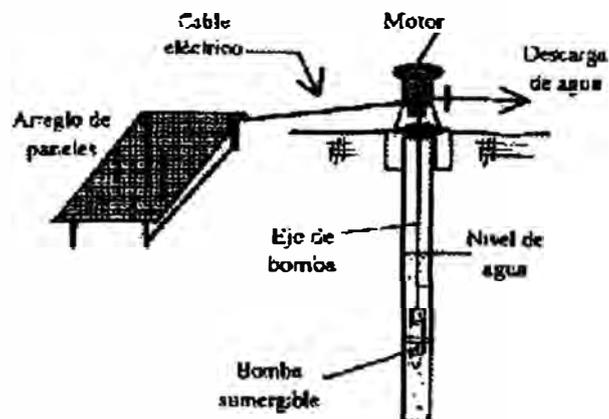
Figura 5.4 Motor-bomba sumergible centrífuga



b) Bomba sumergida con motor en la superficie

Esta configuración dio fácil acceso al motor para cambiar las escobillas y otros mantenimientos. Tiene por desventaja una baja eficiencia, pérdida de potencia en los soportes del eje y el alto costo de la instalación. Ver Fig. 5.5

Figura 5.5 Bomba sumergible con motor en la superficie

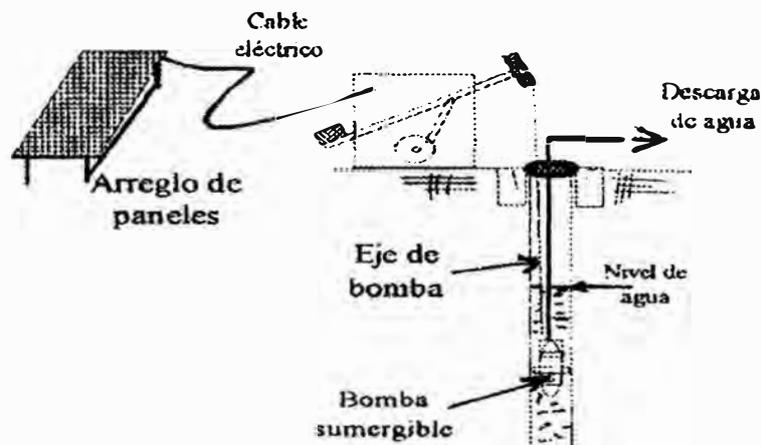


c) Bomba recíprocante de desplazamiento positivo

Es muy apropiado para aplicaciones de bajo flujo y para elevada altura

La salida es proporcional a la velocidad de la bomba. Para una gran altura las fuerzas de fricción son pequeñas comparadas con las fuerzas hidrostáticas, a menudo haciendo que las bombas de desplazamiento positivo sean más efectivas que una bomba centrífuga. Recíprocamente las bombas de desplazamiento positivo crean una carga cíclica en el motor el cual para una eficiente operación necesita ser balanceado. De aquí que los componentes de tierra de la bomba son a menudo pesados y robustos. Ver Fig. 5.6

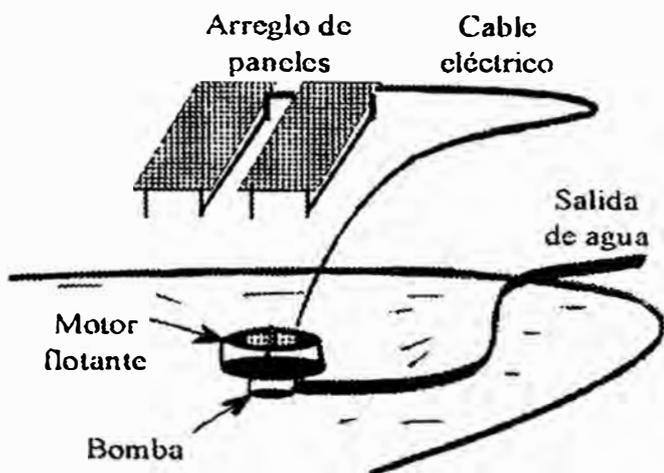
Figura 5.6 Bomba recíprocante de desplazamiento positivo



d) Motor bomba flotante

La versatilidad del set de la unidad flotante lo hace ideal para ser instalado desde canales y pozos. El equipo de bombeo es fácilmente transportable, siendo usado en irrigación. La mayoría de estos tipos son bombas centrífugas de simple etapa. Es común el motor de corriente continua sin escobillas. Ver Fig. 5.7

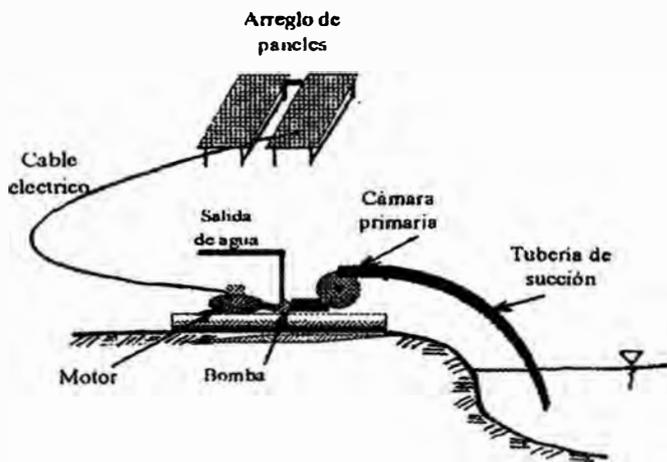
Figura 5.7 Motor bomba flotante



e) Bomba de succión de superficie

El empleo de estos equipos de bombeo es recomendable con la supervisión de un operador. El uso de cámaras de cebado y válvulas de retención puede prevenir la pérdida de cebado, para evitar esto se utilizan las llamadas bombas “autocebantes” que retienen una porción de agua en una cámara, a tal efecto situada sobre el impulsor. Tiene limitaciones en cuanto a la altura de aspiración que son capaces de vencer, que no suele superar los 6-7 metros. Ver Fig.5.8

Figura 5.8 Bombas de succión de superficie



CONCLUSIONES

- 1. El presente trabajo muestra los elementos básicos que constituyen los sistemas de bombeo de agua accionadas con energía solar para baja tensión, con la intención de que sea masivo su uso, especialmente en zonas alejadas de troncales de electricidad**
- 2. Se han descrito los últimos adelantos en la tecnología de los equipos empleados, básicamente en los que emplean tensión en DC, por ser éstas de un diseño específico.**
- 3. La tecnología solar para el uso de bombas se emplea actualmente en varios lugares del Perú, como se indica en una tabla adjunta en el Anexo D.**
- 4. Se espera contribuir para que posteriormente se diseñe un inversor para uso nacional ya que todos los equipos son de procedencia extranjero y de un costo elevado.**
- 5. También se espera contribuir con las pautas y conceptos para el diseño fotovoltaico de una bomba de agua desde el punto de vista eléctrico, aunque en la parte mecánica que es inherente, no se hizo demasiado énfasis.**

ANEXO A

**TECNOLOGIA DE FABRICACION DE
LAS CELULAS FOTOVOLTAICAS**

TECNOLOGIA DE FABRICACION DE LAS CELULAS FOTOVOLTAICAS

La mayoría de las células y módulos fotovoltaicos emplean silicio en sus formas monocristalina, policristalina y amorfa, como material semiconductor base. Esta tecnología es muy avanzada y requiere en muchos de sus procesos un grado de complejidad elevado.

El procedimiento de fabricación de las células de silicio mono y policristalino es esencialmente el mismo y comprende las etapas básicas:

a) Obtención de silicio de grado metalúrgico

La obtención del silicio de grado metalúrgico, con una pureza del orden del 98%, se lleva a cabo en hornos de arco en los que se hace reaccionar carbono con polvo de sílice a altas temperaturas (en el entorno de los 800 °C), produciéndose la reducción del SiO₂.

b) Purificación del silicio

La pureza del silicio de grado metalúrgico no es suficiente para su uso en energía solar, este material debe ser purificado hasta un nivel superior. Para ello, el silicio de grado metalúrgico debe ser pulverizado para hacerlo reaccionar con ácido

clorhídrico. Los gases procedentes de esta reacción se condensan posteriormente dando como resultado un líquido que se somete a una destilación fraccionada múltiple con el fin de eliminar al final triclorosilicato (SiHCl_3) puro que se reduce haciéndolo reaccionar con hidrógeno de alto grado de pureza. El silicio puro se deposita sobre una barra de silicio calentada eléctricamente y se evacúa el ácido clorhídrico que resulta de la reacción.

c) Crecimiento de los cristales de silicio

El resultado de la etapa anterior es, un silicio de una pureza elevadísima, aunque para su empleo en las células solares cristalinas no únicamente se requiere que el material contenga solo átomos de silicio sino que además, estos deberán encontrarse dispuestos en una forma ordenada formando un cristal sin defectos. Con esta finalidad existen dos métodos de crecimiento del cristal a partir del polisilicio obtenido en la fase anterior que son el método Czochralski (CZ) y el método de zona flotante (FZ).

