TESIS
ID 993
R55

UNIVERSIDAD CATOLICA ANDRES BELLO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA INDUSTRIAL

ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO PARA LA INSTALACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO EN VIVIENDAS UNIFAMILIARES UBICADAS EN ZONAS RURALES

Este Jurado; una vez realizado el examen del presente trabajo ha evaluado su contenido con el resultado: MERITORIO.

JURADO EXAMINADOR

Firma:	Firma:	Firma:
Nombre: AURELIO WECHE K	Nombre: JORGE E JAIME	Nombre: CARLOS E. LINARES F.

REALIZADO POR RUBEN RIMERIS RUFF

PROFESOR GUIA ING. CARLOS LINARES

FECHA MARZO DE 1993

INDICE

I.- **Introducción** 1

II.- **Marco teórico** 3

2.1- Fuentes primarias para la generación eléctrica 3

2.1.1- Energía Solar 3

2.1.2- Energía Eólica 3

2.1.3- Energía Termoeléctrica 4

2.1.4- Energía Geotérmica 4

2.1.5- Energía de las mareas 4

2.1.6- Energía del Agua 5

2.1.7- Energía Nuclear 6

2.2- Origen de los Sistemas Fotovoltaicos 7

2.3- Radiación Solar 8

2.4- Tipos de Conversión directa de luz solar en electricidad 9

2.4.1- Conversión Fotoeléctrica 9

2.4.2- Conversión Termoeléctrica 11

III.- **Sistemas de Distribución Eléctrica en zonas rurales** 13

3.1- Descripción 13

3.2- Características de los sistemas de distribución rurales 14

3.3- Elementos básicos constituyentes de las líneas aéreas de distribución..... 16
3.4- Elementos de Protección en las redes de Distribución aéreas..... 17

IV.- **Sistemas Fotovoltaicos**..... 19
4.1- Curva Básica de Tensión-Corriente (I-V)..... 20
4.2- Efecto del medio ambiente en la potencia de salida..... 23
4.2.1- Efecto de la Intensidad de luz..... 23
4.2.2- Efecto de la Temperatura..... 23
4.3- Combinación de Celdas Solares..... 24
4.4- Máxima potencia durante el día..... 25
4.5- Consideraciones de la Carga..... 26
4.6- Componentes de un Sistema Fotovoltaico..... 27
4.6.1- Módulos..... 27
4.6.2- Baterías..... 28
4.6.2.1- Tasa de Carga y Descarga..... 31
4.6.2.2- Combinando Baterías..... 33
4.6.2.3- Factores que afectan la vida de las baterías..... 34
4.6.2.4- Eficiencia de las baterías..... 36
4.6.3- Regulador de Corriente..... 37
4.6.4- Regulador de Tensión..... 41
4.6.5- Alarma de Tensión..... 41

4.6.6- Inversor..... 42
4.6.7- A.C. vs. D.C..... 44
4.6.8- Diodos para la desviación..... 44
4.6.8.1- La insolación y los diodos de bloqueo..... 46
4.6.9- Estruturas de Soporte..... 47
4.7- Uso de los Sistemas Fotovoltaicos combinados con redes eléctricas..... 48
4.7.1- Aporte selectivo del Sistema Fotovoltaico..... 48
4.7.2- Generador de respaldo..... 49
4.7.3- Servicio ininterrumpido..... 51

V- **Diseño del Sistema Fotovoltaico**..... 54
5.1- Pasos Básicos..... 54
5.2- Hoja de Cálculo para cargas D.C..... 55
5.3- Hoja de Cálculo para cargas A.C..... 56
5.4- Método para el cálculo de la salida de cada módulo..... 57
5.4.1- Diseño de los módulos utilizando las tablas para el " Dimensionamiento de redes Fotovoltaicas "..... 59
5.4.2- Diseño utilizando el método de las " horas pico "..... 60
5.5- Hoja de cálculo para el dimensionamiento de las baterías..... 61

5.6- Diseño del cableado.....63
5.6.1- Hoja de cálculo del cableado.....65
5.7- Mantenimiento del Sistema Fotovoltaico.....65

VI.- **Aplicación y Evaluación de Sistemas**.....68
6.1- Descripción del caso.....68
6.2- Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico.....69
6.2.1- Módulos.....69
6.2.2- Baterías.....73
6.2.2.1- Elección de los días de Autonomía del sistema de baterías.....77
6.2.3- Cableado.....79

VII. **Análisis Técnico**.....84
7.1- Aspectos Operativos.....84
7.2- Aspectos Ambientales.....91
7.3- Aspectos de Mantenimiento.....93
7.4- Conclusiones Generales.....95

VIII.- **Análisis Económico**.....96
8.1- Criterios básicos.....96
8.2- Hoja técnica de costo para la instalación del Sistema Fotovoltaico.....98
8.3- Hoja técnica de costo para la instalación del Servicio Eléctrico.....99

8.4- Desarrollo Numérico..... 101

8.4.1- Alternativa Solar..... 101

8.4.2- Alternativa Eléctrica tradicional..... 102

8.5- Uso de un Generador como respaldo..... 103

8.5.1- Criterios básicos..... 103

8.5.2- Desarrollo Numérico..... 105

8.5.3- Hoja técnica de costo para la instalación de una planta eléctrica de emergencia..... 106

8.6- Conclusiones Generales..... 107

IX.- **Conclusiones**..... 109

X.- **Apéndice**

I.- Lista de Artefactos eléctricos típicos para residencias..... 111

XI.- **Bibliografía**..... 112

INDICE DE GRAFICOS

CAPITULO IV

Fig. 1.- Curva típica I-V

Fig. 2.- Consecuencias en la Curva I-V debido a una baja radiación solar

Fig. 3.- Efecto del aumento de la temperatura en la Curva I-V

Fig. 4.- Celdas combinadas en serie y paralelo

Fig. 5.- Máximo potencial de salida durante el día

Fig. 6.- Diferencia entre la tensión de carga y descarga en baterías comunes

Fig. 7.- Influencia de la batería en la tensión y corriente de la red fotovoltaica

Fig. 8.- Relación entre la potencia máxima de salida y la recibida por las baterías

Fig. 9.- Tasa de descarga diaria para los diversos días de autonomía

Fig. 10.- Efecto de la temperatura en la tasa de descarga de una batería

Fig. 11.- Reducción de la vida operativa de baterías comunes,debido a un alza de la temperatura

Fig. 12.- Clasificación de baterías

Fig. 13.- Posiciones comunes de un regulador de corriente

Fig. 14.- Reguladores de corriente actuando en secciones paralelas de la red fotovoltaica

Fig. 15.- Actuación del regulador de tensión

Fig. 16.- Sistema con alarma de tensión

Fig. 17.- Posición del inversor

Fig. 18.- Efecto de una celda bajo la sombra

Fig. 19.- Efecto de la existencia de celdas bajo sombra en conexiones en serie

Fig. 20.- Ubicación de diodos en diversas secciones para evitar la debilidad durante el día

Fig. 21.- Esquema del aporte selectivo del sistema Fotovoltaico

Fig. 22.- Sistema Fotovoltaico junto a un generador de respaldo

Fig. 23.- Actuación del Sistema Fotovoltaico para asegurar la continuidad del servicio

CAPITULO V

Fig. 1.- Flujograma para el dimensionamiento de la red y las baterías

Fig. 2.- Hoja de cálculo para la carga D.C.

Fig. 3.- Hoja de cálculo para cargas A.C.

Fig. 4a.- Tabla modelo utilizada para el Dimensionamiento del sistemas Fotovoltaicos

Fig. 4b.- Cálculo del número de módulos en base a las " tablas para el dimensionamiento "

Fig. 5.- Cálculo del número de módulos en base al método de las " horas pico "

Fig. 6.- Factor de corrección de la capacidad en base a la temperatura interna

Máxima tasa de descarga para evitar la congelación

Fig. 7.- Dimensionamiento del banco de baterías

Fig. 8.- Dimensionamiento del cableado basándose en la capacidad de corriente

Fig. 9.- Dimensionamiento del cableado en base a la caída de tensión

CAPITULO VI

Fig. 1.- Hoja de cálculo para cargas A.C.

Fig. 2.- Hoja de cálculo para cargas A.C. (2 unda parte).

Fig. 3- Cálculo del número de módulos en paralelo requerido

Fig. 4.- Costo de los módulos

Fig. 5- Mapa del promedio de salida del módulo seleccionado

Fig. 6.- Cálculo del número de módulos en base al método de las " horas pico "

Fig. 7.- Curva I-V resultante de la combinación de los módulos en serie y paralelo diseñados

Fig. 8.- Máximo potencial de salida durante el día para el módulo resultante

Fig. 9.- Factor de corrección de la capacidad en base a la temperatura interna.

Máxima tasa de descarga para evitar la congelación.

Fig. 10.- N^0 de Baterías en paralelo necesarias para 3 días de autonomía

Fig. 11.- N^0 de Baterías en paralelo necesarias para 4 días de autonomía

Fig. 12.- N^0 de Baterías en paralelo necesarias para 5 días de autonomía.

Fig. 13- Costo total de los módulos seleccionados.

Fig. 14- Relación de costos minimos en cuanto a días de autonomía

Fig. 15- Profundidad de descarga diaria para distintos días de autonomía.

Fig. 16- Confiabilidad del sistema de baterías para distintos días de autonomía.

Fig. 17- Costos de las baterías para distintos días de autonomía del sistema.

Fig. 18.- Dimensionamiento del banco de baterías.

Fig. 19.- Esquema de conexiones dentro del sistema fotovoltaico.

Fig. 20- Elección de los tipos de cable para cada sección del sistema.

Fig. 21- Cálculo del costo asociado al cableado requerido.

CAPITULO VIII

Fig. 1- Flujo de efectivo de la alternativa Solar.

Fig. 2- Flujo de efectivo de la alternativa Eléctrica tradicional.

Fig. 3- Punto de Equilibrio de ambas alternativas.

Fig. 4- Flujo de efectivo de la alternativa del Generador de respaldo.

Fig. 5- Confianza Global vs. Hp requeridos en el sistema

Fig. 6- Valor presente de la combinación de los Sistemas principal y de respaldo

SINOPSIS

El uso de sistemas eléctricos convencionales en zonas remotas, está revestido de costos muy elevados asociados a la instalación, operación,mantenimiento y baja confiabilidad de los mismos.Bajo estas circunstancias una alternativa viable,es el uso de sistemas fotovoltaicos para aprovechar la energía solar,alimentando así a usuarios que residan en zonas alejadas de los centros urbanos.

El objeto de este trabajo de grado es la evaluación ,desde los *puntos de vista técnico y económico de la instalación de sistemas* fotovoltaicos en comparación con los sistemas eléctricos tradicionales.

Además se incluye el estudio sobre la opción de un generador eléctrico de respaldo,dado su frecuente uso en el medio rural venezolano.

Se desarrollarán los aspectos relevantes de cada uno de los sistemas, para concluir con una apreciación económica ,que permita hallar el punto de equilibrio;para relacionar dichas alternativas.

I. INTRODUCCION

I. INTRODUCCION

INTRODUCCCION

La sociedad actual se caracteriza por una búsqueda constante del mejoramiento en la calidad de vida de las personas.Para ello,debe optimizar el uso de los limitados recursos de que disponemos,sin perder de perspectiva la ayuda preferencial,que debe otorgarse a los sectores mas desfavorecidos.

Este esfuerzo ha permitido la alianza de la tecnologia y las ciencias económicas,para el desarrollo de alternativas diferentes, innovadoras y de cierta manera desconocidas.

Este trabajo de grado,desea abordar una de estas tecnologías revolucionarias,pero de una manera simple,concreta y práctica. Evidenciando la aplicabilidad,flexibilidad y amplias posibilidades,de la energía solar fotovoltaica en nuestro pais.

La evaluación se desarrolló para una zona rural,ya que es allí, donde el problema de electrificación es mas grave y crítico.

Los sistemas eléctricos tradicionales que surten a zonas rurales,se distinguen por una baja confiabilidad,interrupciones frecuentes, y demoras en la restauración del servicio después de la ocurrencia de una falla del mismo.

El trabajo presenta una descripción de las redes de distribución eléctrica tradicional,y de los sistemas fotovoltaicos para areas ubicadas en regiones rurales,situadas en Venezuela.

Además,se analizan diversas consideraciones de índole operacional,ambiental y de mantenimiento para cada una de las alternativas estudiadas,así mismo,se realiza una evaluación económica de las opciones,con el objeto de establecer una comparación entre ellas.

En esta tesis se presenta al usuario, una herramienta util para la toma de decisiones,mostrándole la información básica necesaria que le permita escoger la alternativa eléctrica que resulte mas adecuada a sus necesidades y recursos.

II. MARCO TEORICO

II. MARCO TEORICO

Marco Teórico

2.1- Fuentes primarias para la generación eléctrica

El hombre ha buscado contantemente,el aprovechar los recursos energéticos de que dispone a su alrededor,y por ello ha desarrollado una gran gama de fuentes de energia en base a las oportunidades,que le ofrece el medio ambiente.

2.1.1- Energía Solar

El sol es una fuente de energía que supera con facilidad las necesidades energéticas de todos los pobladores de la tierra,el problema radica en su captación efectiva y su aprovechamiento.

La energía proveniente de la radiación del sol,se puede utilizar para la generación de electricidad, en sistemas de refrigeración, sistemas de riego y muchas aplicaciones particulares.

2.1.2-Energía Eólica

El viento que encontramos en la tierra,tiene suficiente energía para movilizar molinos,accionar pequeños generadores y con ello contribuir a el trabajo util en muchas locaciones a gran distancia o de dificil acceso,para las redes eléctricas convencionales.

Este medio de generación tiene la ventaja de no requerir operador alguno,además de no necesitar excesivo mantenimiento y de no ser un medio contaminante.

2.1.3- Energía termoeléctrica

En las plantas termoeléctricas, el medio mas importante para producir energía mecánica es el vapor generado a partir del calentamiento del agua,gracias a la quema de un combustible.

Dicho vapor pasa por la turbina,obteniéndose el movimiento mecánico requerido,para el posterior logro de la energía eléctrica a traves del generador.

2.1.4- Energía Geotérmica

La tierra tiene un núcleo en ebullición constante,y durante la actividad volcánica, el vapor expulsado a la superficie terrestre puede ser utilizado como fuente de generación de electricidad.

Los estudios preliminares para la instalación de este tipo de plantas son costosos y requieren de una gran inversión de tiempo y esfuerzo.

La profundidad a que se debe cavar es una barrera considerable y las plantas generadoras no poseen una eficiencia competitiva,que les permita responder a la demanda general.

2.1.5- Energía de las mareas

Este tipo de sistema ha sido aprovechado desde épocas muy antiguas,utilizando dispositivos rudimentarios para la captación del movimiento continuo del mar.