El primer método es el más extendido, se funde el polisilicio en un cristal de cuarzo calentado por inducción. Una semilla de silicio monocristalino situada en el extremo de una barra, se sumerge en la parte superior de la masa fundida de polisilicio, a continuación la barra se desplaza verticalmente, muy lentamente, a la vez que gira sobre sí misma, produciéndose el crecimiento de un cristal único a través de una solidificación progresiva en la interfase entre sólido y líquido.

d) Producción de las obleas de material semiconductor de base

Una vez que se han fabricado las barras monocristalinas o bloques policristalinos de material de base, se les da una geometría adecuada bien cortando los bordes de las barras cilíndricas para darle una sección cuasi-cuadrada o bien fraccionando en

lingotes de secciones rectas mas pequeñas los grandes bloques que se hayan podido obtener de la solidificación en el crisol.

e) Ataque químico y texturización

La formación de las obleas conduce a que la superficie de las mismas después del corte quede muy dañada, haciéndose necesario un tratamiento que elimine los daños y limpie aquélla. Dicho tratamiento consiste en un ataque químico que elimina la capa de silicio más superficial pudiendo ser en mojado o en seco. El ataque con ácidos se caracteriza por ser isotrópico y rápido, permitiendo conseguir superficies extremadamente lisas en el silicio monocristalino. El ataque diferenciado según direcciones es que la superficie resultante presenta una rugosidad pseudo periódica en forma de una sucesión de pirámides, a la que se le da el nombre de texturizada si el silicio es monocristalino, y una superficie excesivamente rugosa con diferencias notables entre los distintos granos si aquél es policristalino. La superficie texturizada reduce las pérdidas por reflexión de la célula y ayuda a confinar la radiación de ésta, disminuyendo las pérdidas por transmisión y favoreciendo la absorción de la radiación en las proximidades de la unión p-n, para mejorar la eficiencia de la célula.

f) Formación de la unión

Una vez que las obleas han sido convenientemente tratadas, se introducen contaminantes de tipo p o n según sea el material resultante de la etapa de crecimiento del cristal (habitualmente el material de la oblea es de tipo p por lo que han de incorporarse ahora átomos de carácter donante). Para lograr la unión p-n se emplea la técnica de difusión, que consiste en la difusión térmica de fósforo procedente de distintas fuentes de uso comercial que pueden ser sólidas, líquidas o gaseosas de modo que, a una temperatura comprendida entre 850° y 950 °C, los

átomos de fósforo se difunden en la red cristalina del silicio ocupando posiciones que antes ocupaba éste.

g) Colocación de los contactos metálicos

Para permitir la conexión de la célula con el exterior es necesario dotarla de contactos metálicos. La técnica mas empleada es la serigráfica en la que una pasta, a modo de tinta, compuesta por el metal en polvo (generalmente plata) y una serie de productos de viscosidad adecuada, con los que se busca la mejor adherencia posible a la célula, se hace pasar a través de una plantilla, con el motivo adecuado y previamente construida sobre una malla de hilos metálicos, dibujado sobre aquélla la parrilla de contactos. Otro método para la implantación de los contactos es el de deposición por condensación del metal vaporizado en vacío sobre el espacio dejado por una máscara colocada encima de la célula. Tres deposiciones sucesivas de titanio, paladio y plata aseguran un buen contacto eléctrico con el silicio, una reducida incidencia de los factores ambientales y un buen comportamiento conductor.

h) Tratamiento antirreflexivo

Consiste en aplicar a la cara de la célula expuesta a la luz solar una o dos capas antirreflexivas que, junto con la texturización de la superficie ya mencionada, permiten reducir las pérdidas por reflexión a valores inferiores al 1%. Los compuestos dieléctricos de estas capas deben tener un índice de refracción óptimo entre el del cristal de cobertura de las células y del silicio y por tanto próximo a 2.3.

ANEXO B

VALORES MEDIOS DE IRRADIACION SOLAR SOBRE SUELO HORIZONTAL EN EL TERRITORIO DEL PERU

- a) BASE DE DATOS DEL CONVENIO
UNM SAN MARCOS & UNIVERSIDAD CARDIFF DE UKK.**
- b) BASE DE DATOS DE LA INTERNATIONAL H-WORLD**

BASE DE DATOS DE LA UNM DE SAN MARCOS & UNIV. CARDIFF DE U.K. (hoja 1 de 2)

Localidad	Lat. Sur	Long. W	Altitud-m	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Corrales	3,6°	80,5°	85	4.62	4.06	5.11	4.90	4.40	4.02	3.04	3.93	4.22	4.25	4.60	4.90
El Alto	4.3°	81,2°	270	4.53	4.62	4.51	4.09	3.08	3.43	3.49	3.68	3.91	3.93	4.02	4.39
Tambo Grande	4.9°	80,3°	260	4.93	5.05	4.64	4.82	4.61	4.42	4.57	4.93	5.50	5.64	5.53	5.18
<i>El Tablazo-Sullana?</i>	4.9	80,5°	147	5.21	5.44	5.05	5.14	4.83	4.26	4.39	5.04	5.35	5.60	5.47	5.47
Sullana-San Jacinto	4.8°	80,9°	102	4.66	4.46	4.86	4.62	4.61	3.92	4.16	4.61	5.03	4.92	4.66	5.30
Chulucanas	5.1°	80,2°	310	4.27	5.76	4.52	4.71	4.48	3.63	4.13	4.88	5.51	5.58	5.11	
Piura-Castilla	5.3°	80,6°	70	5.27	5.34	5.40	5.10	4.84	4.29	4.42	4.95	5.40	5.54	5.43	5.48
Huancabamba	5.3°	79,4°	1857	4.61	4.76	4.50	4.74	4.43	4.15	4.43	5.05	5.13	4.95	4.30	4.94
<i>Río Marañón?</i>	5.1	78,4°	240	3.47	2.52	2.65	2.73	2.64	2.55	2.90	3.21	3.13	3.78	3.28	3.70
<i>Río Marañón?</i>	5.7	78,6°	421	4.10	4.18	4.41	4.44	4.08	4.18	4.11	4.65	4.79	4.90	5.20	4.81
Lambayeque	6.7°	79,9°	18	5.45	5.42	5.30	5.04	4.56	3.90	3.42	4.32	4.90	5.10	5.26	5.35
Cayalti	6.9°	79,6°	150	5.90	5.92	5.50	5.45	5.02	4.44	4.88	4.89	5.57	5.85	6.13	6.21
Cajamarca	7.1°	78,5°	2660	4.48	4.45	4.26	4.16	4.20	4.08	4.77	4.51	4.43	4.63	4.93	4.73
Casagrande	7.7°	79,2°	158	4.81	5.11	4.66	4.45	4.48	3.43	3.25	4.06	4.06	4.73	4.87	5.06
Cartavio	7.9°	79,3°	91	4.98	6.06	5.01	4.62	4.80	3.82	3.56	4.36	4.31	4.92	5.31	5.47
Laredo	8.1°	78,9°	100	4.64	4.75	4.63	4.56	3.97	3.21	3.39	3.55	4.15	4.52	4.93	4.93
Trujillo	8.2°	79,0°	30	5.34	5.04	5.03	4.70	4.47	3.65	3.79	4.05	4.49	5.08	5.51	5.76
Virú-Punta Guañape	8.4°	79,8°	30	5.42	6.16	5.06	4.69	4.51	3.94	3.40		3.75	4.78	4.57	3.59
Nepeña	9.2°	78,4°	283	5.53	6.39	5.88	5.30	5.45	3.49	3.69	4.62	4.47	5.66	5.71	5.72
Huaraz	9.5°	77,5°	3090	5.16	5.03	5.04	5.01	4.94	4.73	4.10	5.27	5.40	5.40	5.55	5.24
Huarmey-Punta Las Zorras	10.3°	78,1°	100	5.00	6.15	6.04	5.52	5.29	3.65	3.45	4.15	4.18	5.18	6.10	6.29
Paramonga	10.7°	77,8°	15	5.31	4.40	5.09	4.71	2.70	1.95	2.28	2.10	2.72	4.29	4.93	5.52
<i>Litoral Barranca?</i>	10.8	77,9°	170	5.40	5.12	5.19	4.95	3.86	2.67	2.84	3.11	3.79	4.38	5.06	4.84
Río Huaura-Andahuasi	11.1°	77,2°	500	5.13	5.12	5.03	5.25	4.06	4.33	4.31	4.94	5.42	5.99	5.68	5.55
Río Huaura-Humaya	11.1°	77,3°	350	5.22	5.09	4.89	5.10	4.40	3.56	3.43	3.07	4.09	5.34	5.35	5.83
Lima-Jesus María	12.1°	77,0°	100	5.51	5.32	5.21	5.03	3.56	2.29	2.05	2.24	2.44	3.31	3.97	4.79
Lima-La Molina	12.1°	76,9°	150	4.32	4.93	4.26	4.39	3.74	2.25	1.97	2.06	2.21	3.91	3.35	4.31

a) Valores medios de Irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Kwh /m2 /dia)

BASE DE DATOS DE LA UNM DE SAN MARCOS & UNIV. CARDIFF DE U.K. (hoja 2 de 2)

Localidad	Lat. Sur	Long. W	Altitud-m	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Tingo María	9.3°	76.0°	640	3.02	3.06	3.78	3.75	3.77	3.61	3.87	4.56	4.45	4.53	4.25	3.91
Huánuco	9.9°	76.2°	1895	4.46	4.29	4.20	4.36	4.34	4.20	4.15	4.69	4.69	4.86	4.88	4.66
Valle Chanchamayo?	11.1			5.06	5.37	5.30	4.72	4.59	3.47	3.58	4.32	4.23	5.02	4.94	5.30
San Ramón	11.2°	75.3°	800	4.79	3.52	3.72	3.75	3.76	3.78	4.05	4.38	4.11	4.31	4.37	4.23
Valle Mantaro-Huachac	12.0°	75.3°	3150	5.00	4.93	4.67	4.70	4.59	4.39	4.53	4.91	4.99	5.27	5.43	5.15
Hvlica-Lag.Conococha	13.1°	75.2°	4520	4.86	3.98	4.15	4.29	4.27	4.67	4.32	4.60	4.92	4.86	5.25	4.87
Ayacucho	13.1°	74.2°	2760	5.14	5.08	4.72	4.63	4.49	4.20	4.21	4.68	5.03	5.44	5.67	5.32
Cañete	13.1°	76.3°	412	4.96	5.34	5.06	4.66	4.17	2.89	2.97	3.12	3.87	4.71	4.73	5.35
Chincha Alta	13.4°	76.2°	94	5.31	4.71	4.99	4.06	3.84	2.75	2.61	3.33	3.86	4.05	4.56	4.93
Pisco - Co. Caucato	13.7°	76.2°	74	5.76	5.86	5.88	5.08	4.21	3.57	3.24	3.57	4.19	5.14	5.32	5.61
Manrique-río Pisco?	13.7	76.0°		5.29	5.25	5.15	4.36	4.07	3.36	3.53	3.55	4.24	5.04	5.41	5.04
Ica	14.1°	75.7°	390	5.07	4.92	4.87	5.13	4.75	4.34	3.98	4.43	4.98	5.09	5.65	5.51
Ica-Parcona	14.1°	75.6°	389	5.18	5.34	5.24	5.17	4.47	3.89	3.89	4.53	5.06	5.75	5.99	5.85
Nazca-Hda.Majoro	14.8	75.0°	410	5.13	5.62	5.57	4.84	4.49	3.75	3.04	4.41	5.08	5.87	5.94	5.43
Marcona	15.2°	75.1°	620	5.43	5.11	5.15	4.91	4.34	3.76	3.76	4.38	5.06	5.84	5.84	5.69
Abancay	13.6°	72.9°	2378	4.79	4.72	4.48	4.68	4.39	4.12	4.23	4.65	4.96	5.49	5.38	4.92
Cuzco-San Jerónimo	13.6°	71.9	3220	4.65	4.61	4.58	4.64	4.19	4.27	4.42	4.64	4.85	5.21	5.17	4.83
Santa Ana-Quillabamba?	12.9	72.3°	970	3.99	3.97	3.95	3.80	3.94	3.82	3.93	4.05	4.15	4.27	4.29	3.92
Huraya-Moho	15.3°	69.5°	3890	5.54	5.32	4.84	4.76	5.00	4.74	4.50	5.26	5.51	5.33	5.27	5.85
Puno	15.8°	70.0°	3875	5.31	5.24	5.08	5.05	4.68	4.38	4.56	5.02	5.50	5.98	5.97	5.57
July	16.2°	69.4°	3852	4.59	4.72	5.05	4.79	4.83	4.50		4.97	5.64	5.92	5.31	5.39
Sibayo	15.4°	71.4°	3847	4.97	4.36	5.03	5.34	4.32	4.07	3.96	4.82	5.26	5.58	5.82	5.90
Arequipa	16.4°	71.5°	2350	5.44	5.14	5.04	5.16	4.55	4.36	4.46	5.15	5.70	6.16	6.48	6.12
Characato	16.5°	71.5°	2451	5.19	4.95	5.19	5.06	4.65	4.43	4.57	5.17	5.71	6.58	6.50	5.86
Pampa de Majes	16.5°	72.2°	1440	5.84	5.54	5.70	5.43	4.67	4.55	4.82	5.39	5.84	6.67	6.61	6.37
Moquegua	17.2°	70.9°	1412	5.49	5.31	5.28	5.21	4.56	4.27	4.43	4.85	5.69	6.39	6.59	6.29
Sierra Tacna?	17.5	69.8°	4541	5.15	5.25	5.04	5.80	4.81	4.72	4.76	5.50	5.88	6.24	6.14	5.62
Calana	17.9°	70.3°	875	5.63	5.51	5.24	4.82	4.31	3.78	3.95	4.36	4.87	5.68	5.97	5.88

a) Valores medios de Irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Kwh /m2 /día)

BASE DE DATOS DE LA INTERNACIONAL H-WORLD (hoja 1 de 2)

LOCALIDAD	LAT. SUR	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Los Cedros	3.1	17.2	19.4	19.6	18.9	19.1	16.3	16.6	16.8	15.8	16.5	17.5	19.4
Zorritos	3.6	18.1	19.9	18.3	19.5	18.9	18.4	17.1	15.3	16.4	18.4	19.5	19.2
Guayabamba	3.7	16.1	15.2	15.3	15.7	15.4	14.9	15.7	16.7	18.1	19.2	17.2	18.8
Tejedores	4.7	16.1	17.1	18.3	17.3	19.1	17.5	18.2	19.4	20.3	20.7	20.8	20.1
Tablazo	5.3	15.1	19.1	20.2	18.6	19.2	16.7	17.4	19.6	20.3	21.2	20.8	22.1
Tarapoto	6.5	17.1	16.8	15.7	15.4	15.1	14.6	16.5	17.4	17.1	17.1	17.6	17.4
Granja M. Sassape	6.5	20.7	20.9	22.4	22.6	21.1	18.1	17.5	19.1	20.9	21.6	21.4	21.2
Bambamarca	6.6	17.1	16.8	17.6	16.7	16.9	16.4	17.8	18.4	18.6	18.6	19.9	19.4
Llaucán	6.6	16.7	17.6	16.4	14.7	14.9	16.1	15.8	17.1	18.1	19.1	19.9	20.5
Tinajones	6.6	19.6	20.2	19.4	20.1	20.6	18.2	20.7	21.1	21.6	22.4	23.4	23.9
Lambayeque	6.7	18.6	20.2	19.8	19.1	18.3	16.7	15.8	17.1	18.1	19.7	20.3	20.9
Cayalti	6.8	19.3	20.9	19.8	19.4	18.9	16.1	17.1	18.3	18.8	20.8	21.1	21.7
Cajamarca	7.1	16.4	17.6	15.3	16.1	16.5	15.4	16.1	18.3	17.1	17.1	18.4	18.3
Casagrande	7.7	19.4	19.2	19.4	18.1	18.7	14.1	14.6	15.4	15.9	17.9	18.5	19.9
Cartavio	7.9	19.9	19.6	19.8	18.1	17.6	14.6	14.9	14.7	16.2	18.2	20.4	20.4
San Jorge	8.5	17.3	16.6	16.8	16.2	15.9	15.7	17.7	19.4	18.1	18.7	16.3	16.6
Neshuya	8.6	17.3	17.1	14.9	13.5	13.6	12.7	15.4	18.1	18.6	18.3	18.6	20.4
Yurac	9.0	15.5	14.4	14.9	14.8	14.2	13.2	15.1	17.1	16.9	16.8	16.7	15.5
San Jacinto	9.1	18.2	15.6	18.6	17.8	17.1	14.4	15.6	16.2	17.9	20.6	21.1	21.1
Huaraz	9.5	18.2	17.4	18.3	18.4	18.9	18.4	19.4	20.6	19.7	19.1	20.6	19.8
Querococha	9.6	15.6	15.2	16.4	17.4	17.1	16.6	18.1	18.9	18.6	16.8	19.1	16.7
San Lorenzo	9.7	17.5	16.1	16.4	17.7	17.1	17.1	19.1	19.5	19.3	18.7	20.7	18.7
Huánuco	9.9	16.8	16.3	16.7	16.7	17.2	16.5	17.3	18.5	17.5	18.3	19.2	17.6
Lampas Alto	10.0	17.2	14.8	16.4	16.4	17.2	17.1	18.9	19.5	18.9	16.8	19.6	17.9
Lampas Bajo	10.0	17.5	16.1	16.4	16.7	17.3	17.7	19.3	19.5	15.1	17.9	20.3	19.9
Conococha	10.1	17.5	15.6	16.1	17.1	17.2	17.6	18.6	19.5	18.9	17.6	19.9	18.3
Atacocha	10.5	17.2	16.1	17.1	18.3	18.1	17.8	18.4	19.1	17.8	19.9	19.6	18.4
Don Martín	11.0	19.2	18.2	18.2	17.5	14.4	11.7	12.1	12.9	14.3	15.7	18.1	19.6
San Ramón	11.1	16.2	15.6	16.1	16.2	16.3	15.3	16.7	16.9	17.1	18.7	18.5	18.5
Fundo Iberia	11.3	17.3	16.8	16.7	15.5	15.3	15.5	16.9	18.9	18.1	18.1	18.2	16.6

b) Valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Megajouls)

BASE DE DATOS DE LA INTERNACIONAL H-WORLD (hoja 2 de 2)