Hoy en día se han diseñado una variedad de macanismos que permiten utilizar los rápidos cambios en la altura del agua ,combinados con turbinas de alta eficiencia.Aunque parecen no depender directamente de las condiciones climatológicas,estos sistemas son guiados por la posición relativa de la luna,con respecto a la tierra,conllevando a un alza en los costos de producción del orden de dos veces , el de una planta termoeléctrica convencional.

2.1.6- Energía del agua

La alta presión, o la alta velocidad de un flujo acuático;se utiliza para operar turbinas y generar todo tipo de movimiento mecánico.Este método de producción eléctrica es el mas popular y es considerado no contaminante.

Aunque su inversión inicial sea elevada,su mínimo mantenimiento y sus bajos costos operativos la hacen una elección adecuada,al considerar que además pueden resolver problemas como el control de flujo de agua,irrigación de tierras y el desarrollo industrial local.

El agua es considerada desde el punto de vista eléctrico,como la fuente mas económica de potencia,siendo el principio de su aprovechamiento la conversión de la energía potencial en energía eléctrica con un mínimo de pérdida.

2.1.7- Energía Nuclear

En una central nuclear,la energía es obtenida a partir de la subdivisión de un átomo en fragmentos,los cuales viajan a una gran velocidad,representando así energía cinética que es tranformada a calor y aprovechada posteriormente.

La problemática principal de estos sistemas ,es la opinión generalizada del público,acerca del peligro ecológico que representan y su similitud,con los procesos que involucran detonaciones nucleares.

En estas centrales el calor se genera,por medio de reacciones nucleares,y se cede a un fluido intermedio,pasando posteriormente por medio de un intercambiador de calor al agua de un generador de vapor.

El proceso se basa,en el fenómeno de reacción de fisión de los elementos pesados,como el uranio o plutonio y en la capacidad de sostener esta reacción en cadena,para liberar energía constantemente.

2.2- Origen de los sistemas fotovoltaicos

Una gran esperanza se ha puesto en el desarrollo de celdas solares de bajo costo,para resolver muchos de los inconvenientes energéticos de nuestra sociedad moderna,aún cuando fue hace menos de 40 años que se logró la primera aplicación práctica del efecto fotovoltaico y su estudio teórico solo se remonta hasta comienzos de siglo.

Al finalizar el siglo IX,el fenómeno de la producción de una corriente a partir de la luz del sol fue observado con detenimiento,pero solamente a comienzos del siglo XX, Albert Einstein fue capaz de dar una explicación convincente del hecho,lo que le valió el premio Nobel en fisica.

Einstein se apoyó en los niveles energéticos existentes dentro de los átomos,introduciendo el concepto que describe a la luz,como una grupo de partículas cargadas energéticamente.

La carrera espacial desarrollada en la década de los 50,impulsó la optimización en el diseño y la eficiencia de los equipos solares,ya que su uso en los satélites fue masiva y avalada por muchos resultados.

Al arribar 1970 ,el mundo comenzó a despertar de su sueño de derroche energético,comprendiendo que debia avocarse a la búsqueda de nuevas fuentes de energía renovables y no contaminantes.

El uso generalizado de los sistemas fotovoltaicos,tiene algunas barreras principales,como; el desconocimiento real de la aplicabilidad, seguridad y confiablidad del servicio,la alta inversión inicial requerida y la resistencia al cambio que se manifiesta dentro de la incursión en cualquier nueva tecnologia.

2.3- Radiación Solar

La incidencia total de la radiación solar sobre la atmósfera terrestre es de aproximadamente 1395 W/m^2(1) ,llamada 'constante solar',aunque una gran parte de la misma es devuelta al espacio por dispersión y otra porción es absorbida selectivamente por los diversos gases atmosféricos.De esta manera,debido al tránsito vertical, el valor efectivo que alcanza la superficie terrestre es de 1000 W/m^2(2).

La turbidez atmosférica,el efecto dispersor del polvo y la presencia de gotas de agua,son parámetros muy difíciles de determinar y poseen un gran efecto sobre la cantidad de luz solar directa.

Los constituyentes del espectro solar tienen gran influencia en la actuación de los sistemas fotovoltaicos,ya que cada tipo de espectro contiene niveles energéticos diferentes.Puede asumirse que la constitución promedio de la luz solar que alcanza la tierra,es la siguiente:51 % infrarrojo, 40 % visible y 9 % ultravioleta(3).

Otro factor que debe tomarse en cuenta es la posición relativa del sol, con respecto a nuestra localización;ya que este dato proporcionará la información acerca de la longitud que deberá atravesar la luz antes de llegar a nuestra posición,además del ángulo de llegada de la misma.

El objetivo del cálculo de los datos de radiación solar ,es la de predecir la potencia solar utilizable en un lugar determinado, a partir del conocimiento de su latitud y longitud,aceptando que la cantidad de variables involucradas dificultan su uso industrial,a menos que se establezca una forma eficaz de almacenamiento energético.

Si no hay disponibles datos de radiación,uno puede estimar la radiación diaria total utilizando la expresión dada por Glover y McCulloch:

$$Q = A \cdot \left(0{,}29 \cos(\beta) + 0{,}52 \frac{n}{N} \right) \quad (4)$$ donde;

Q = Radiación total diaria sobre un plano horizontal(W.hr/m^2.día)

A = Constante solar de valor 9830 W.hr/m^2.día

ß = latitud geográfica

N = horas de sol por día, posibles

n = horas de sol por día, reales

2.4- Tipos de Conversión directa de luz solar en electricidad

Existen principalmente dos métodos,que permiten la conversión tecnológica directa de la radiación solar en electricidad: la primera es llamada fotoeléctrica,donde se utilizan la energía de los fotones y la conversión termoeléctrica,donde se aprovecha el calor para tal fin.

2.4.1- Conversión fotoeléctrica

1- Cuando fotones suficientemente energéticos inciden sobre un metal,son capaces de arrancar electrones de su superficie.Si frente a el se dispone convenientemente otro metal,los electrones pueden ser captados, pudiéndose generar una corriente eléctrica en un circuito exterior.

Este fenómeno tiene su fundamento en el efecto fotoeléctrico,y los generadores basados en tal principio se denominan generadores fotoemisivos.

En la práctica no se han logrado alcanzar rendimientos superiores al 0,5 % , por lo cual no tienen interés para aplicaciones hoy en día.

2- Una pila electroquímica con dos electrodos idénticos resulta en una tensión nula.Si uno de los electrodos es iluminado con una luz de longitud de onda adecuada,se establece una diferencia de potencial entre ambos.De esta forma se contruye un generador fotogalvánico,cuyo rendimiento no sobrepasa el 1 % ,dejándolo asi fuera de aplicaciones prácticas.

3- Cuando sobre una placa de cobre, recubierta de óxido cuproso,se deposita una película muy delgada de cobre y posteriormente se ilumina;se observa que entre la base de cobre y la película del mismo material,se establece una diferencia de potencial.Al incidir los rayos luminosos arrancan electrones de óxido cuproso,genrando un efecto fotoeléctrico interno,que carga negativamente la película del metal.

Al utilizar dos porciones diferentes de un semiconductor,se origina una separación de cargas,dando lugar a un generador fotovoltaico,o como comunmentes llamado,celda solar.

Una celda solar es capaz de otorgar una fuerza electromotriz máxima de 0,55 Volts. y una densidad de corriente de 35,5 mA/cm^2.El rendimiento teórico es de 19,6 % y el práctico de 13 % (5) convirtiéndose en los elementos mas prometedores en la conversión directa de la radiación solar en electricidad.

2.4.2- Conversión Termoeléctrica

1- Se basa en el efecto termoiónico,que radica en la emisión de electrones a partir del calentamiento de un metal a elevadas temperaturas. Una célula termoiónica no es mas que un electrodo a elevada temperatura, que emite electrones a un medio frio que los recibe.

La fuerza electromotriz es menor a 1 Volts. y su rendimiento práctico es del orden del 8 % .

2- El otro camino se basa en el efecto " Seebeck ",según el cual si un circuito formado por dos metales diferentes,tiene una de las soldaduras a diferentes temperatura que la otra,se establece una corriente eléctrica en el mismo.Su rendimiento no sobrepasa del 1 % por lo que se dificulta su frecuencia de uso.

Referencias Bibliográficas

(1)= La energía Solar.
Wilson,J.I.B.
pag 13

(2)= La energía Solar.
Wilson,J.I.B.
pag 13

(3)= La energía Solar.
Wilson,J.I.B.
pag 14

(4)= Energía solar y edificación
Szokolay,S.V.
pag 19

(5)= Energía solar.Utilización y Aprovechamiento
Acosta Rubio,José
pag 101

III. SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA EN ZONAS RURALES

Sistemas de Distribución eléctrica en zonas rurales

3.1-Descripción

Los sistemas de energía eléctrica,tienen una gran influencia en el desarrollo de los pueblos,apoyando en gran medida el proceso tecnológico y el nivel de vida en general.

Un sistema eléctrico de potencia ,está constituido principalmente por las centrales o plantas generadoras eléctricas,las sub-estaciones; que son los elementos encargados de elevar o reducir los valores de tensión,las líneas de transmisión;que son las encargadas de entregar la potencia eléctrica y de las redes de distribución;que constituyen el punto de contacto mas cercano entre el consumidor y el sistema.

Las caracteristicas de un buen suministro de energía eléctrica,son:

- La tensión en el punto de suministro al consumidor debe mantenerse dentro de los rangos apropiados,evitando variaciones que pudieran afectar el funcionamiento de los aparatos eléctricos.
- Continuidad del servicio.
- La confiabilidad del servicio.

3.2- Características de los sistemas de Distribución rurales

Las compañias de distribución eléctrica han establecido,una serie de características especificas,que describen los sistemas ubicados en zonas rurales.Estos sistemas son por lo general del tipo radial simple y por ello contemplan:

a- Cada alimentador primario parte de las subestaciones, hacia los transformadores de distribución.

b- En el caso de una falla localizada,en el punto de alimentación secundaria del banco de transformación,se pierde totalmente la carga conectada a ese banco;lo que significa un bajo nivel de confiabilidad para la carga asociada a ese equipo.

c- Lo conforman redes aéreas ubicadas en areas de baja densidad de carga.

d- En ciertas areas se emplea un reconectador en la subestación,para proteger cada salida.

El uso de reconectadores,seccionalizadores y fusibles,en circuitos radiales de distribución,han sido una solución práctica y económica,para limitar las interrupciones del suministro,en circuitos que alimenten zonas rurales,debido a que un alto porcentaje de las

fallas, son del tipo temporal.Además de ofrecer una mayor facilidad para localizar las fallas,disminuyendo así el tiempo de reestablecimiento del servicio.

Por otro lado se presentan problemas de altos índices en la frecuencia de fallas, derivadas de las grandes longitudes de los circuitos y de la abundante vegetación presente en muchas zonas.

Existen adicionalmente las dificultades de encontrar rutas apropiadas,para nuevos circuitos alimentadores.Podemos agregar un resúmen de los problemas que acarrea este tipo de sistemas en zonas rurales:

A- En la ocurrencia de una falla a lo largo del alimentador,pierden el servicio todos los suscriptores asociados a un dispositivo de protección.

B- Diseño poco flexible,que no permite la posibilidad de transferir carga en condiciones de emergencia.

C- Los alimentadores poseen usualmente una longitud promedio de mas de 20 Kms.

D- Por lo general, las empresas de electricidad deben mantener extensas zonas geográficas y atender largos circuitos,lo que le dificulta la restitución inmediata de problemas o fallas en las líneas de distribución.

3.3- Elementos básicos constituyentes de las líneas aéreas de distribución rurales

a- Conductores

Los conductores son los encargados de transportar la energía eléctrica a grandes distancias,de una forma segura y con las mínimas pérdidas eléctricas posibles.

b- Transformadores de Distribución

Es un dispositivo estático que transmite,mediante un campo electromagnético, la energía eléctrica de un sistema de distribución en 13800 Volts. a niveles de tensión residencial de 120 Volts.Se instala en los postes de servicio cerca de la carga.

3.4.- Elementos de protección de las redes de distribución aéreas

Durante la operación,las redes de distribución están sujetas a una serie de eventos que pueden afectar su funcionamiento normal; en el suministro de potencia eléctrica. A fin de aislar y minimizar el efecto de las fallas,se utilizan dispositivos de protección.A continuación se mencionan los equipos mas importantes,que conforman una red de distribución aérea rural:

a- Reconectadores

Son equipos que detectan e interrumpen una sobrecorriente,para luego de un tiempo de espera,reconectan automáticamente la línea.

b- Seccionalizadores

Es un dispositivo de protección que aisla la sección fallada de una red de distribución;pero no está diseñada para interrumpir corrientes de falla.

c- Fusibles

Son dispositivos utilizados en los cortacorrientes para proteger el circuito y cualquier otro equipo,como por ejemplo el transformador de distribución,del daño debido a una sobrecarga o cortocircuito.

d-Los Pararrayos

Es un dispositivo que protege al sistema contra el daño producido por las altas tensiones,derivadas de una descarga atmosférica.

IV. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas Fotovoltaicos

El efecto fotovoltaico es una técnica que aprovecha la alta calidad de los fotones solares,mediante la cual la energía media de éstos es utilizada para la generación simultánea de una fuerza electromotriz y el paso de corriente a través de una carga conectada al sistema.

El rendimiento máximo de un dispositivo cuántico es del orden del 40 % (1) ,por restringirse su captación a aquellos fotones que superen un cierto nivel energético y a la generación calórica propia del proceso.

Al fenómeno fotovoltaico se le ha llamado también, efecto de fotoemisión interna,diferenciándose de la fotoemisión,por la presencia de un umbral inferior para la absorción de fotones,pero asemejándose en su conversión directa de luz en electricidad sin pasar por una etapa térmica.

La célula fotovoltaica es la única que posee una absorción óptica suficientemente alta y una resistencia eléctrica lo suficientemente baja, para la conversión de energía solar a escala útil.

Un sistema fotovoltaico puede ser autónomo de cualquier fuente de combustible tradicional o actuar en paralelo con ésta,para asegurar la continuidad del servicio y disminuir la vulnerabilidad frente a una situación crítica.Su rango de producción de potencia eléctrica es muy amplio,por lo que es utilizado para una gran diversidad de aplicaciones.