LOCALIDAD	LAT. SUR	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Campo de Marte	12.0	17.8	20.1	18.6	19.4	14.6	10.4	9.2	10.2	12.8	12.6	19.1	18.3
La Molina	12.0	18.1	18.6	18.9	18.1	14.3	12.1	11.9	12.8	13.5	15.7	17.4	18.3
La Punta	12.0	16.2	18.3	17.8	17.1	14.1	10.6	10.4	10.8	11.4	13.1	15.4	17.5
Huancayo	12.1	22.7	20.9	20.6	20.1	20.1	20.1	20.3	21.4	22.1	23.1	24.5	22.7
Quillabamba	12.8	16.1	15.6	17.1	15.3	15.6	15.2	16.1	16.1	16.2	17.6	17.9	16.4
Túnel Cero	13.1	17.9	16.8	18.5	17.9	16.8	17.3	18.3	19.5	19.1	21.1	21.5	19.6
Cañete	13.1	18.7	18.7	18.5	17.9	14.1	10.7	10.5	11.4	12.8	15.3	17.1	18.8
Cuzco	13.5	18.7	16.9	17.7	18.1	17.3	17.2	18.2	18.4	18.6	20.3	20.7	18.8
Kayra	13.5	18.1	16.1	16.6	17.5	16.7	17.2	17.6	18.1	18.3	19.2	20.1	17.6
Abancay	13.6	19.5	17.6	18.1	17.8	17.1	16.4	17.3	18.4	18.3	21.1	21.5	19.2
Ica	14.0	21.1	18.1	19.5	18.4	17.2	20.7	15.1	17.3	18.9	22.2	23.2	22.1
Hacienda Majoro	14.8	20.1	20.6	20.9	18.2	18.1	15.4	16.3	18.2	20.9	23.7	22.9	21.4
Angostura	15.1	19.7	17.7	17.6	17.9	17.4	17.2	17.6	19.3	19.5	21.8	22.1	20.3
Caylloma	15.1	20.1	17.7	17.2	17.5	17.1	17.2	17.9	19.6	19.1	21.8	22.1	21.1
Salcedo	15.3	19.7	18.4	18.4	18.5	17.4	16.6	17.6	19.1	19.8	22.2	22.9	20.3
Huraya-Moho	15.3	18.9	16.9	18.1	19.1	17.4	17.4	18.5	20.1	20.5	21.1	21.7	19.1
Pane	15.4	18.1	16.9	16.5	16.8	15.6	16.6	16.7	17.4	17.4	18.8	20.6	19.1
Sibayo	15.4	19.3	16.9	16.9	17.8	17.3	17.1	17.6	18.1	18.8	21.1	21.4	19.9
Cuenca Rlo Verde	15.4	19.7	17.3	18.1	18.5	17.6	17.4	17.9	19.3	19.5	21.4	21.3	19.9
Lagunillas	15.5	20.4	18.8	18.4	18.1	16.8	16.3	17.6	19.9	20.1	22.6	23.1	20.7
Capachica	15.6	19.7	19.6	18.7	19.1	17.6	17.4	18.1	19.6	20.8	22.2	22.6	20.3
Imata	15.8	18.9	17.3	17.2	17.8	17.3	17.1	18.1	19.2	19.1	21.1	21.4	19.9
Puno	15.8	20.5	18.8	19.1	19.1	17.9	17.2	18.1	20.2	20.8	23.1	23.8	20.4
El Frayle	16.1	19.4	15.8	16.1	16.4	17.1	16.8	17.3	18.8	20.4	21.8	21.4	20.4
July	16.2	19.8	17.3	16.1	18.9	18.4	17.2	17.9	17.9	19.7	21.8	21.8	19.2
Pampa de Majes	16.3	23.7	21.5	21.9	20.5	18.8	17.5	19.3	20.9	22.4	25.3	26.3	24.9
La Salle	16.4	22.1	19.2	20.1	19.2	18.8	17.1	18.4	20.3	21.4	23.7	25.4	23.7
Characato	16.4	22.1	19.2	20.1	19.8	18.8	17.3	18.7	20.3	22.1	24.9	25.4	23.7
Desaguadero	16.6	20.6	20.1	20.1	19.9	17.7	16.8	17.3	19.4	19.7	22.2	21.8	20.4
Haciendita	17.0	23.1	20.1	21.3	19.2	15.8	14.6	14.2	16.2	17.2	21.9	23.1	20.1
Pampa Blanca	17.1	19.1	17.1	18.7	17.2	13.2	11.2	12.3	12.3	11.8	15.9	17.5	18.4
Moquegua	17.2	27.6	18.7	21.2	21.3	18.5	17.7	18.1	20.7	23.4	25.3	26.4	26.2
Punta de Coles	17.6	24.1	22.9	23.8	18.7	14.9	11.7	10.8	13.2	12.3	16.5	22.9	22.6
Calana	17.9	23.2	22.3	20.6	18.4	15.6	14.5	14.8	16.9	19.1	23.1	23.2	23.1

**b) Valores medios de irradiación solar sobre suelo horizontal en el territorio del Perú
(En Megajouls)**

ANEXO C

HORAS EQUIVALENTES DE SOL (ESH) Y ZONAS DE RADIACIÓN EN EL PERÚ

Zona I	ESH Hs sol/día
Dpto. de Lima: Franja costera de 15 km Dpto. de Ica: Franja costera de 15 km en las provincias de Chincha y Pisco	2,8
Zona II	ESH Hs sol/día
Dpto. de Tumbes: Franja costera de 10 Km Dpto. de Piura: Franja costera de 10 Km en el norte extendiéndose hacia el Sur hasta Cabo Blanco Dpto. de Ica: Franja costera de 15 Km en las provincias de Ica y Nazca disminuyendo a 10 Km. Hacia el sur Dpto. de Arequipa: Franja costera de 10 Km Dpto de Tacna: Franja costera de 10 Km	3,3
Zona III	ESH Hs sol/día
Dpto. de La Libertad: Provincias costeras de Chepén, Pacasmayo, Ascope y Trujillo. Dpto. de Ancash: Franja costera hasta los 500 msnm. Dpto. de Lima: Franja longitudinal entre los 200 y 500 msnm. Dpto. de Ica: Franja longitudinal adyacente a la franja costera de la zona I y hasta los 500 msnm. No comprende los valles de Ica y Nazca	3,8
Zona IV	ESH Hs sol/día
Dpto. de Tumbes: Todo el Dpto. excepto la franja costera de la zona II Dpto. de Piura: Provincias de Piura, Morropón, Sullana, Paita y Talara excepto la franja costera de la zona II, y el tercio occidental de la Prov. de Ayabaca Dpto. de Lambayeque: Todo el Dpto. excepto el tercio oriental de la prov. de Ferreñafe Dpto. de Cajamarca: Mitad occidental de las provincias de San Miguel y Contumazá. Dpto. de La Libertad: Provincias de Otuzco y Santiago de Chuco, excepto las cuencas de los ríos Angasmarca y Pijobamba. Dpto. de Ancash: Franja longitudinal arriba de los 500 msnm. Hasta las cumbres de la cordillera negra y la divisoria de aguas al Sur. Dpto. de Lima: Franja longitudinal arriba de los 500 msnm Y hasta la divisoria de aguas. Dpto. de Ica: Franja longitudinal arriba de los 500 msnm y hasta la divisoria de aguas. Comprende los valles de Ica y Nazca Dpto. de Arequipa: Franja longitudinal de 30 Km. adyacente a la franja costera de la zona II. Comprende el valle de Majes Dpto. de Moquegua: Franja longitudinal de 30 Km. adyacente a la franja costera de la zona II Dpto de Tacna: Franja longitudinal de 30 a 40 Km. adyacente a la franja costera de la zona II.	4,7

Zona V	ESH Hs sol/día
<p>Dpto. de Piura: Provincia de Huancabamba y los dos tercios orientales de la prov. de Ayabaca</p> <p>Dpto. de Lambayeque: El tercio oriental de la prov. de Ferreñafe</p> <p>Dpto. de Cajamarca: Todo el Dpto. excepto la prov. de San Ignacio y la mitad occidental de las provincias de Jaen, San Miguel y Contumazá.</p> <p>Dpto. de La Libertad: Provincias de Sánchez Carrión, Bolivar y Pataz Cuencas de los ríos Angasmarca y Pijobamba en la prov. de Stgo. de Chuco.</p> <p>Dpto. de Ancash: Todo el Dpto. excepto las vertientes occidentales de la cordillera negra, la cuenca del río Fortaleza y la prov. de Bolognesi en su mitad oriental.</p> <p>Dpto. de Huànuco: Cuenca del río Marañón en las provincias de Marañón, Huacaybamba, Huamalíes y Dos de Mayo</p> <p>Dpto. de Pasco: Provincia de Daniel Carrión y la cuenca del Lago Junín</p>	5,0
Zona VI	ESH Hs sol/día
<p>Dpto. de Junín: Provincias de Junín, Yauli, Tarma, Jauja, Concepción y Huancayo.</p> <p>Dpto. de Huancavelica: 100%</p> <p>Dpto. de Ayacucho: Todo el Dpto. excepto la cuenca del río Apurímac y las vertientes occidentales de las provincias de Lucanas y Parinacochas.</p> <p>Dpto. de Apurímac: 100%</p> <p>Dpto. del Cuzco: Provincias de Anta, Cuzco, Paruro, Acomayo, Canchis, Canas, Chumbivilcas.</p> <p>Dpto. de Puno: Provincia de Melgar, la mitad norte de la provincia de Azángaro y el tercio sur de las provincias de Carabaya y Sandía</p>	5,2
Zona VII	ESH Hs sol/día
<p>Dpto. de Ayacucho: Las vertientes occidentales de las provincias de Lucanas y Parinacochas.</p> <p>Dpto. de Arequipa: Provincias de La Unión y Condesuyos, prov. De Castilla excepto el valle de Majes, prov de Caylloma excepto las pampas de Majes, el tercio altiplánico de la prov. de Arequipa y una franja occidental de 10 Km. como transición entre las zonas IV y VIII</p> <p>Dpto. del Cuzco: Provincia de Espinar</p> <p>Dpto. de Puno: La mitad sur de la prov. de Azángaro y las provincias de Lampa, Huancané, San Román, Puno, Chucuito y Yunguyo</p> <p>Dpto. de Moquegua: Franja occidental de 10 Km. como transición entre las zonas IV y VIII</p> <p>Dpto. de Tacna: Franja occidental de 10 Km como transición entre las zonas IV y VIII</p>	5,5

Zona VIII	ESH Hs sol/día
<p>Dpto. de Arequipa: Prov. de Arequipa en sus dos tercios occidentales, las Pampas de Majes, Sihuas y la Joya</p> <p>Dpto. de Moquegua: Provincias Gral. Sánchez Cerro y Mariscal Nieto 6,0 excepto las franjas occidentales de las zonas IV y VII</p> <p>Dpto. de Tacna: Todo el Dpto. excepto las franjas occidentales de las zonas II, IV y VII</p>	6,0
Zona IX	ESH Hs sol/día
<p>Dpto. de Cajamarca: Prov. de San Ignacio y la mitad oriental de la provincia de Jaén.</p> <p>Dpto. de Amazonas: Todo el Dpto. excepto la prov. de Condorcanqui en el lado norte del río Marañón</p> <p>Dpto. de San Martín: Todo el Dpto. excepto el tercio oriental de la prov. de Lamas y los dos tercios orientales de la provincia de San Martín.</p> <p>Dpto. de Ucayali: Provincia del Padre Abad.</p> <p>Dpto. de Huánuco: Cuenca del río Huallaga en las provincias de Marañón, Huacaybamba y Huamalíes. Provincias de Leoncio Prado, Huánuco, Pachitea y Ambo. La prov. de Puerto Inca excepto el tercio norte.</p> <p>Dpto. de Pasco: Provincia de Oxapampa y la prov. de Cerro de Pasco excepto la cuenca del Lago Junín</p> <p>Dpto. de Junín: Provincias de Chanchamayo y Satipo.</p> <p>Dpto. de Ayacucho: Cuenca del río Apurímac.</p> <p>Dpto. del Cuzco: Los dos tercios occidentales de la provincia de la Convención, y las provincias de Urubamba, Calca, Paucartambo y Quispicanchis</p> <p>Dpto. de Puno: Provincias de Carabaya y Sandía en sus dos tercios al Norte</p>	4,6
Zona X	ESH Hs sol/día
<p>Dpto. de Amazonas: La prov. de Condorcanqui en el lado Norte del río Marañón</p> <p>Dpto. de Loreto: 100%</p> <p>Dpto. de San Martín: El tercio oriental de la prov. de Lamas y los dos tercios orientales de la prov. De San Martín.</p> <p>Dpto. de Huánuco: Solo el tercio norte de la prov. de Puerto Inca.</p> <p>Dpto. de Ucayali: Todo el Dpto. excepto la prov. del Padre Abad.</p> <p>Dpto. del Cuzco: El tercio oriental de la prov. de La Convención.</p> <p>Dpto. de Madre de Dios: 100%</p>	4,2

ANEXO D

INSTALACIONES DE SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO EN EL PERU

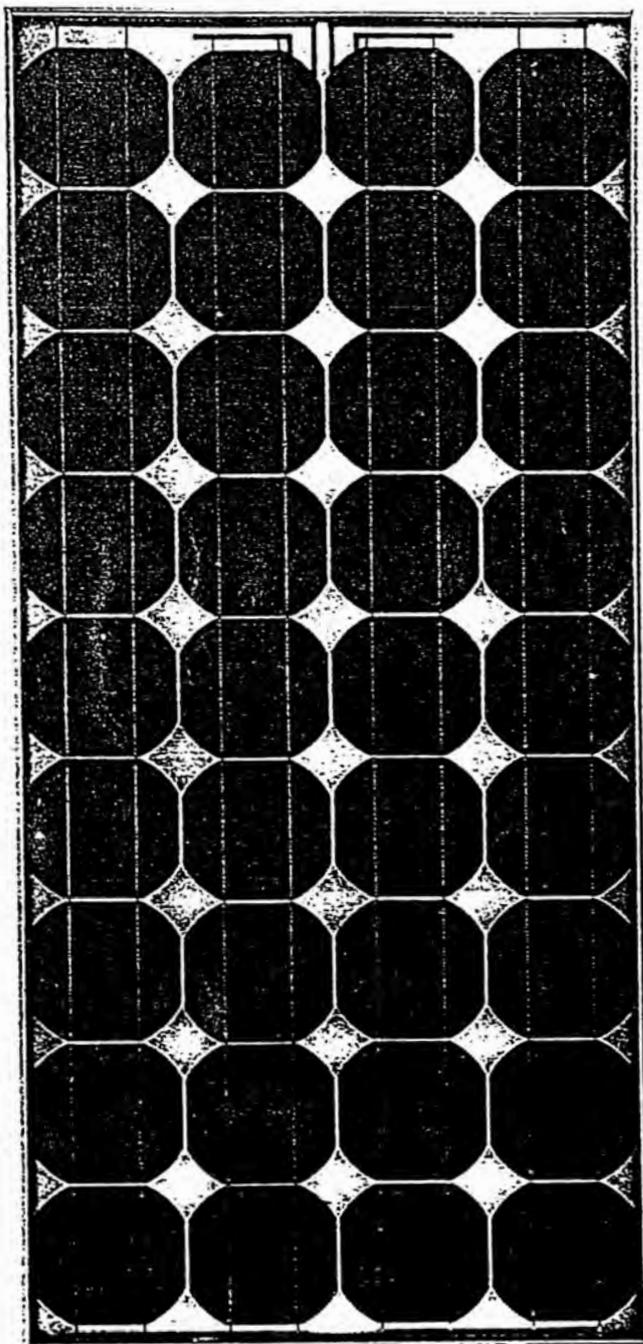
**INSTALACIONES DE SISTEMAS
DE BOMBEO FOTOVOLTAICO
EN EL PERÚ**

DPTO.	LOCALIDAD	CAUDAL m³ x día	Ht (m)	Pot (Wp)	CONVERTIDOR	BOMBA	Wp/m⁴
Puno	Taquile	2	20	100	Si	1 sumergible	2.5
	Suasi	10	54	900	Si	1 sumergible	1.7
	13 comunidades	3	18	150	Si	1 sumergible	2.8
Piura	La mariposa	2	33	1200	Si	1 sumergible	1.8
	San Juan	15	12	500	---	1 sumergible	2.8
	Tienda	6	42	400	Si	1 sumergible	1.6
	Causal	10	85	1600	Si	1 sumergible	1.9
	Pte. Internacional	12	45	1080	Si	1 sumergible	2.0
	Sta. Victoria	30	30	1450	Si	1 sumergible	1.6
Lambayeque	La tienda	2	15	100	Si	1 sumergible	3.3
Cuzco	Nuevo Mundo	15.5	26	1000	Si	1 sumergible	2.5

ANEXO E

EQUIPOS DE BOMBEO SOLAR Y ACCESORIOS

Módulo solar SP75/SP70



Cuando se refiere a confiabilidad y generación de electricidad proveniente de la luz solar acorde con la conservación del medio ambiente, los módulos solares Siemens Solar proveen la perfecta solución. Fabricados de acuerdo a los más estrictos controles de calidad y diseños para soportar los ambientes y condiciones más severas, estos se caracterizan por tener una larga vida útil. Los módulos Siemens Solar están cubiertos con una garantía limitada de 25 años en potencia de salida. Esta es una garantía de generación de potencia solar sin problemas.

Tecnología PowerMax®

Siemens es la propietaria de la tecnología PowerMax®, la cual optimiza la producción de energía de las celdas individuales y de los módulos solares para todo tipo de ambientes y condiciones. PowerMax® es un proceso de optimización el cual incluye una técnica especial de refinación para los lingotes de silicio, y un cuarto esterilizado para la producción de semiconductores para el proceso de optimización en varias fases llamado TOPS™ (Texture Optimized Pyramidal Surface). El proceso TOPS incorpora la formación de superficies con textura piramidal en las celdas solares. Estas pirámides son luego tratadas con óxidos especiales para pasivar la superficie de las celdas. Una capa anti-reflectiva es añadida para poder optimizar las propiedades ópticas y obtener una máxima absorción de fotones de luz directa o indirecta, la cual es común bajo condiciones ambientales nubladas. Esto da como resultado una alta absorción de luz especialmente alta, inclusive a muy bajos niveles de luz. Las celdas Siemens PowerMax® suministran el máximo de energía a través del día.