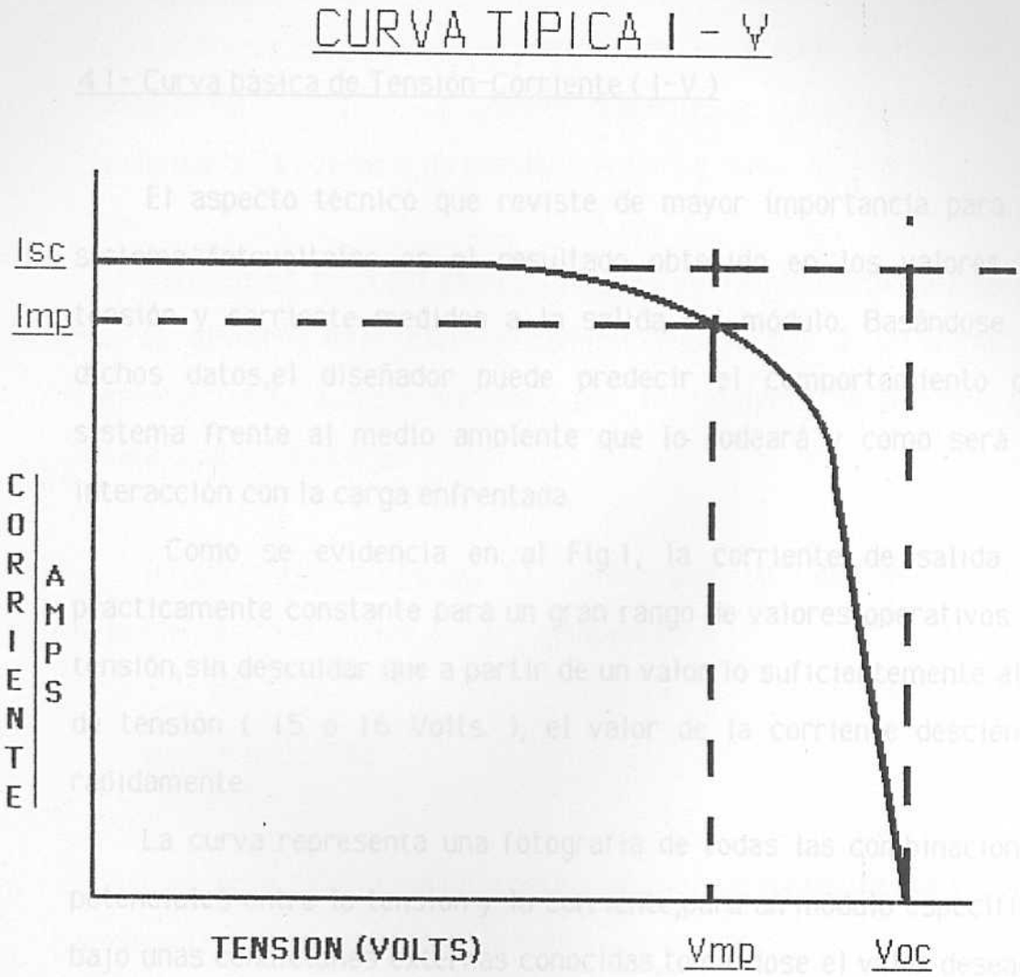

CURVA TIPICA I - V
Isc
Imp
CORRIENTE
AMPS
TENSION (VOLTS)
Vmp
Voc

FIG.1

Además al no producir contaminación,ruido ni emisiones elctromagnéticas,es considerado como un sistema de bajo mantenimiento apto para muchos usos en nuestra sociedad.

4.1- Curva básica de Tensión-Corriente (I-V)

El aspecto técnico que reviste de mayor importancia para un sistema fotovoltaico es el resultado obtenido en los valores de tensión y corriente medidos a la salida del módulo. Basándose en dichos datos,el diseñador puede predecir el comportamiento del sistema frente al medio ambiente que lo rodeará y como será la interacción con la carga enfrentada.

Como se evidencia en al Fig.1, la corriente de salida es prácticamente constante para un gran rango de valores operativos de tensión,sin descuidar que a partir de un valor lo suficientemente alto de tensión (15 o 16 Volts.), el valor de la corriente desciende rápidamente.

La curva representa una fotografía de todas las combinaciones potenciales entre la tensión y la corriente,para un módulo especifico bajo unas condiciones externas conocidas,tomándose el valor deseado a partir de los datos operativos de la carga que alimenta el sistema.

Términos útiles en la curva I-V

Corriente de corto-circuito(Isc): La máxima corriente producida por el sistema bajo ciertas condiciones de luz (1000 Watts/ m^2) y temperatura (25 ^{0} C) ,correspondiente a cero tensión ,por consiguiente la potencia de salida también es cero.

Tensión de circuito abierto(Voc): La máxima tensión producida por el sistema bajo ciertas condiciones de luz y temperatura, correspondiente a cero corriente,por consiguiente la potencia de salida también es cero.

Potencia Máxima(Pmáx): El mayor valor obtenido del sistema bajo ciertas condiciones de luz y temperatura.

$P_{máx}$= Imp . Vmp

Corriente bajo la máxima potencia(Imp): La corriente que resulta al encontrarse en el valor de la máxima potencia

Tensión bajo la máxima potencia(Vmp): La tensión que resulta al encontrarse en el valor de la máxima potencia.Es utilizado para determinar cuantas celdas o módulos son necesarios para ajustarse a la tensión requerida por la carga.

Fill Factor(FF): Es la relación entre Pmáx y la potencia ideal trabajando con Isc y Voc.

$$FF = \frac{Imp \cdot Vmp}{Isc \cdot Voc}$$

Eficiencia del área total : Es la relación entre la potencia eléctrica de salida y la potencia lumínica incidente en toda el área del módulo, incluyendo el espacio entre celdas y el marco de soporte.Es el valor de la eficiencia en la realidad.

$$\text{Eficiencia del área total} = \frac{\text{Potencia eléctrica de salida}}{\text{Potencia lumínica} \cdot \text{Area total}}$$

Eficiencia del área efectiva : Es la relación entre la potencia eléctrica de salida y la potencia lumínica incidente exclusivamente en el área ocupada por los semiconductores.Utilizada para la investigación y el seguimiento de la actuación de los materiales escogidos.

$$\text{Eficiencia del área total} = \frac{\text{Potencia eléctrica de salida}}{\text{Potencia lumínica} \cdot \text{Area efectiva}}$$

4.2- Efecto del medio ambiente en la potencia de salida

4.2.1- Efecto de la intensidad de luz

Cuando la intensidad de luz varia,los fotones entrando al sistema lo hacen de igual manera,influenciando directamente la corriente de salida,bajo cualquier tensión.

Del análisis de la Fig.2, se concluye que la variación de la radiación solar,produce un impacto determinante en la producción de corriente del módulo fotovoltaico.

La Isc (Corriente de corto circuito) es directamente proporcional a la intensidad de luz, mientras que el Voc (Tensión de circuito abierto) varia de una manera logarítmica,haciéndolo mas lentamente.

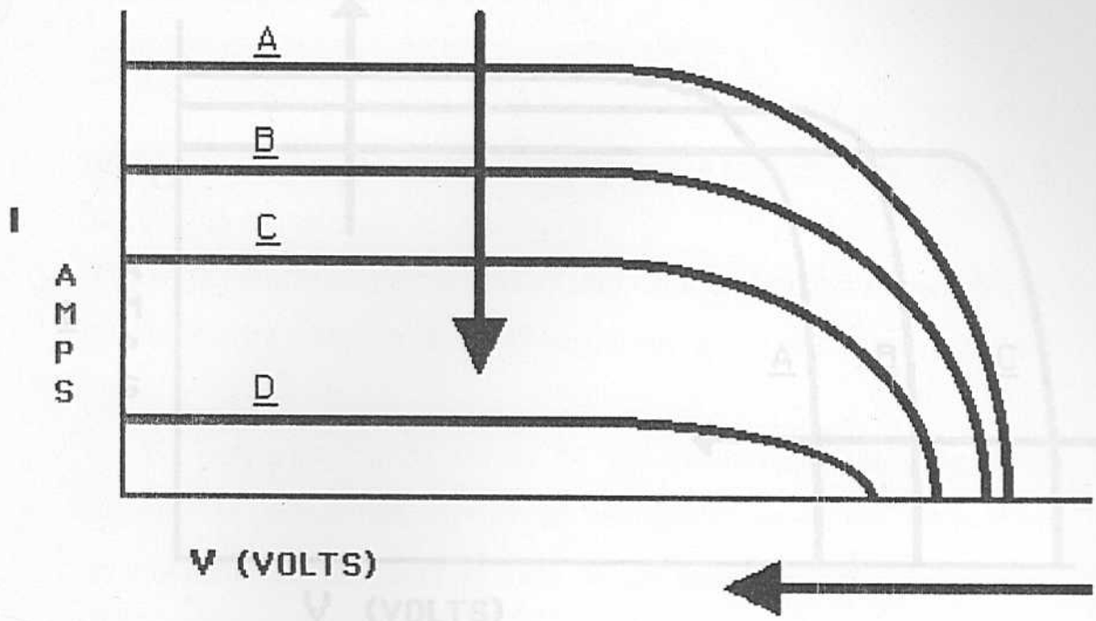
Una convención standard estableció una potencia lumínica promedio de 1000 Watts/m^2 (25 º C) llamada un "sol" para lograr la comparación entre diversos módulos fotovoltaicos.

4.2.2- Efecto de la temperatura

Basándonos en la Fig.3 ,podemos deducir que el efecto principal del aumento de la temperatura es la reducción proporcional de la tensión disponible, paralelo a un leve aumento de la corriente existente.

Numéricamente tenemos que por cada grado centígrado que aumenta la temperatura,ocurre una reducción del 0,5 % de la potencia máxima obtenible del sistema.

CONSECUENCIAS EN LA CURVA 'I-V' DEBIDO A UNA BAJA RADIACION SOLAR



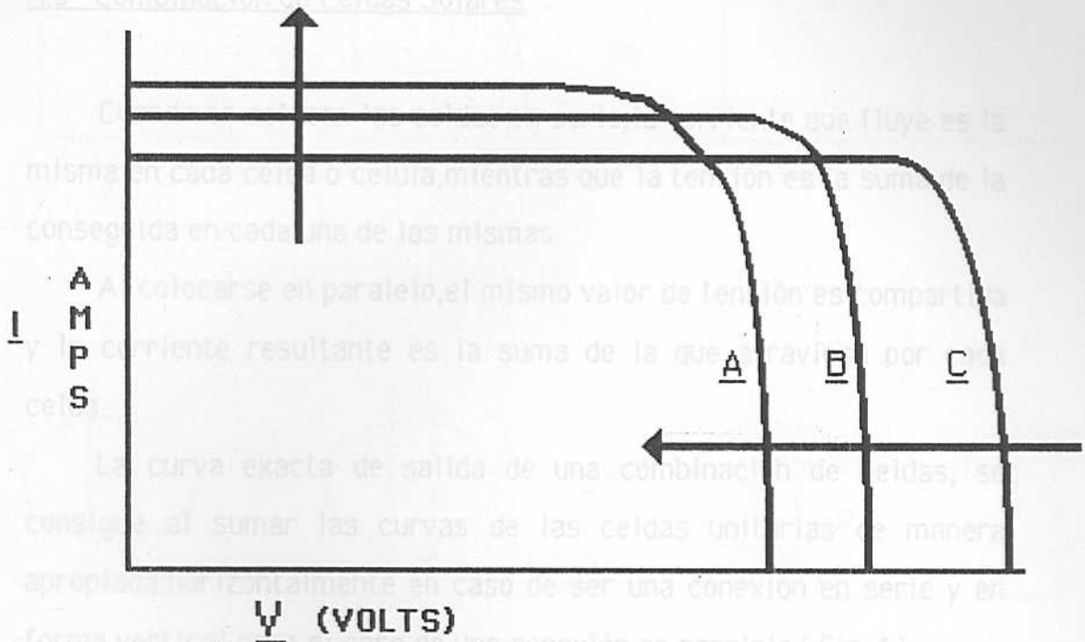
RADIACION SOLAR

A > B > C > D

FIG. 2

EFECTO DEL AUMENTO DE LA TEMPERATURA

EN LA CURVA I - V



TEMPERATURA (^{0} C)

A > B > C

FIG.3

Los diseñadores, anticipando la caída de tensión en condiciones reales de climas cálidos,diseñaron módulos que contengan suficientes celdas,para subsanar la caída de tensión y no alterar la continua recepción de la carga.

4.3- Combinación de Celdas Solares

Cuando se colocan las celdas en serie,la corriente que fluye es la misma en cada celda o célula,mientras que la tensión es la suma de la conseguida en cada una de las mismas.

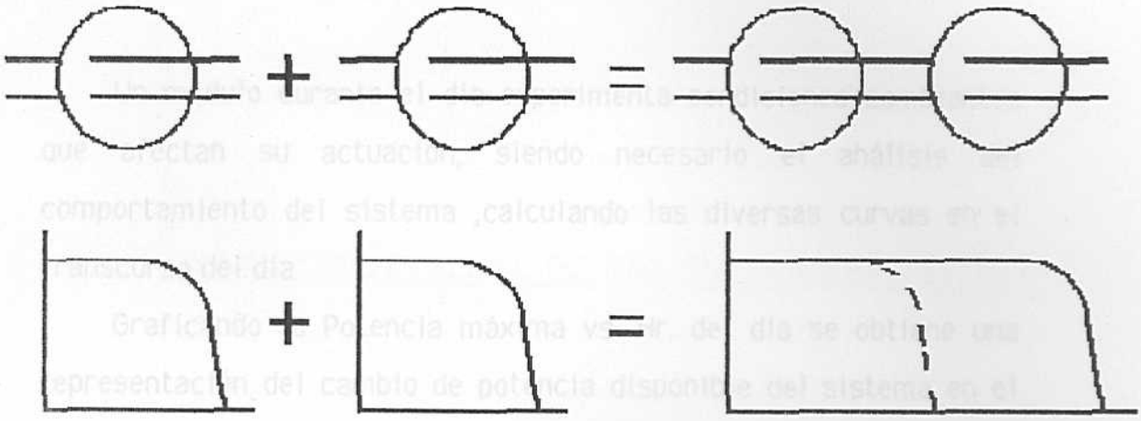
Al colocarse en paralelo,el mismo valor de tensión es compartida y la corriente resultante es la suma de la que atraviesa por cada celda.

La curva exacta de salida de una combinación de celdas, se consigue al sumar las curvas de las celdas unitarias de manera apropiada,horizontalmente en caso de ser una conexión en serie y en forma vertical para el caso de una conexión en paralelo.(Fig 4.)

El nivel de tensión es el factor que determina la agrupación de las celdas,encontrándose con frecuencia módulos de 30-36 celdas en serie para cubrir la necesidad de carga de una batería de 12 voltios, muy utilizada en el mercado común.

Si el nivel de tensión o corriente así lo exige, es posible la combinación de módulos completos entre sí, para otorgar prácticamente cualquier valor de corriente o tensión deseado.

CELDAS COMBINADAS EN SERIE



CELDAS COMBINADAS EN PARALELO

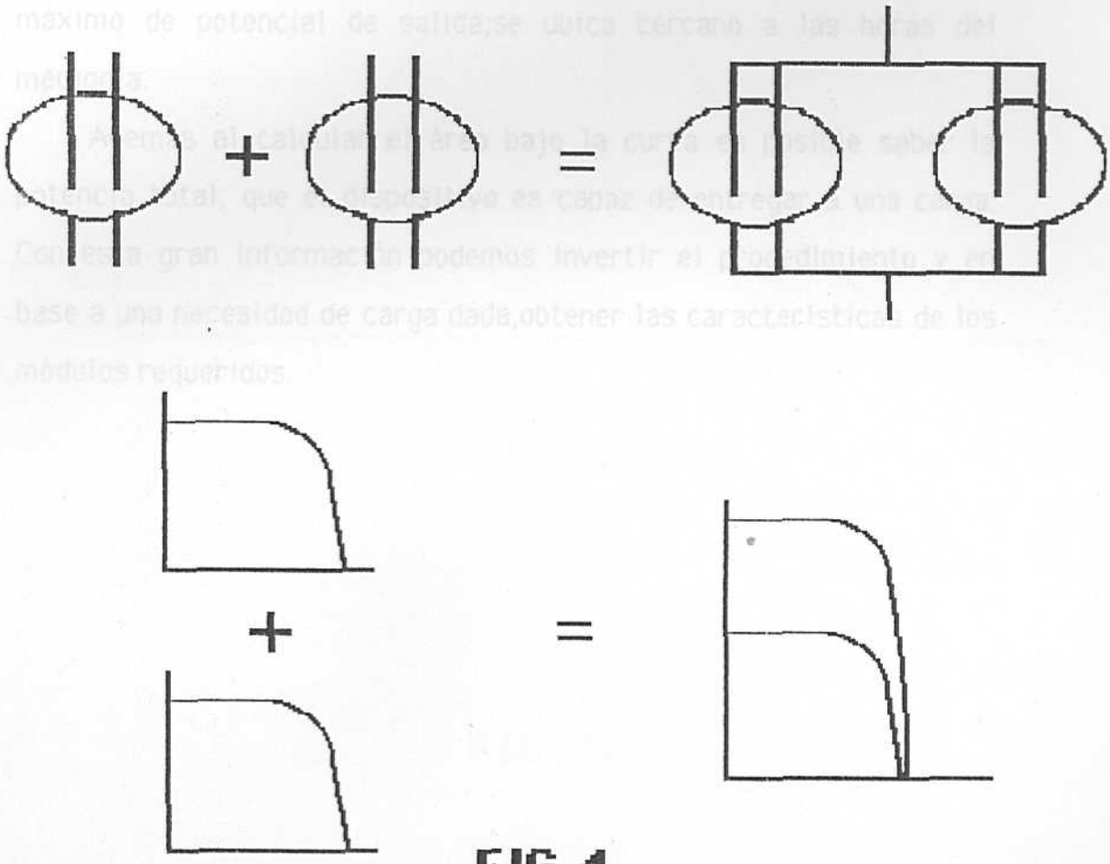


FIG.4

4.4- Máxima Potencia durante el día

Un módulo durante el día experimenta condiciones cambiantes que afectan su actuación, siendo necesario el análisis del comportamiento del sistema ,calculando las diversas curvas en el transcurso del día.

Graficando la Potencia máxima vs. Hr. del día se obtiene una representación del cambio de potencia disponible del sistema en el transcurso de las 24 horas del día.(Fig.5)

Allí se observa el efecto de la variación de la intensidad de luz, a lo largo del día,y se coorborá la intuición acerca de que el nivel máximo de potencial de salida;se ubica cercano a las horas del mediodía.

Además al calcular el área bajo la curva es posible saber la potencia total, que el dispositivo es capaz de entregar a una carga. Con esta gran información podemos invertir el procedimiento y en base a una necesidad de carga dada,obtener las características de los módulos requeridos.

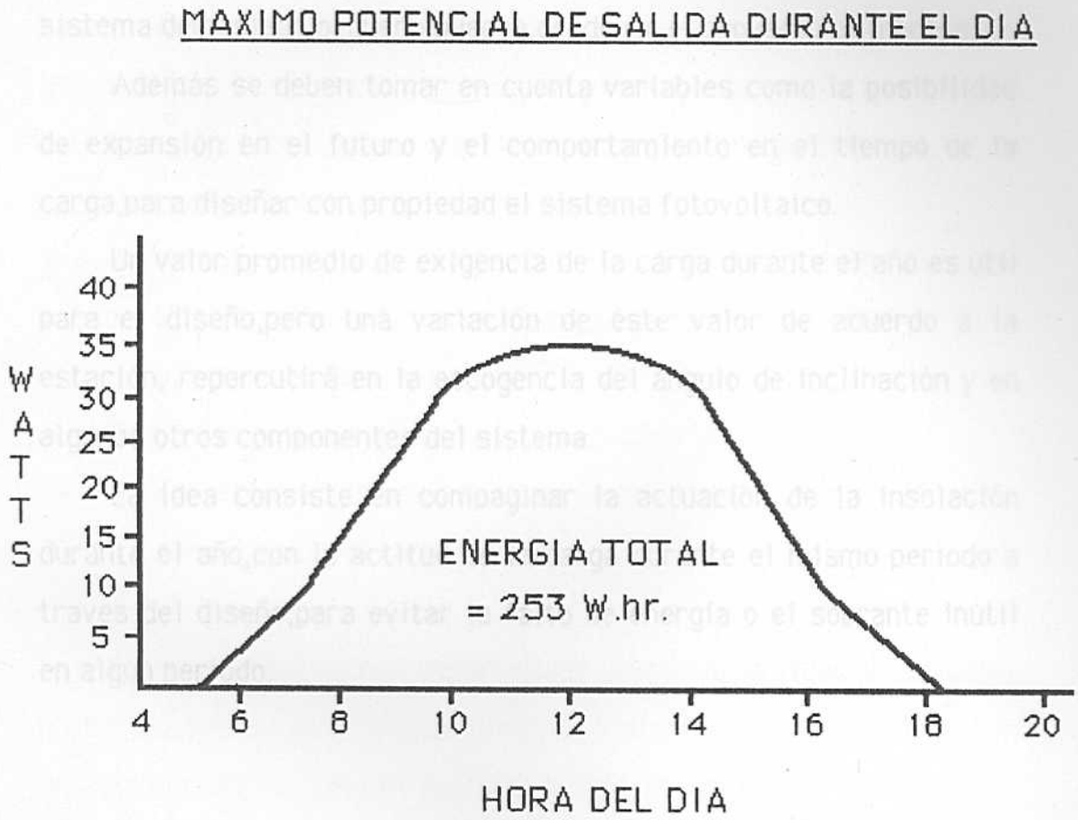

MAXIMO POTENCIAL DE SALIDA DURANTE EL DIA
WATTS
40
35
30
25
20
15
10
5
ENERGIA TOTAL
= 253 W.hr.
4
6
8
10
12
14
16
18
20
HORA DEL DIA

FIG. 5

4.5- Consideraciones de la Carga

El diseño completo del sistema está basado en el tamaño y en las caracteristicas de la carga.Si la información no es precisa ,los costos iniciales al colocar una gran red sin necesidad o la ineficiencia de un sistema demasiado pequeño,pueden condenar el proyecto al fracaso.

Además se deben tomar en cuenta variables como la posibilidad de expansión en el futuro y el comportamiento en el tiempo de la carga,para diseñar con propiedad el sistema fotovoltaico.

Un valor promedio de exigencia de la carga durante el año es útil para el diseño,pero una variación de éste valor de acuerdo a la estación, repercutirá en la escogencia del ángulo de inclinación y en algunos otros componentes del sistema.

La idea consiste en compaginar la actuación de la insolación durante el año,con la actitud de la carga durante el mismo periodo a traves del diseño,para evitar la falta de energía o el sobrante inútil en algún periodo.

4.6- Componentes de un sistema fotovoltaico

4.6.1- Módulos Solares

Representan el mecanismo básico de la conversión fotovoltaica,y básicamente están constituidas por;celdas solares,circuitos internos,marco de aluminio,rieles de montaje de celdas,conexiones externas para cableado y protección contra el medio ambiente.

Cada celda solar está constituida por:

1- Un absorbente óptico que capta los fotones.Escogiéndose para ello un semiconductor que posea una banda prohibida ajustada al espectro solar.

2- Un campo eléctrico interno que separa las cargas.

3- Contactos en los extremos de un semiconductor para la conexión con la carga externa.

En la realidad se han desarrollado una gran cantidad de estudios profundos,acerca de el uso de diversos materiales en la construcción de celdas solares,como el Sulfuro de Cadmio,Arseniuro de Galio y el Silicio entre otros.Considerando el promedio se puede adoptar como cierto un valor de tensión de 1/2 Volt. y de 3 amp. bajo luz intensa,en una celda de 4 pulgadas^2 (2).

4.6.2- Baterías

Las baterías representan un componente clave,dentro de los sistemas fotovoltaicos;y su función puede ser enfocada en diversas direcciones:

1- Autonomía

El papel mas importante de las baterías en los sistemas fotovoltaicos,es el de permitir que la carga opere satisfactoriamente cuando los módulos no son capaces de entregar la potencia suficiente para ello. Esta situación ocurre cada noche,en los días muy nublados o en temporadas de mal tiempo.

El sistema se describe como autónomo por tener la capacidad de operar aisladamente de un generador eléctrico convencional.

2- Suplir un aumento momentáneo de corriente

Otra función importante del sistema de baterías ,es el de responder a una exigencia de corriente mayor a la que puede entregar el sistema modular,ya que ésta última se encuentra limitada por la Isc del módulo.

De ésta manera la batería puede actuar como un regulador,al suplir grandes corrientes a la carga por cortos periodos y ser recargada lentamente,por los módulos durante las horas de luz.

3- Balance del nivel de Tensión

Un tercer propósito es el de nivelar las variaciones de tensión producidas por los módulos,evitando asi el daño ,que éstas causarían en la carga si la conexión entre el módulo-carga fuese directa.

Las baterías funcionan en un rango de tensión mas estrecho que los módulos, logrando asi mantener un valor de tensión en un nivel mas aceptable para nuestras necesidades.

Actuación dentro de los Sistemas Fotovoltaicos

1- Compartiendo la carga

Usualmente el banco de baterías y los módulos operan conjuntamente frente a las necesidades de la carga,alternándose en el transcurso del día.

Durante la noche toda la potencia necesaria proviene de las baterías,mientras que en las primeras horas de la mañana la corriente en los módulos comienza a elevarse.

Si para ese momento de la mañana el valor de la corriente producida por los módulos ,no es lo sufientemente alto como para suplir los requerimientos de la carga, la batería sigue en acción simultánea con los módulos, asegurando el servicio.

En el transcurso de la mañana el valor de la corrriente producida por los módulos,es superior al promedio requerido por la carga,por que es capaz de suplir las necesidades de la misma y además,otorgar el exceso para que la batería se recargue.

Finalmente en la tarde, la entrega de los módulos disminuye nuevamente,y cuando se coloca por debajo del valor promedio de la carga,las baterías se ponen en funcionamiento nuevamente.

Durante la noche los módulos no producen potencia y es trabajo exclusivo de el banco de baterías el de encargarse de la carga.

2- Ciclo diario

La interacción descrita entre la carga,los módulos y el banco de baterías conlleva a un ciclo de carga-descarga de las baterías.La profundidad de la descarga afecta directamente el número de ciclos diarios, que una batería puede soportar antes de perder significativamente su capacidad.Si el estado de carga sólo es reducido en un 15 % se considera una descarga poco profunda,y si es en 80 % una extremadamente profunda.(3).

Para aplicaciones fotovoltaicas en zonas rurales,es recomendable una descarga poco profunda,ya que esta variable afecta directamente a la capacidad y vida útil de las baterías.

3- Ciclos anuales

Compaginando los ciclos diarios se obtiene una idea de como varía el estado de carga del banco de baterías en el transcurso del año,logrando así el conocer si la dimensión de los módulos es la adecuada.

Aunque sería tentador el diseñar una red que asegure un nivel bajo de descarga de las baterías,durante todo el año,los costos de una instalación de esas dimensiones no sería económicamente viable.Por lo que es preferible permitir una cierta descarga (30 %) (4) del banco de baterías durante aquellos períodos de mal tiempo y no tener un excedente de energía proveniente del resto de los períodos soleados.

En base a la información del promedio de días consecutivos de mal tiempo, podemos conocer la autonomía del banco de baterías, o lo que es lo mismo,el período de tiempo que el grupo de baterías es el único responsable de mantener el nivel de alimentación de la carga.

4.6.2.1- Tasa de carga y descarga

Usualmente los fabricantes de baterías se refieren a la tasa de carga o descarga ,como el tiempo que tardaría para que se lleve acabo completamente la carga o descarga de las mismas.

$$\text{Tasa (Amp)} = \frac{\text{Capacidad (Amp. hr)}}{\text{tiempo (hr)}}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{\text{Capacidad}}{\text{Tasa}}$$

Al utilizar este término, se hace posible la comparación de la actuación de una batería sin la necesidad de conocer su tamaño.

En cuanto a la descarga ,da una idea concreta del tiempo útil del que disponemos cuando se encuentra actuando aisladamente de los módulos.

En la Fig.6 se muestra el nivel de tensión presente,en los diversos estados de carga,para los procesos de carga y descarga de las baterías.Además se observa el rápido incremento de la tensión en el proceso de carga,y el descenso uniforme y leve de la tensión en el proceso de descarga.

El "mantenimiento" de las baterías incluye el suministro de una pequeña corriente constante ,para contrarrestar el proceso de descarga natural, existente en cada batería.

La tasa de descarga natural se incrementa con la edad y la temperatura a que es expuesta la batería,ajustándose a un valor del 4% mensual.(5)

Interacción entre el banco de baterías y los módulos

Las baterías representan la carga directa de la mayoría de los sistemas fotovoltaicos,y la tensión de las mismas determina el valor de la tensión de todos los elementos conectados al banco,incluyendo los módulo.

En muchos casos se piensa que un módulo que produzca una tensión de 20 voltios, represente un peligro para una batería de 12 Voltios al forzarla a funcionar a un nivel distinto del incluido en su diseño,pero es la batería la que ajusta la tensión operativa del módulo,y no en forma inversa.