Certificaciones

Las siguientes certificaciones y aprobaciones confirman la alta calidad del SP75/SP70 de Siemens

- ESTI-IEC 1215/CEC503
- UL-Listing 1703
- TÜV safety class II
- JPL Specification No. 5101-161
- CE Mark
- FM Certification

Módulo solar SP75 / SP70

- Potencia
- SP75 : **75W**
- SP70 : **70W**
- Voltaje seleccionable: 12V o 6V
- Celdas monocristalinas individuales PowerMax® para máximos rendimientos de potencia
- Aplicaciones de cualquier rango universal
- 25 años de garantía limitada de rendimiento

Diseño de módulo de forma inteligente

La línea y seis celdas PowerMax componen el corazón del módulo. Estas celdas son altamente eficientes ofreciendo la máxima potencia posible aun a muy bajos niveles de luz. Otras características únicas incluyen el vidrio frontal que está reforzado permitiendo la total penetración de la luz y a su vez protegiendo el panel solar en condiciones adversas como granizada, hielo y tempestad. La celdas solares están laminadas entre el vidrio frontal y la parte posterior con plástico EVA (acetato de vinil etileno). Este proceso protege las celdas contra la humedad y así aseguran su aislamiento eléctrico. El módulo viene provisto de un marco de aluminio anodizado resistente a la tracción el cual garantiza una alta estabilidad mecánica. Por lo tanto, el módulo está apto para recibir vientos extremos y cargas de nieve. Dos diodos bypass limitan la pérdida de potencia en casos de sombreado parcial.

Fácil instalación

El liviano marco de aluminio anodizado incluye perforaciones efectuadas en fábrica para fácil instalación. La caja de conexión PowerMax[®] estandarizada incluye cuatro tomas para alojar tubería conduit o cableado. Esta diseñada para instalación en campo libre de problemas y con protección para el medio ambiente.

Conmutable 12V / 6V

Los módulos pueden funcionar con 6 V o con 12 V. En la configuración de fábrica, estos están ajustados a 12 V. La conmutación a 6 V se efectúa cambiando simplemente los cables en las cajas de conexión.

Alta calidad

Siemens Solar ha establecido altos estándares de calidad y como resultado nuestras plantas principales de producción están certificadas con la norma ISO 9001. Constantes revisiones garantizan la uniformidad y la alta calidad. Cada módulo que sale de la producción está sujeto a inspecciones visuales detalladas de la misma forma que se efectúan pruebas eléctricas y mecánicas.

Garantía

La alta calidad de los módulos da como resultado una larga vida de servicio. El SP75/SP70 está cubierto por 25 años de garantía limitada de Siemens Solar en potencia de rendimiento.

Módulo solar SP75/SP70 (denominación antigua: Pro4 JF)

Valores característicos eléctricos		SP75 (6 V / 12 V)	SP70 (6 V / 12 V)
Potencia nominal máxima P_{max} [W_p] ¹⁾		75	70
Potencia mínima P_{min} [W_p] ¹⁾		70	65
Corriente nominal J_{MPP} [A]		8,8 / 4,4	8,5 / 4,25
Tensión nominal V_{MPP} [V]		8,5 / 17,0	8,25 / 16,5
Corriente de cortocircuito I_{sc} [A]		9,6 / 4,8	9,4 / 4,7
Tensión de circuito abierto V_{oc} [V]		10,9 / 21,7	10,7 / 21,4
Valores característicos térmicos			
NOCT ²⁾ [°C]		45 ± 2	
Coefficiente de temp. de la corriente de cortocircuito		+4 x 10 ⁻³ /K	
Coefficiente de temp. de la tensión de circuito abierto		-3,4 x 10 ⁻³ /K	
Valores límite/calificaciones			
Temperatura máxima admisible del módulo [°C]		-40 a +85	
Temperatura ambiente máxima admisible			
Módulo bajo irradiación del sol [°C]		-40 a +50	
Módulo sufriendo temp. de almacenamiento [°C]		-40 a +85	
Tensión del sistema máxima admisible [V]		1000 (600 V según UL-listing 17C3)	
Presión superficial [N/m^2]		2400	
Torsión máxima ³⁾ [°]		1,2	
Humedad a 35 °C [%]		85 relativa	
Granizo [mm]		Ø 25	
[m/s]		v = 23	
[kg]		3,6	

¹⁾ W_p (Watt peak) = Rendimiento máximo bajo condiciones de prueba estándar:

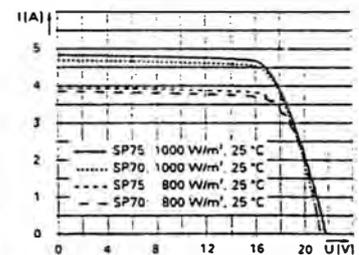
Aire Masa AM = 1,5
Irradiación E = 1000 W/m²
Temperatura de la célula $T_c = 25$ °C

²⁾ Temperatura normal de funcionamiento de las células para:

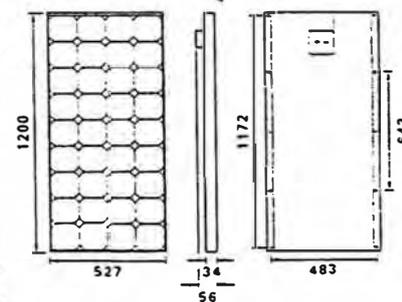
Irradiación E = 800 W/m²
Temperatura ambiente $T_A = 20$ °C
Velocidad del viento $v_w = 1$ m/s

³⁾ Desprendimiento diagonal de la superficie del módulo

Línea característica de corriente-tensión (Modo de operación 12 V)



Dimensiones del módulo

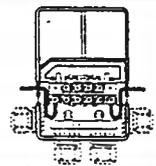


Diámetro del orificio 6,6 mm
Dimensiones del orificio en función del centro del orificio

Caja de conexión POWERMAX[®]-J

Diámetro de cable máximo: 4 mm²

Tipo de protección: IP44



Su distribuidor especializado en energía fotovoltaica de Siemens Solar



Los módulos Siemens son recubridores

Siemens Solar GmbH
Una empresa común de
Siemens AG y Bayernwerk AG
Postfach 46 07 05
D-80915 München
Germany

Siemens Solar Industries
PO Box 6032
Camarillo, CA 93011
United States of America
Web Site: www.solarpv.com
E-mail: sunpower@solarov.com
Tel: 805-482-6800
Fax: 805-388-6395

Estado 10/96 - Reservada la posibilidad de modificaciones

Siemens SHOWA Solar Pte. Ltd.
Blk. 164 Kallang Way
#05-14/15 Kallang Ayer Industrial Park
Singapore 349248
Singapore
Tel: 65-842-3886
Fax: 65-842-3887

BOMBAS SUMERGIBLES CC DE LA SERIE SDS

La serie de bombas sumergibles SOLARJACK SDS, son altamente eficientes, de bajo voltaje, impulsadas con corriente directa (CC), con un motor tipo diafragma de desplazamiento positivo, diseñadas específicamente para distribuir agua en lugares remotos.

Ellas funcionan entre los 12 y 30 voltios de corriente directa, que puede ser suplida de una gran variedad de fuentes de energía independiente incluyendo paneles solares, generadores de viento, baterías o cualquier combinación de los tres. Los requisitos de energía pueden ser tan pequeños como 35 vatios.

Construida en bronce de grado marino y acero inoxidable 304, estas bombas sumergibles son las de mas alta calidad en su clase.



SERIE D - DOBLE

3.8" (96 MM) OD, 10.75" (273mm) de largo, 14 LBS. (6.4 KG)

Apropiada para instalarse dentro de un diámetro de 4" (100 mm) y pozos mas profundos.

Con una velocidad de flujo hasta 2 GPM (7.5 LPM), y levante hasta 230 pies (70.1 metros)

(Ver tabla en el respaldo)

SERIE Q-CUADRANGULAR

4.3" (109 mm) OD, 12.25" (311 mm) de largo, 16.5 lbs. (7.5kg)

Apropiada para instalarse dentro de un diámetro de 4.5" (114 mm) y pozos mas profundos.

Con una velocidad de flujo hasta 3.7 GPM (14 LPM), y levante hasta 100 pies (30 metros)

(Ver tabla en el respaldo)



La serie de bombas Sumergibles Solarjack SDS pueden ser instaladas bajo el nivel de agua en estanques, ríos o cisterno, o ser instaladas a mano dentro de un pozo de agua subterráneo. Pueden ser usadas para llenar un tanque de agua abierto o en un sistema de distribución de agua a presión.

La sencillez, esta característica es la clave de las bombas serie SDS. Son fáciles de instalar, requieren mínimo mantenimiento y son completamente reparables.

La serie de bombas sumergibles Solarjack SDS, son diseñadas para usarse en sistemas independientes de suministro de agua. Son libres de contaminación, corrosión, autolubricadas y silenciosas. Es la forma ideal para suministrar agua a casas remotas, campamentos, ganado y pequeñas granjas, así como muchas otras necesidades que estan retiradas de la red de energía comercial.