DIFERENCIA ENTRE LA TENSION DE CARGA

Y DESCARGA EN BATERIAS COMUNES

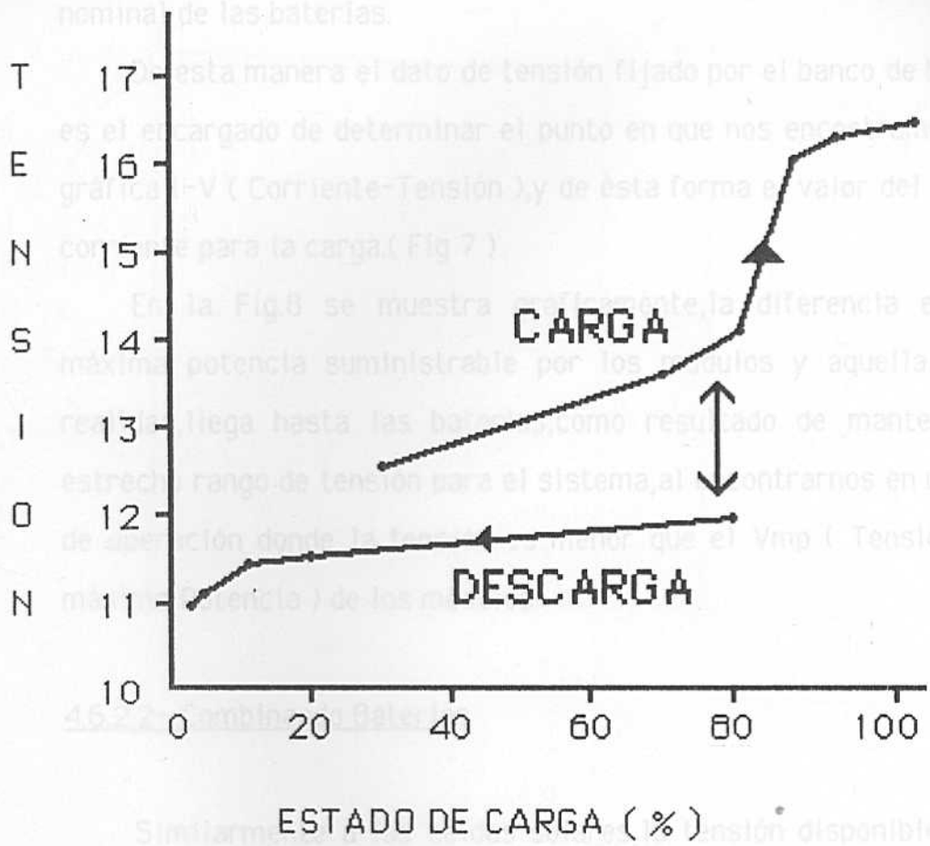


FIG.6

A medida que una batería es recargada su tensión aumenta,y de igual manera,al descargarse disminuye.La tensión de una batería se encuentra dentro de un rango estrecho,usualmente entre 11-15 Volts, para una de "12 Volts",con un promedio operativo de 13-14 Volts.

El margen de seguridad de tensión operativo,es debido a las diversas causas,tanto internas como externas,que afectan la tensión nominal de las baterías.

De esta manera el dato de tensión fijado por el banco de baterías es el encargado de determinar el punto en que nos encontramos en la gráfica I-V (Corriente-Tensión),y de ésta forma el valor del flujo de corriente para la carga.(Fig 7)

En la Fig.8 se muestra graficamente,la diferencia entre la máxima potencia suministrable por los módulos y aquella que en realidad,llega hasta las baterías,como resultado de mantener ese estrecho rango de tensión para el sistema,al encontrarnos en un punto de operación donde la tensión es menor que el Vmp (Tensión en la máxima Potencia) de los módulos.

4.6.2.2- Combinando Baterías

Similarmente a las celdas solares,la tensión disponible de una sola batería es insuficiente para nuestros propósitos,siendo necesarias el combinarlas para obtener el valor requerido.

Para aumentar la tensión se hace la conexión en serie y para incrementar la corriente se lleva a cabo en paralelo.Es recomendable el combinar baterías de semejantes características en cuanto al

INFLUENCIA DE LA BATERIA EN LA TENSION
Y CORRIENTE DE LA RED FOTOVOLTAICA

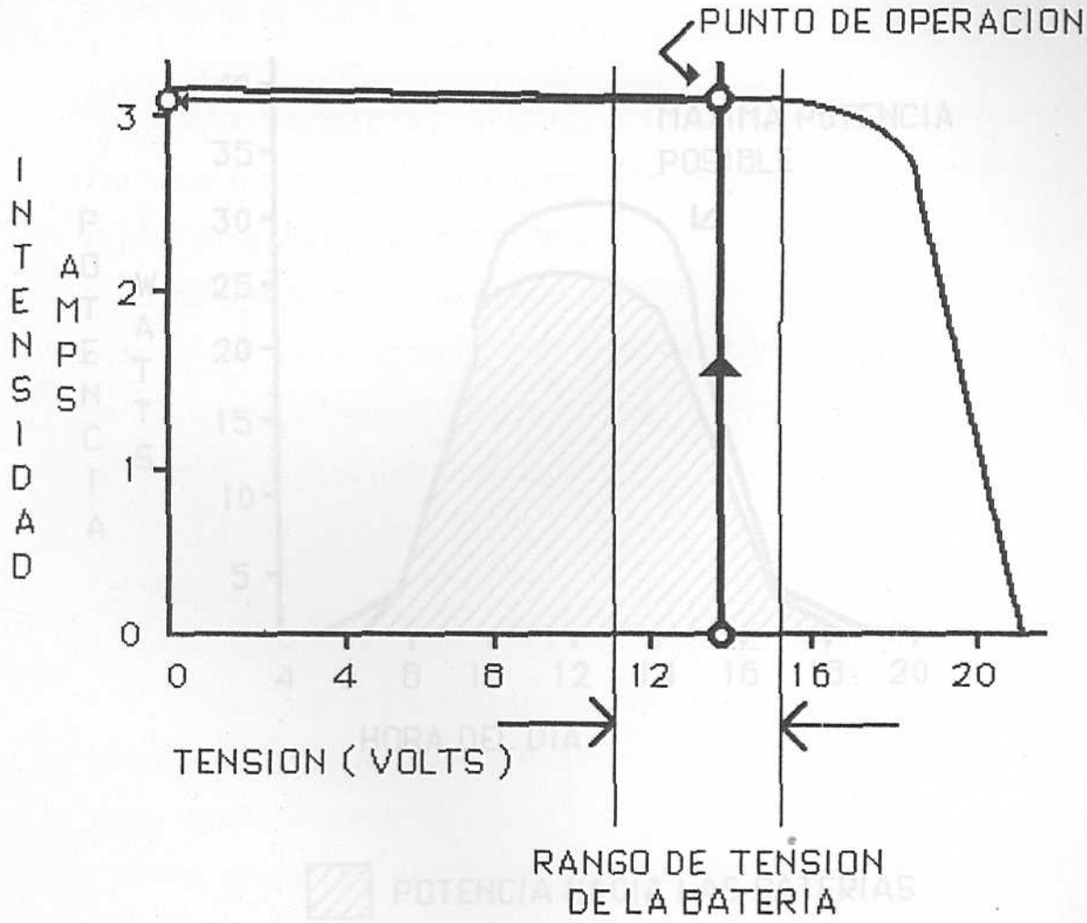


FIG. 7

RELACION ENTRE LA POTENCIA MAXIMA
DE SALIDA Y LA RECIBIDA POR LAS BATERIAS

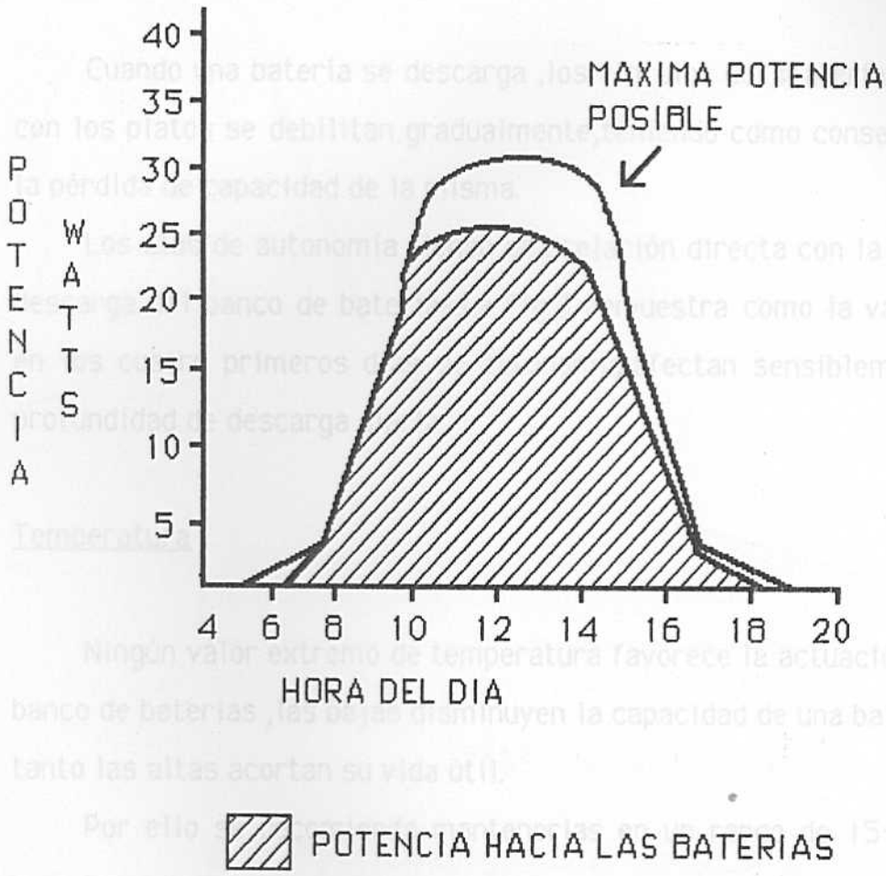


FIG.8

fabricante, capacidad y edad,para asegurar el transporte simétrico de la corriente y la igualdad de tensión de recarga.

4.6.2.3- Factores que afectan la vida de las baterías

Profundidad de descarga

Cuando una batería se descarga ,los vínculos del material activo con los platos se debilitan gradualmente,teniendo como consecuencia la pérdida de capacidad de la misma.

Los días de autonomía tienen una relación directa con la tasa de descarga del banco de baterías.La Fig.9 demuestra como la variación en los cuatro primeros días de autonomía,afectan sensiblemente la profundidad de descarga diaria.

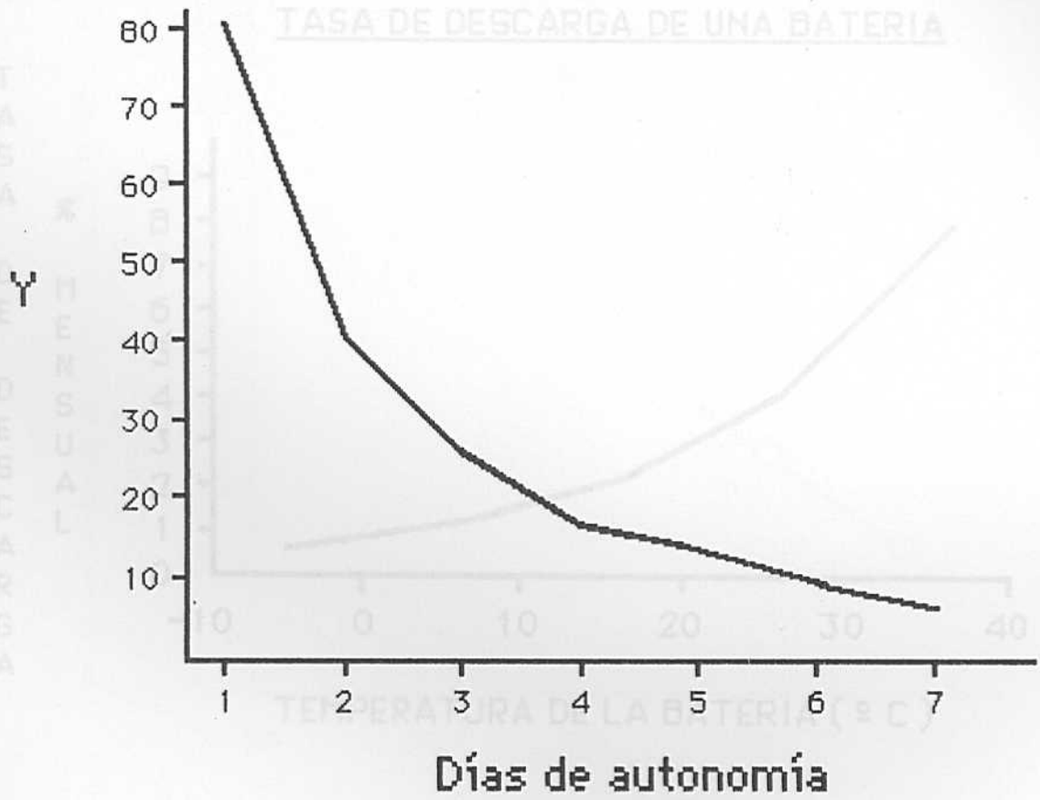
Temperatura

Ningún valor extremo de temperatura favorece la actuación de un banco de baterías ,las bajas disminuyen la capacidad de una batería en tanto las altas acortan su vida útil.

Por ello se recomienda mantenerlas en un rango de 15-35 º C para maximizar su desarrollo en el transcurso del tiempo.(6)

La Fig.10 evidencia que las altas temperaturas, atentan contra la vida útil de las baterías y en la Fig.11 se refleja su efecto directo sobre los diversos tipos comunes de baterías.

Tasa de descarga diaria para los diversos días de autonomía



Y = Profundidad de descarga diaria (%)

FIG.9

EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA TASA DE DESCARGA DE UNA BATERIA

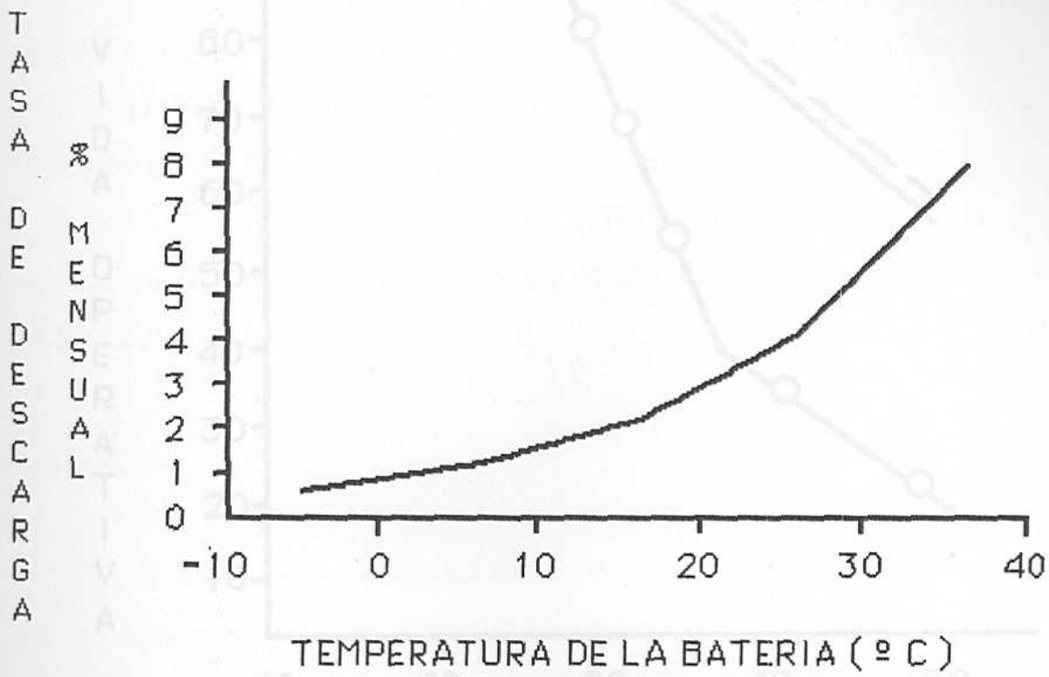


FIG.10

Excesiva gasificación

Si una corriente de un valor mayor al recomendado por el fabricante es utilizada para cargar un banco de baterías,la tensión se incrementará hasta el punto donde se producirá la electrólisis o separación entre los átomos de Hidrógeno y Oxígeno.

Este fenómeno es llamado gasificación y es uno de los factores de mayor responsabilidad en la pérdida del nivel de agua de la batería.

Una alta gasificación acorta la vida útil del banco,al influir en el descenso de la capacidad y en el alza de la temperatura interna.

Por otra parte una dosis leve de gasificación es beneficiosa,por que favorece la mezcla entre el agua y el ácido sulfúrico presente en el interior de la batería.

Sulfatación

Si un banco de baterías es dejado parcialmente descargado por varios días,el sulfato de plomo presente en los platos, comienza a cristalizar formando cristales de sulfato,que afectan la capacidad de la batería y su nivel de tensión.

Por ésta razón los sistemas fotovoltaicos son diseñados con una red de tamaño tal, que asegure la carga total de banco de baterías en forma regular.

En el caso de las baterías de niquel-cadmio existe la ventaja de no ser víctimas de la sulfatación,por lo que son utilizadas para casos donde las condiciones atmosféricas interrumpan el período de carga.

4.6.2.4- Eficiencia de las baterías

$$\text{Eficiencia Total} = \frac{\text{Energía liberada hasta la descarga total}}{\text{Energía Consumida al cargarse totalmente}}$$

Eficiencia Voltaica

La eficiencia voltaica de una batería mide la relación entre la tensión de descarga, cuando la corriente de salida es liberada y la tensión de carga cuando la batería está consumiendo corriente de los módulos.

$$\text{Eficiencia Voltaica} = \frac{\text{Tensión de salida}}{\text{Tensión de entrada}}$$

Los valores involucrados de tensión varían en cierto rango, de acuerdo al estado de carga y a la tasa de carga-descarga de el banco de baterías.

Eficiencia Coulombica

Esta eficiencia relaciona la medida de corriente en la salida y el valor suministrado por los módulos en la entrada de las baterías .La causa principal de la diferencia de valores radica en la existencia de la gasificación,donde los electrones escapan con las moléculas de Hidrógeno y Oxigeno no participando en la corriente de descarga.

$$\text{Eficiencia Coulombica} = \frac{\text{Valor de la corriente de salida}}{\text{Valor de la corriente de entrada}}$$

En una aplicación fotovoltaica típica,el dimensionamiento tanto de los módulos como del banco de baterías ,contempla tasas máximas de carga de 30-40 Horas (Lentas)(7) ,para minimizar la gasificación.

Los diversos tipos de baterías incluyen características distintas,que se han desarrollado para aplicaciones específicas y se presentan esquematicamente en la Fig.12.

La eficiencia Coulombica es un valor relevante en el diseño de sistemas fotovoltaicos,al favorecer el cálculo de la cantidad de módulos necesarios en base a la cantidad de corriente total, entregada por los módulos diariamente.

4.6.3- Regulador de Corriente

Un dispositivo de control de corriente debe ser parte indispensable de un sistema fotovoltaico,para ser colocado entre los módulos y el banco de baterías.

Un diseño simple incluye un dispositivo de una etapa ,que permita controlar el paso de la corriente,monitoreando constantemente la tensión de la batería.De ésta manera cuando la tensión evidencia un punto cercano a la carga total,(2,4 Volts para una batería de 2 Volts y 14,4 Volts. para un de 12 Volts.) el flujo de corriente de carga es detenido.(Fig.13.a)

TIPO DE BATERIA	CARACTERISTICAS GENERALES	APLICACIONES TIPICAS
SLI	ALTA TASA DE DESCARGA BAJO CICLO DE VIDA BAJO COSTO	ENCENDIDO DE MOTORES
ESTACIONARIA	TASA MEDIA DE DESCARGA LARGA VIDA BAJA AUTODESCARGA	RESPALDO EN EMERGENCIA
POTENCIA MODERADA	BAJA TASA DE DESCARGA BUEN NIVEL DE VIDA BAJO COSTO	ELEVADORES MINERIA
NIQUEL-CADMIO	BUEN CICLO DE VIDA GRAN RESISTENCIA A LAS TEMPERATURAS EXTREMAS COSTOSA	CLIMAS FRIOS NAVEGACION

FIG. 12

Un método alternativo establece un mecanismo de dos etapas, donde se permite la carga hasta un nivel determinado,seguido luego por una disminución del flujo de corriente a un valor muy bajo,que permite la continuidad del proceso, sin exponer a la batería a cambios de escenario.

La segunda etapa consiste en desviar la corriente excesiva a otra fuente de recepción,para no perderla, logrando así un mayor rendimiento del sistema global.(Fig.13.b)

Una variación interesante es un esquema ,donde existan controladores de corriente para porciones separadas de los módulos, desviando en esa posición los aportes energéticos de cada sección por separado hacia usos mas apropiados.(Fig.13.c)

Esta política permite una mejor distribución de la corriente,avalada por un incremento de costo.

Se puede extender esta filosofía hasta agrupar los módulos fotovoltaicos,y colocar secciones paralelas revestidas de un regulador de corriente independiente,que permita ejercer un mayor control sobre la corriente y aumentar la eficiencia de su uso.(Fig.14)

Relación entre el tamaño de la batería y el uso del regulador

Si el tamaño de las baterías es lo suficientemente grande,puede ser capaz de absorber toda la corriente enviada por los módulos , sin que ocurra la gasificación.En general, si estamos en presencia de un tasa de carga de 90-100 Horas$_{(8)}$,se considera lenta en tal magnitud,

POSICIONES COMUNES DE UN REGULADOR DE CORRIENTE

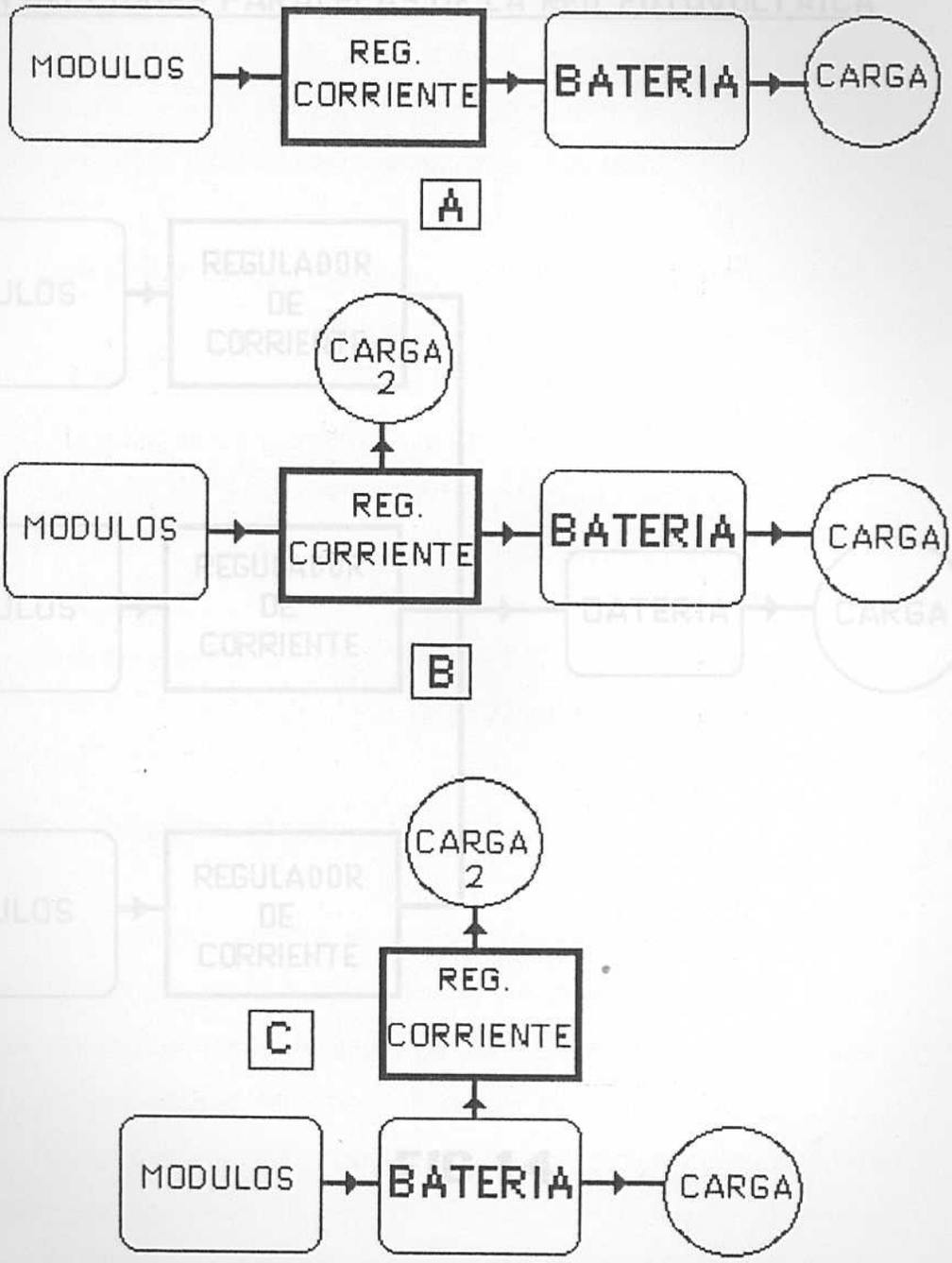


FIG. 13

REGULADORES DE CORRIENTE ACTUANDO EN SECCIONES PARALELAS DE LA RED FOTOVOLTAICA

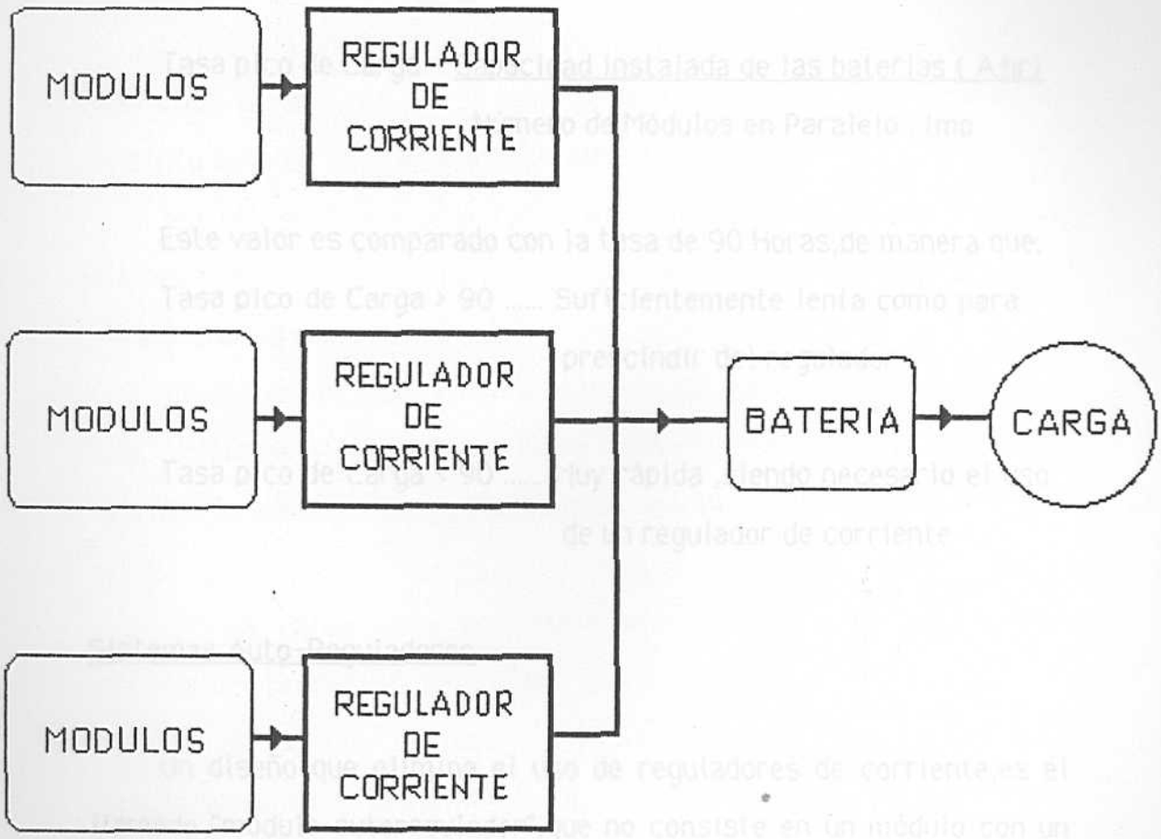


FIG.14

que tolera largos periodos,aunque se encuentren completamente cargadas.

Para calcular si es necesario el regulador de corriente,se considera la tasa pico de corriente de carga esperada de los módulos, que actúa sobre sobre el banco de baterías instalado.

$$\text{Tasa pico de Carga} = \frac{\text{Capacidad instalada de las baterías (A.hr)}}{\text{Número de Módulos en Paralelo . Imp}}$$

Este valor es comparado con la tasa de 90 Horas,de manera que:

Tasa pico de Carga > 90 ..... Suficientemente lenta como para prescindir del regulador

Tasa pico de Carga < 90 ..... Muy rápida ,siendo necesario el uso de un regulador de corriente

Sistemas Auto-Reguladores

Un diseño que elimina el uso de reguladores de corriente,es el llamado "módulo autoregulador",que no consiste en un módulo con un regulador interno instalado desde su fabricación, si no un módulo con suficientes celdas en serie para almacenar la tensión de carga.

En módulos típicos de potencia fotovoltaica,existen de 33-36 celdas que mantienen el valor de tensión, por debajo de la tensión deseada para la carga de las baterías,aún cuando el sistema se encuentre caliente.

Los módulos autoreguladores consisten en 28-30 celdas,que permiten trabajar en el rango previsto por el banco de baterías.A medida que el dia transcurre,la tensión de las baterías aumenta por encontrarse en el proceso de recarga ,y el potencial de tensión de los módulos disminuye por el aumento de la temperatura a que es sometida.

Estos dos procesos de sentido contrario causan que el punto de operación en la curva I-V,se mueva hacia el valor de Voc (Tensión de circuito abierto),por lo que la corriente disminuye.

Por ello se puede conectar un módulo de ciertas caracteristicas, que mantenga la corriente en un nivel lo suficientemente baja,como para evitar la sobrecarga.

El uso de un módulo autoregulador no asegura automáticamente que el sistema fotovoltaico será "autoregulable",por lo que otras consideraciones deben ser tomadas en cuenta:

1- La carga debe utilizarse diariamente y de una manera constante y predecible para evitar la sobrecarga.