*Un Sistema de Energía Independiente
Para Bombear Agua*

DUPLEX SDS-D-128

PIES	METROS	RANGO DE FLUIDO		CORRIENTE	6 Horas con una Estructura Fija		18 Horas con un Reservador		10 Horas con un Reservador	
		GPM	LPM		GPD	LPD	GPD	LPD	GPD	LPD
0	0.0	2.05	7.76	1.63	738	2793	984	3724	1230	4656
10	3.0	1.97	7.46	1.75	709	2684	946	3579	1182	4474
20	6.1	1.90	7.19	1.87	684	2589	912	3452	1140	4315
30	9.1	1.83	6.93	1.99	659	2494	878	3325	1098	4156
40	12.2	1.78	6.74	2.12	641	2425	854	3234	1068	4042
50	15.2	1.73	6.55	2.24	632	2357	830	3143	1038	3929
60	18.3	1.69	6.40	2.37	608	2303	811	3070	1014	3838
70	21.3	1.65	6.25	2.51	594	2248	792	2998	990	3747
80	24.4	1.62	6.13	2.64	583	2207	778	2943	972	3679
90	27.4	1.60	6.06	2.78	576	2180	768	2907	960	3634
100	30.5	1.58	5.98	2.92	569	2153	758	2871	948	3588
110	33.5	1.57	5.94	3.05	565	2139	754	2852	942	3565
115	35.1	1.55	5.87	3.10	558	2112	744	2816	930	3250

DUPLEX SDS-D-228

PIES	METROS	RANGO DE FLUIDO		CORRIENTE	6 Horas con una Estructura Fija		18 Horas con un Reservador		10 Horas con un Reservador	
		GPM	LPM		GPD	LPD	GPD	LPD	GPD	LPD
0	0.0	1.37	5.19	1.17	493	1867	658	2489	822	3111
20	6.1	1.27	4.81	1.31	457	1731	610	2307	762	2884
40	12.2	1.19	4.50	1.48	428	1621	571	2162	714	2702
60	18.3	1.13	4.28	1.65	407	1540	542	2053	678	2566
80	24.4	1.08	4.09	1.82	389	1472	518	1962	648	2453
100	30.5	1.03	3.90	2.00	371	1403	494	1871	618	2339
120	36.6	0.99	3.75	2.16	356	1349	475	1799	594	2248
140	42.7	0.95	3.60	2.33	342	1294	456	1726	570	2157
160	48.8	0.92	3.48	2.50	331	1254	442	1671	552	2089
180	54.9	0.88	3.33	2.68	317	1199	422	1599	528	1998
200	61.0	0.86	3.26	2.85	310	1172	413	1562	516	1953
220	67.1	0.83	3.14	3.00	299	1131	398	1508	498	1885
230	70.1	0.82	3.10	3.10	295	1117	394	1490	492	1862

QUAD SDS-Q-128

PIES	METROS	RANGO DE FLUIDO		CORRIENTE	6 Horas con una Estructura Fija		18 Horas con un Reservador		10 Horas con un Reservador	
		GPM	LPM		GPD	LPD	GPD	LPD	GPD	LPD
0	0.0	3.70	14.00	1.6	1332	5042	1776	6722	2220	8403
10	3.0	3.55	13.44	1.68	1278	4837	1704	6450	2130	8062
20	6.1	3.40	12.87	1.95	1224	4633	1632	6177	2040	7721
30	9.1	3.28	12.41	2.15	1181	4469	1574	5959	1968	7449
40	12.2	3.16	11.96	2.35	1138	4306	1517	5741	1896	7176
50	15.2	3.08	11.66	2.59	1109	4197	1478	5596	1848	6995
60	18.3	3.00	11.36	2.85	1080	4088	1440	5450	1800	6813
70	21.3	2.90	10.98	3.11	1044	3952	1392	5269	1740	6586

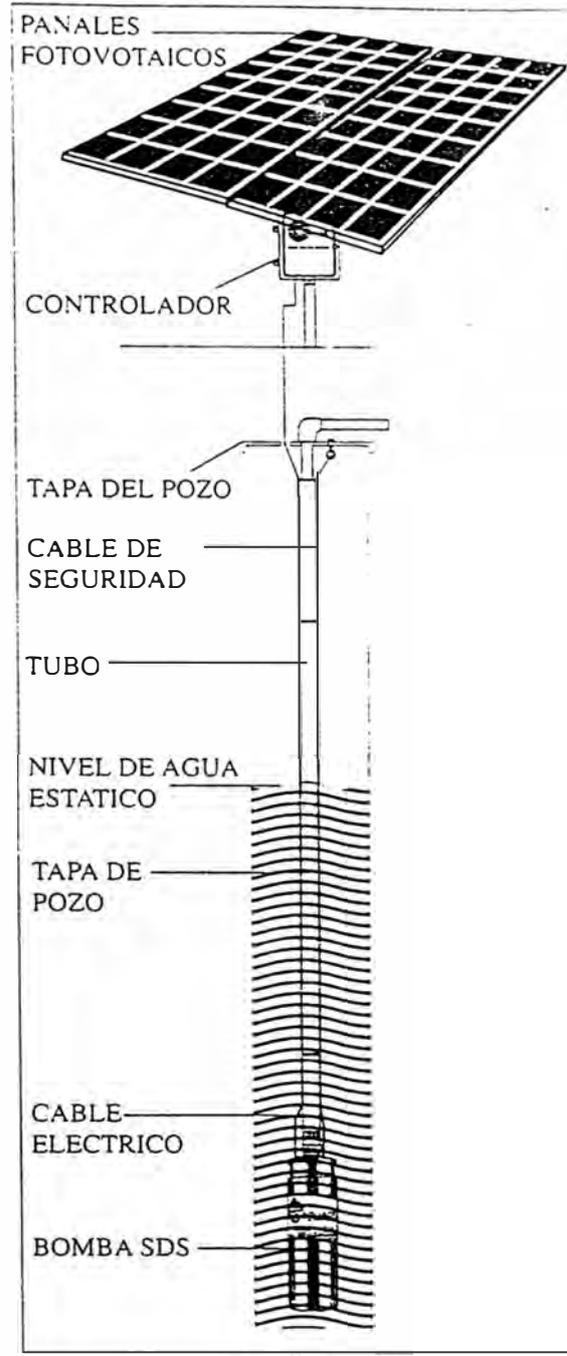
GPM = U.S. GALONES POR MINUTO
GPD = U.S. GALONES POR DIA

LPM = LITROS POR MINUTO
LPD = LITROS POR DIA

RECOMENDACION MINIMA PARA LOS TAMAÑOS DE LOS MODULOS SOLARES
Areas sin sombras con dos modulos de 48 o 53 vatios alambrados en serie

Nota: Los rendimientos varían según la insolación del sol en la área, también en la corriente de los modulos solares y en el voltaje del sistema.
Usando como fuente de poder los modulos solares esta basado esta tabla.
Para un alambrado de un modulo con bateria de 12 vatios, o sistemas híbridos contacte a su distribuidor siguiente.

Areas con sombras con dos modulos solares de 60 o 70 vatios alambrados en serie
Areas con sombras con dos modulos solares de 70 o 80 vatios alambrados en serie



PHOTOCOMM, INC.
La Compañía de Energía sin Cables

P.O. Box 14230 Phone: 1.602.951.6330
Scottsdale, Arizona Fax: 1.602.951.6329
85267-4230 USA Toll Free: 1.800.544.6466

E-Mail: solar@goodnet.com
Web Site: www.photocomm.com





Sumergibles

Modelo:
SOLAR 400 / SOLAR 1500

Electrobombas sumergibles accionadas por energía solar

APLICACIONES:

Suministro de agua y riego en áreas donde no existe suministro de energía eléctrica.

DATOS TÉCNICOS:

Caudal: hasta 180 m³/día

Altura: hasta 200 m

Temperatura del líquido: hasta 40°C

CONSTRUCCIÓN:

El sistema de bombeo consiste en:

- Panel solar: los módulos fotovoltaicos se conectan en serie y en paralelo para formar un panel solar completo, con una tensión nominal de salida adecuada para alimentar el conjunto motor, bomba e inversor.

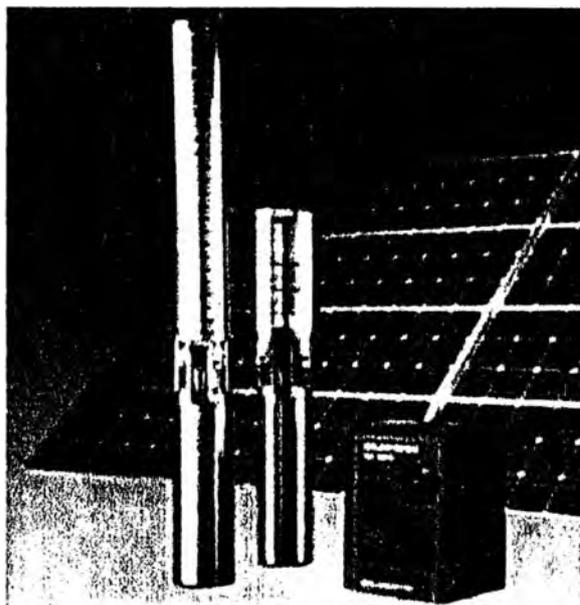
La intensidad de salida varía con la irradiación solar captada por el panel.