2- El clima no debe ser muy frio,por que evitaria el desplazamiento de la curva I-V hacia valores de tensiones menores.

4.6.4- Regulador de Tensión

Algunas cargas pueden no ser capaces de operar apropiadamente, bajo las condiciones de variación de tensión ,proporcionadas por el banco de baterías,siendo necesario la colocación de un dispositivo regulador entre la carga y las baterías.

Este mecanismo mantiene niveles de potencia contínua (DC), dentro de un rango de tensiones aún mas estrecho que el del banco de baterías.En la Fig.15 se evidencian los márgenes de tensión presentes; antes y después del regulador de tensión,lo que demuestra el potencial de estos dispositivos.Su aplicación principal radica en casos donde se operan equipos electrónicos delicados,y se incluyen elementos de medición de extrema calibración.

4.6.5- Alarma de Tensión

Si el regulador de corriente se daña o los módulos sufren un desperfecto físico,es posible que sea afectada la autonomía del diseño,logrando colocar el estado de la batería en un nivel fuera de los previstos para la seguridad.

Una alarma que detecte tensiones extremas,puede monitorear constantemente las baterías y producir una señal audible,visual o electrónica que permita la llegada del personal de mantenimiento.

Otra acción que puede emprenderse si la tensión del banco de baterías se encuentra en un nivel muy bajo,es el de desconectar

ACTUACION DEL REGULADOR DE TENSION

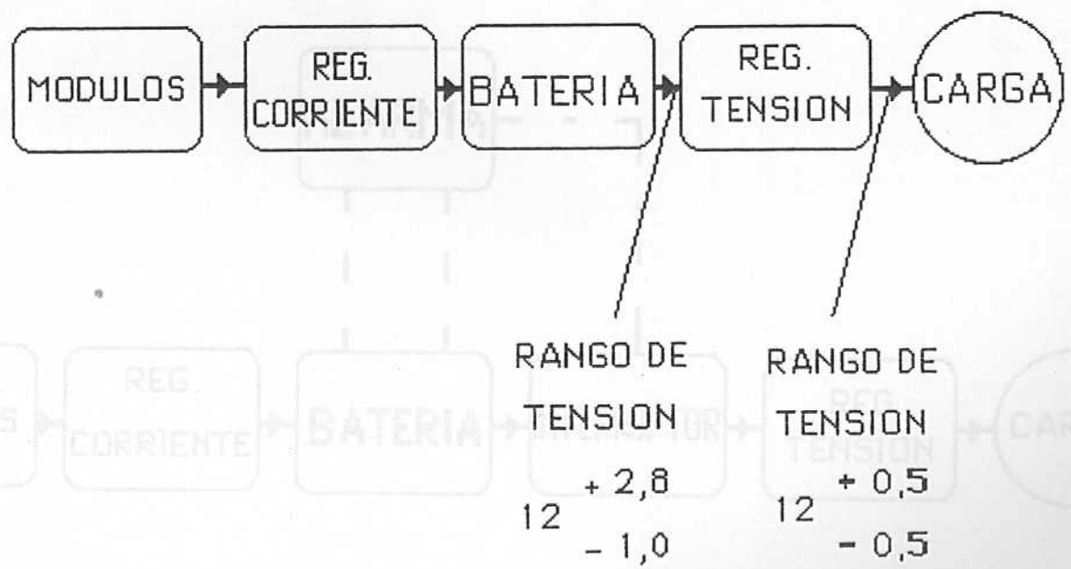


FIG. 15

SISTEMA CON ALARMA DE TENSION

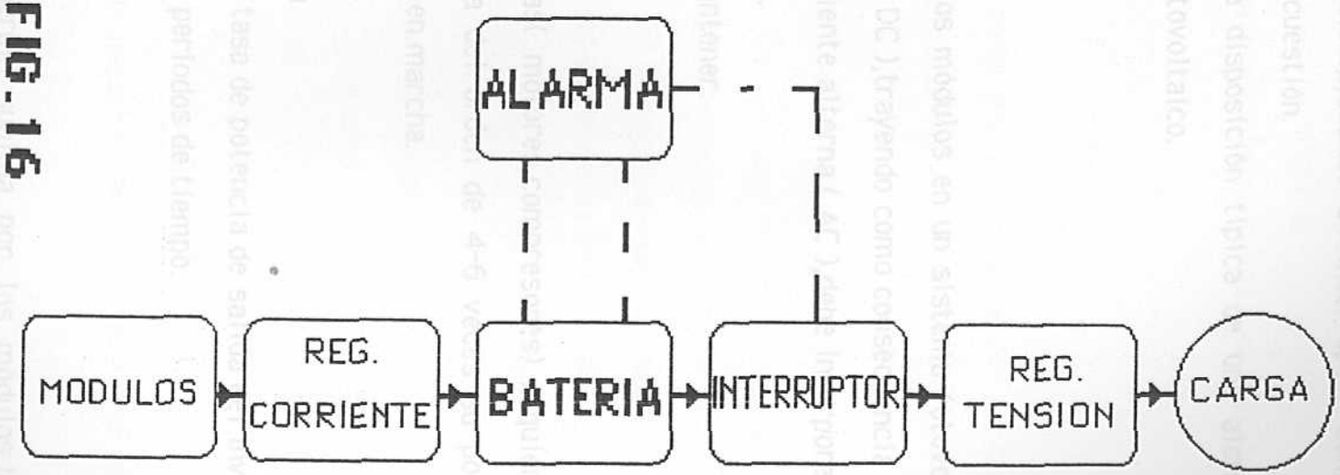


FIG. 16

ciertas cargas no imprescindibles,usando un interruptor conectado entre la batería y la carga en cuestión.

La Fig.16 representa la disposición típica de una alarma de tensión,dentro del sistema fotovoltaico.

4.6.6- Inversor

Tanto la batería como los módulos en un sistema fotovoltaico producen corriente continua (DC),trayendo como consecuencia que si la aplicación requiere de corriente alterna (AC),debe incorporarse un inversor al esquema de diseño.

Un inversor ideal debe contener:

A- Capacidad de Sobretensión

Muchas cargas inductivas(motores,compresores) requieren de una sobretensión de potencia del orden de 4-6 veces su potencia nominal para lograr su puesta en marcha.

B- Potencia de salida continua

Se hace necesario que la tasa de potencia de salida del inversor, pueda ser confiable por largos periodos de tiempo.

C-Eficiencia

El inversor consume energía suplida por los módulos,lo que incrementa el dimensionamiento en el diseño,además de los costos iniciales.

La eficiencia depende de la naturaleza de la carga,aumentando en casos de cargas puramente resistivas y disminuyendo en inductivas por la manera distinta de absorber la potencia.

Un valor promedio de eficiencia considerado es del orden de 90-95 %(9).

D- Regulación de tensión

El inversor debe ser capaz de equilibrar la tensión en descenso del banco de baterías, con la exigencia de la carga durante el día.

E- Baja distorsión

Al convertir una señal DC en una AC,ondas de diferentes frecuencias y amplitudes están involucradas.La señal principal es llamada primera harmónica,y la potencia de las secundarias pueden afectar la principal y causar recalentamiento en la carga.

F- Forma de la onda

El tipo de onda del inversor debe coincidir con la presente en la carga.Existiendo tres tipos generales de onda,la sinusoidal,la cuadrada y la cuadrada modificada.

G- Combinación

Pueden ser conectados en paralelo para incrementar el servicio continuo de potencia.

La Fig.17 muestra la posición típica de un inversor dentro del sistema fotovoltaico,ubicándose entre las baterías y la carga.

POSICION DEL INVERSOR

FIG.17

4.6.7- AC vs. DC

Cuando se decide el grupo de aparatos eléctricos,que componen una carga determinada,paralelamente se elige el tipo y la cantidad de corriente que debemos suministrar al conjunto.

Para corrientes alternas se dsipone de una gran gama de equipos disponibles,pero es necesario el incurrir el el costo del inversor,para crear un sistema fotovoltaico viable.

En el caso de escoger corriente continua;se evita el uso de un inversor,pero se incrementan los costos de adquisición de los aparatos eléctricos y una reducción en su espectro de posibilidades.

La decisión debe ser tomada por el diseñador en base a datos como: La existencia previa de aparatos eléctricos,la disponibilidad de inversores en el mercado y los costos totales del proyecto.

4.6.8- Diodos para la desviación

Celdas sombreadas en serie

Cuando una sección del módulo está bajo la sombra,no es capaz de producir el mismo nivel de corriente ,que el resto del módulo expuesto a la luz directa.Esta situación logra modificar la curva I-V de la celda sombreada,desplazándola en sentido vertical descendente.

Las celdas iluminadas obligan a la sección sombreada, a recibir un flujo de corriente mayor que su actual Isc,empujando a éstas últimas a trabajar en una sección de tensión negativa,causando una

caida de tensión en el sistema.

En la Fig.18 se logra observar éste fenómeno para una gama de porcentajes de celda bajo la sombra,evidenciándose el efecto drástico sobre la curva I-V de la celda.

La posibilidad de un funcionamiento bajo tensión negativa,debe ser cuidadosamente evaluada,para cada ubicación geográfica especifica.

En la Fig.19 se observa la reducción de la intensidad de corriente de un grupo de celdas en serie,debido a la existencia de una celda sombreada(25 %);lo que demuestra la precaución que debe tomarse,al colocar físicamente los módulos en su posición final.

Diodos en paralelo con las celdas sombreadas

Se debe prevenir el calor excesivo generado por la tensión negativa,para proteger la integridad física del módulo.Por ello es preferible el desconectar el módulo en cuestión, temporalmente; utilizando diodos en paralelo para grupos de celdas en cada módulo.

En el caso que la tensión de entrada sea mayor que el existente en las celdas bajo su protección,este dispositivo obliga a la corriente a circular por el módulo,al encontrarnos en una situación normal.

Por otra parte si la tensión de entrada ,es menor que el de la otra conexión del diodo,toda la corriente mayor que el Isc de la sección protegida ,es obligada a circular por el dispositivo de protección, rodeando así el módulo o el grupo de celdas.

EFECTO DE UNA CELDA BAJO LA SOMBRA

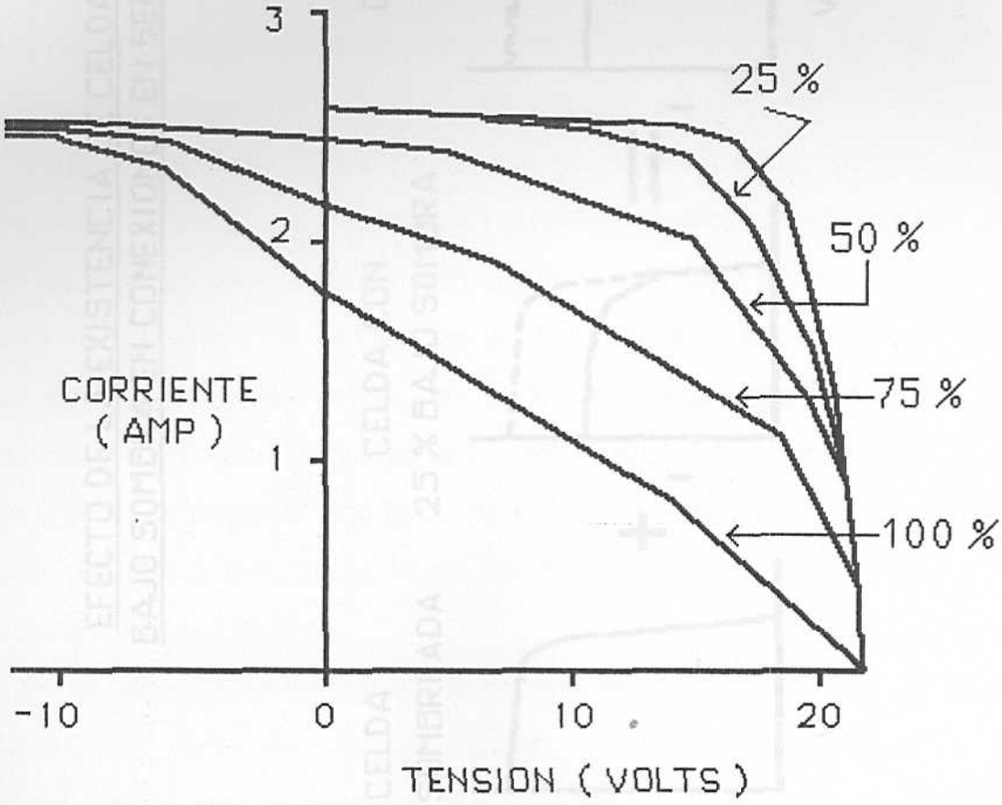


FIG.18

EFECTO DE LA EXISTENCIA DE CELDAS
BAJO SOMBRA EN CONEXIONES EN SERIE

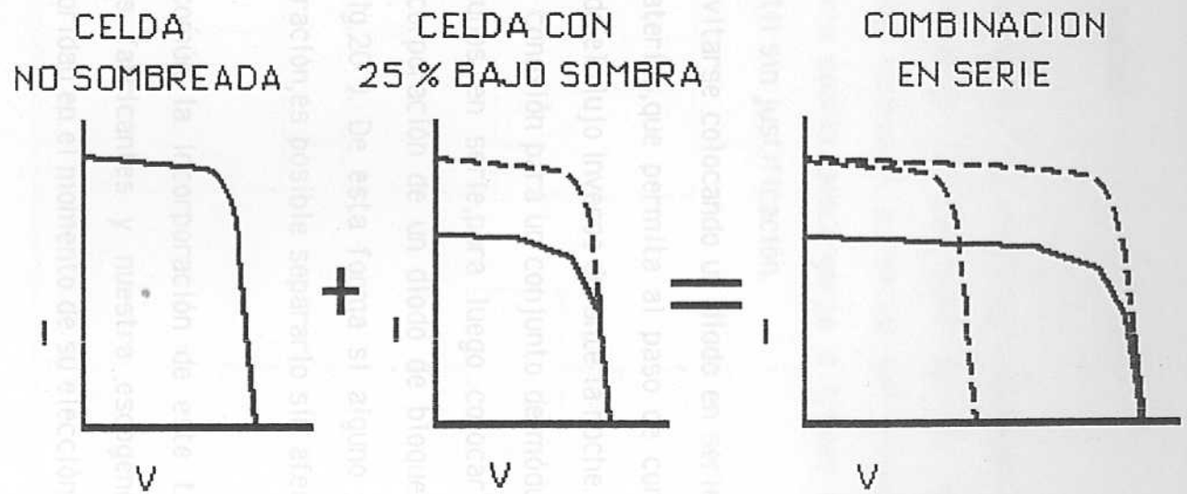


FIG.19

4.6.8.1- La Insolación y los Diodos de bloqueo

Previniendo debilidad en las noches

Durante las horas iluminadas ,los módulos contienen mayor tensión que la batería,fluyendo la corriente en el sentido módulo-batería. Pero por las noches,el potencial del módulo cae vertiginosamente,y la batería podría descargarse a través de los módulos,perdiendo energía útil sin justificación.