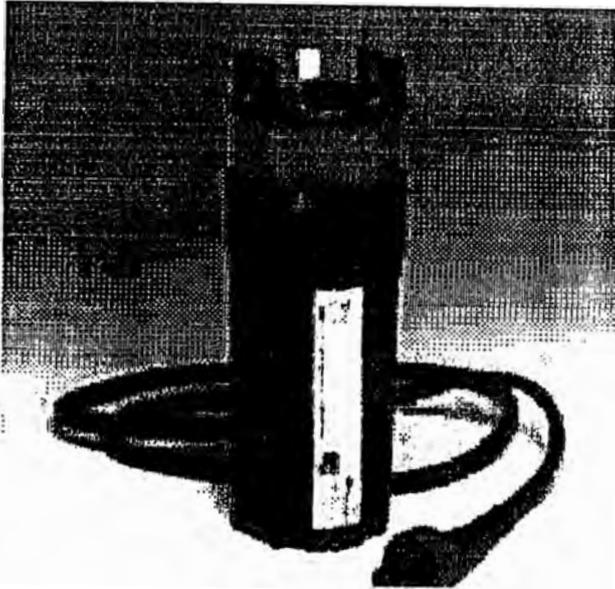
- Bomba sumergible centrífuga multicelular con impulsores radiales y válvula de retención incorporada. La bomba es totalmente de acero inoxidable AISI 304.

- Motor sumergible GRUNDFOS tipo MS 402 de 2 polos, construido en acero inoxidable AISI 304.

Rotor en baño líquido no contaminante.

- Inversor: convierte la corriente continua procedente del panel solar en corriente alterna trifásica, con frecuencia variable para la alimentación del motor sumergibles. La tensión de salida y la frecuencia varían constantemente en función de la irradiación. La construcción y el funcionamiento del inversor GRUNDFOS son tales que el aprovechamiento de la corriente continua, producida por el panel solar, resulta máximo.





► BOMBA SHURFLO A 12/24 Volt C.C.

Bomba de excelentes prestaciones pensada para funcionar en aplicaciones de energía solar fotovoltaica desde 12 hasta 24 Volt C.C., con posibilidad de funcionar con baterías o directamente de paneles solares mediante la utilización de un 'BOOSTER' (optimizador).

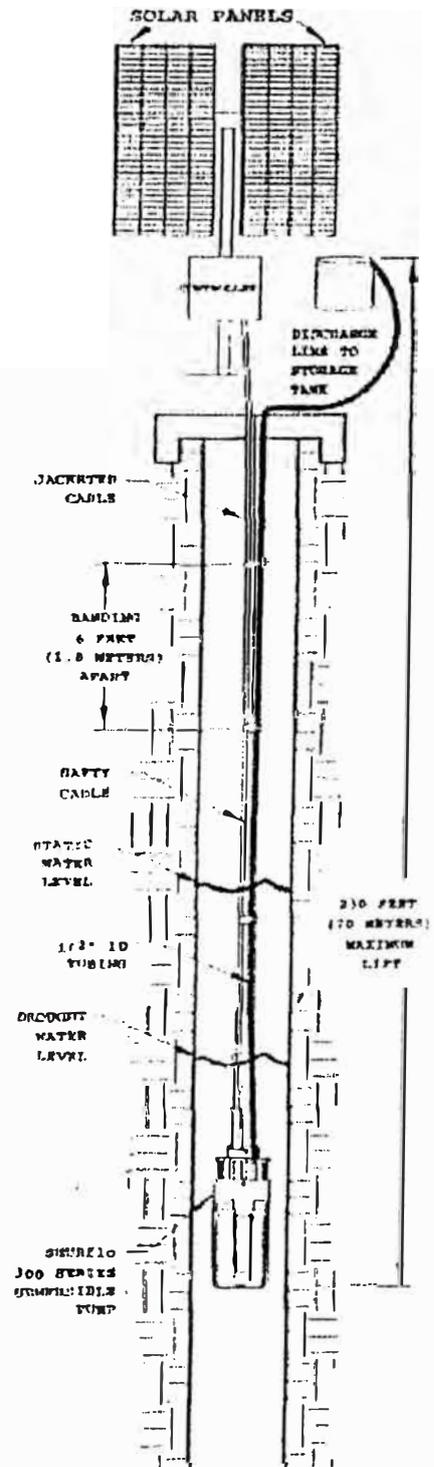


BOOSTER

- 12/24 Volts
- Proteje la bomba.
- Aumenta en un 30% el caudal
- Sonda de activacion ON/OFF

BOMBA

- Diámetro: 3,75"
- Caudal máx. 7,38 l/min
- Sumergible: 30 m máx.
- Subida de agua: 70 m máx.
- Bomba tipo: diafragma de 3 cámaras con desplazamiento positivo
- Salida: tubo rebaba 1/2"
- Carcasa en acero y policarbonato
- Facil instalación
- Consumo: 120 Watts (4,1 Amp. máx.)
- Peso: 2,72 Kg.
- Dimensiones: 95 x 305 mm.



- Todos los modelos incorporan un circuito electrónico de detección automática de carga, que reduce la tensión de salida (y por tanto el consumo en vacío) cuando no detecta ninguna carga conectada.
- La caja está construida en acero inoxidable y aluminio anodizado.
- Existen dos versiones que difieren en la rotulación: una está pensada para colocar el inversor sobre una superficie horizontal (estante) y la otra para cuando se fija a una vertical (pared). La fotografía corresponde a esta última versión. Bajo pedido, los modelos de 1.500, 2.000 y 3.000 Watios pueden funcionar también como cargadores de batería, e incorporan un dispositivo de selección automática de la fuente de corriente alterna..

Modo Cargador (válido sólo para los modelos reversibles)

Los inversores reversibles incorporan un circuito de carga controlado por un microprocesador de altas prestaciones, que controla en todo momento la carga de las baterías.

Cuando el equipo recibe corriente alterna por el cable marcado con "ENTRADA 230 V", conmuta automáticamente al modo cargador: inhibe el inversor (deja de generar corriente) y conecta la salida directamente a la entrada, con lo que todo el consumo se hace del generador (o de la red).

A la vez comienza un ciclo de carga de las baterías, indicando en el frontal la corriente suministrada a la batería (en porcentaje sobre el máximo) y el estado de carga. Tras completar la carga, el cargador permanece suministrando un 25% de corriente para el mantenimiento de la batería. Pasado cierto tiempo en este estado, puede iniciar automáticamente nuevos ciclos de carga si la batería baja a una tensión de 13 V (si la batería es de 12 V) ó 26 V (si es de 24 V).

Cuando se bascula el interruptor de ecualización, el ciclo de carga es diferente. La carga pasa de 0 al 100% igual que en el ciclo normal, pero se mantiene en ese estado hasta que se apaga el aparato, desaparecen los 230 Voltios de entrada o transcurren 8 horas desde la activación de la ecualización. Esta opción debe utilizarse tras una descarga fuerte de la batería y una vez cada dos o tres meses, para igualar los vasos que la componen. En este estado los indicadores de carga del frontal parpadean para indicar que el cargador está igualando la batería.

La potencia máxima de bypass viene dada por el interruptor térmico de salida, que se encuentra en la parte posterior del aparato, junto al cable de salida. Si se apaga el aparato se corta la salida y deja de cargar, aunque haya entrada de 230 Voltios.

Funcionamientos de Inversores de Onda Senoidal Modificada SM

Los inversores de onda senoidal modificada SOLÉNER cubren prácticamente todas las necesidades de las instalaciones domésticas y semiprofesionales. Son equipos muy resistentes, de alta fiabilidad y elevado rendimiento, que garantizan un funcionamiento sin problemas si se respetan sus especificaciones técnicas.

	SM-250	SM-700	SM-1500	SM-2000	SM-3000
Tensión nominal	12/24Vdc	12/24Vdc	12/24Vdc	12/24Vdc	24Vdc
Rango de tensión de entrada	según pedido				
Frecuencia	50Hz	50Hz	50Hz	50Hz	50Hz
Regulación de frecuencia	0,1%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Potencia (30 minutos) *	400W	1000W	2000W	2500W	3300W
Potencia (continua) *	250W	700W	1500W	2000W	2800W
Tensión de salida (RMS)	230Vac	230Vac	230Vac	230Vac	230Vac
Regulación de tensión	5%	5%	5%	5%	5%
Potencia pico (resistiva) *	1000W	1500W	2500W	3000W	4000W
Potencia pico (motores) *	1/6 C.V.	1/4 C.V.	1/3 C.V.	1/2 C.V.	3/4 C.V.
Rendimiento a la potencia nominal	83%	87%	90%	91,3%	93%
Rendimiento máximo	88%	92%	95,6%	96,6%	97%
Consumo en vacío	60mA	70mA	80mA	100mA	100mA
Dimensiones (mm)	250/220/80	240/220/150	405/280/215	405/280/215	405/280/215
Peso (kg)	4,5	7,8	20	25	24

Especificaciones técnicas de la serie SM

- Están protegidos contra cortocircuito, sobrecarga electrónica, sobrecarga térmica, batería alta y batería baja.