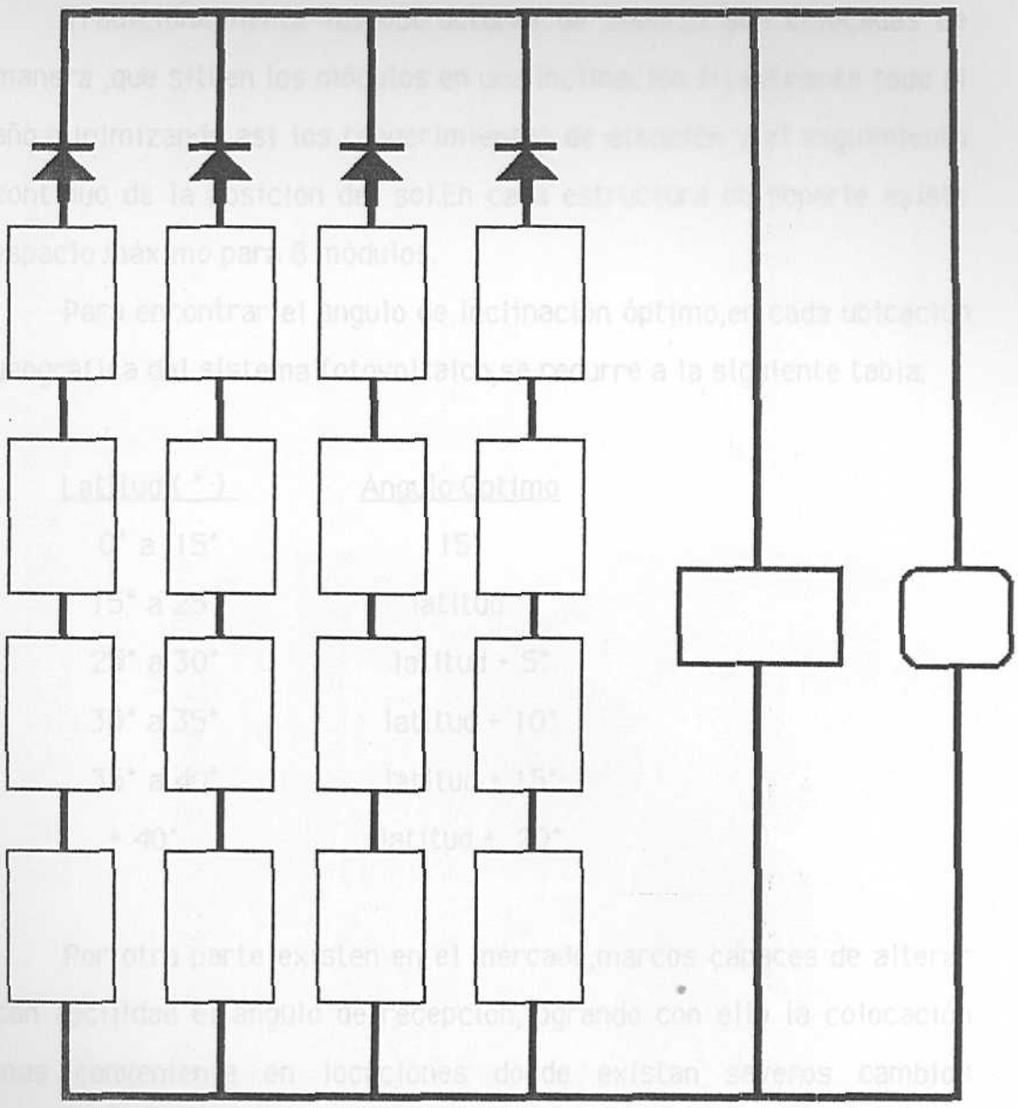
Este fenómeno puede evitarse colocando un diodo en serie,entre el módulo y el banco de baterías,que permita al paso de corriente hacia las baterías pero impida el flujo inverso durante la noche.

El método preferido de conexión para un conjunto de módulos,es el de enlazar pequeños grupos en serie,para luego colocarlos en paralelo entre sí,con la incorporación de un diodo de bloqueo a la cabeza de cada sección.(Fig.20). De esta forma si alguno de los grupos requiere de una reparación,es posible separarlo sin afectar la tensión nominal del sistema.

En la actualidad es común la incorporación de este tipo de sistemas por parte de los fabricantes y nuestra escogencia de módulos,contará con esa prioridad en el momento de su elección.

UBICACION DE DIODOS EN DIVERSAS SECCIONES

PARA EVITAR LA DEBILIDAD DURANTE EL DIA



= DIODOS DE BLOQUEO

FIG.20

4.6.9- Estructuras de soporte

Tradicionalmente las estructuras de soporte son colocadas de manera ,que sitúen los módulos en una inclinación fija durante todo el año,minimizando así los requerimientos de atención y el seguimiento continuo de la posición del sol.En cada estructura de soporte existe espacio máximo para 8 módulos.

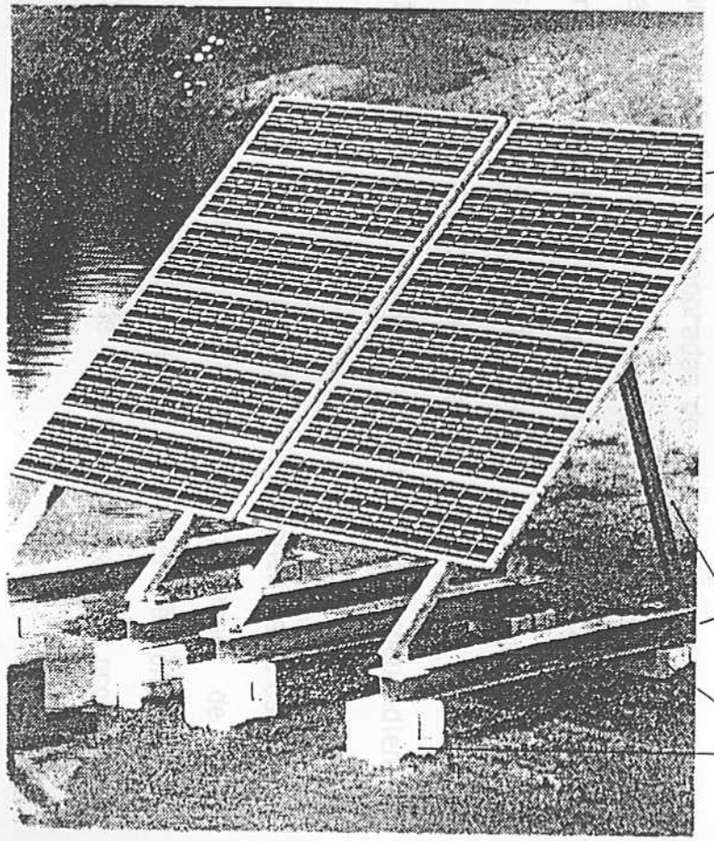
Para encontrar el ángulo de inclinación óptimo,en cada ubicación geográfica del sistema fotovoltaico,se recurre a la siguiente tabla:

Latitud (°)	Angulo Optimo
0° a 15°	15°
15° a 25°	latitud
25° a 30°	latitud + 5°
30° a 35°	latitud + 10°
35° a 40°	latitud + 15°
+ 40°	latitud + 20°

Por otra parte existen en el mercado,marcos capaces de alterar con facilidad el ángulo de recepción,logrando con ello la colocación mas conveniente en locaciones donde existan severos cambios estacionales.

ESTRUCTURA DE SOPORTE

"FUNDACION EN TIERRA"



4.7- Uso de sistemas fotovoltaicos combinados con redes eléctricas

La combinación del sistema fotovoltaico y el servicio eléctrico tradicional,puede resultar ventajosa en casos donde la red eléctrica se encuentre instalada con anterioridad,pero no ofrezca una garantía de continuidad o una calidad de servicio aceptable.

4.7.1- Aporte Selectivo del Sistema Fotovoltaico

El sistema fotovoltaico puede ser diseñado para suplir solamente a una parte de la carga o para encargarse de otorgar el nivel eléctrico promedio durante el día.En temporadas de mal tiempo ,o en caso de ocurrir un alza momentánea en la demanda,entra en acción la red eléctrica convencional, a través de un interruptor de transferencia.

No existe conexión entre las dos fuentes energéticas,y el banco de baterías nunca es cargado con energía proveniente de la red tradicional de electricidad,lo que los hace totalmente independientes entre sí.

En la Fig.21 se anexa un esquema de los componentes de este tipo de sistema,donde se nota la aparición de un sensor de baja tensión,conectado a las baterías;que es el primer responsable de lograr la combinación efectiva de ambos sistemas de producción eléctrica.

ESQUEMA DEL APORTE SELECTIVO

DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

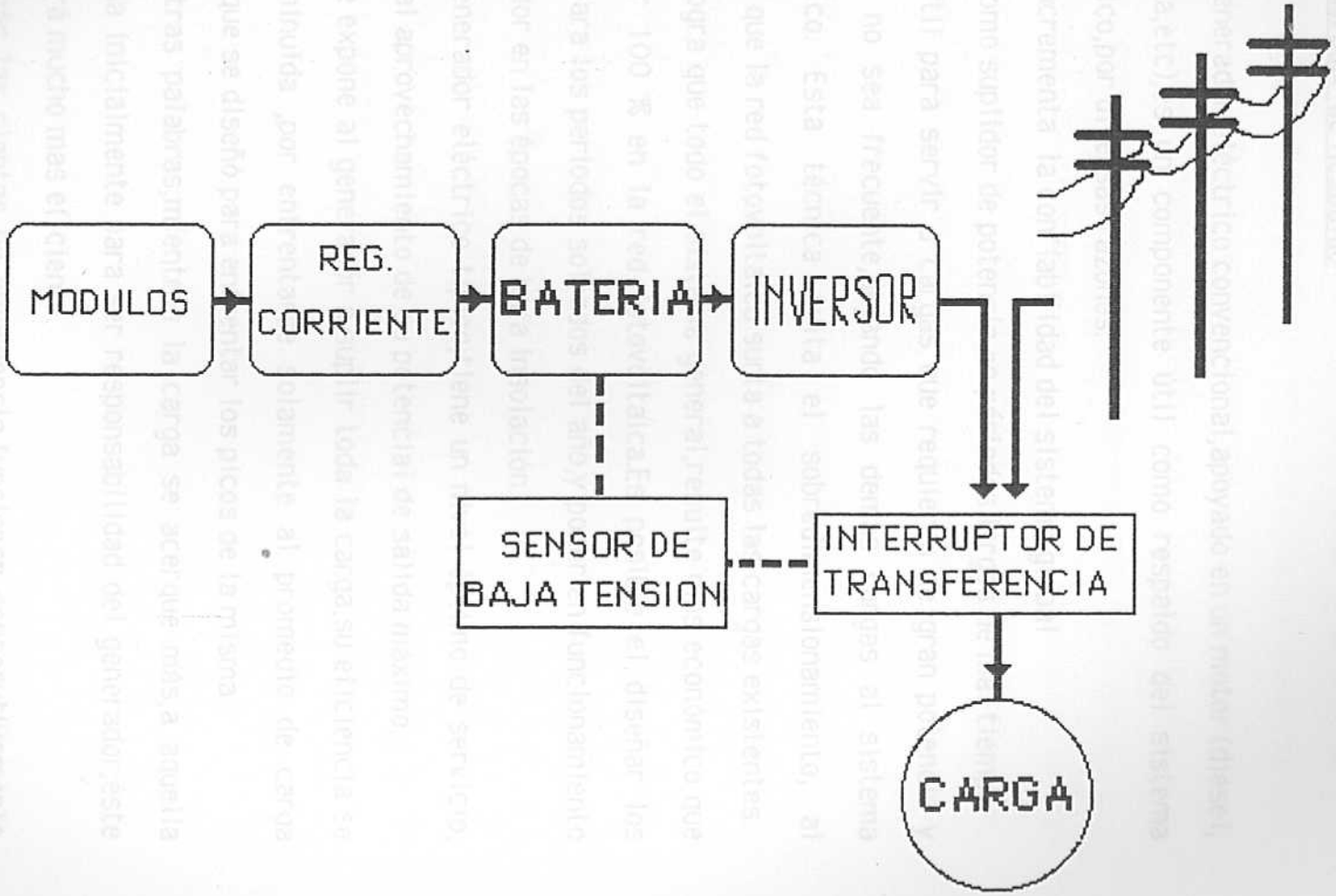


FIG. 21

4.7.2- Generador de Respaldo

Un generador eléctrico convencional,apoyado en un motor (diesel, a gasolina,etc),es un componente útil como respaldo del sistema fotovoltaico,por diversas razones:

1- Incrementa la confiabilidad del sistema global

2- Como suplidor de potencia en periodos largos de mal tiempo

3- Util para servir a cargas que requieran de gran potencia y cuyo uso no sea frecuente,dejando las demás cargas al sistema fotovoltaico. Esta técnica evita el sobredimensionamiento, al pretender que la red fotovoltaica surta a todas las cargas existentes.

4- Logra que todo el sistema general,resulte mas económico que el confiar 100 % en la red fotovoltaica.Es posible el diseñar los módulos para los períodos soleados del año,y poner en funcionamiento el generador en las épocas de baja insolación.

El generador eléctrico típico,tiene un nivel óptimo de servicio; asociado al aprovechamiento de su potencial de salida máximo.

Si se expone al generador a suplir toda la carga,su eficiencia se verá disminuida ,por enfrentarse solamente al promedio de carga diaria,ya que se diseñó para enfrentar los picos de la misma.

En otras palabras,mientras la carga se acerque más,a aquella planificada inicialmente para ser responsabilidad del generador;éste último será mucho mas eficiente.

Además las plantas de emergencia,funcionan consecutivamente hasta 8 horas,y sólo son capaces de exceder en 20 % su capacidad promedio,por períodos cortos (1/2 hora)(10).

Por otra parte,las emisiones contaminantes,el ruido producido y la presencia de combustible,dañinos por naturaleza;presionan aún mas para utilizar éste recurso temporalmente y no como una alternativa diaria. Por éstas razones se plantea sólo la posibilidad de su existencia ,como complemento de otro sistema principal establecido.

El diseño de un generador,engloba la presencia de un motor-generador,tanques de almacenamiento de combustible, mantenimiento del sistema,uso de lubricantes y el traslado y consumo de combustible.

En las localizaciones rurales es muy común el uso de plantas eléctricas ,debido a la cierta independencia que otorga,pero principalmente han sido una respuesta del público a la ineficacia de los servicios eléctricos convencionales.

La Fig.22 representa la posición de los diversos elementos,dentro de una combianación típica entre un sistema fotovoltaico y un generador de respaldo.

Allí se evidencia la independencia de ambos sistemas y la coordinación operativa del interruptor de transferencia.

SISTEMA FOTOVOLTAICO JUNTO A UN GENERADOR DE RESPALDO

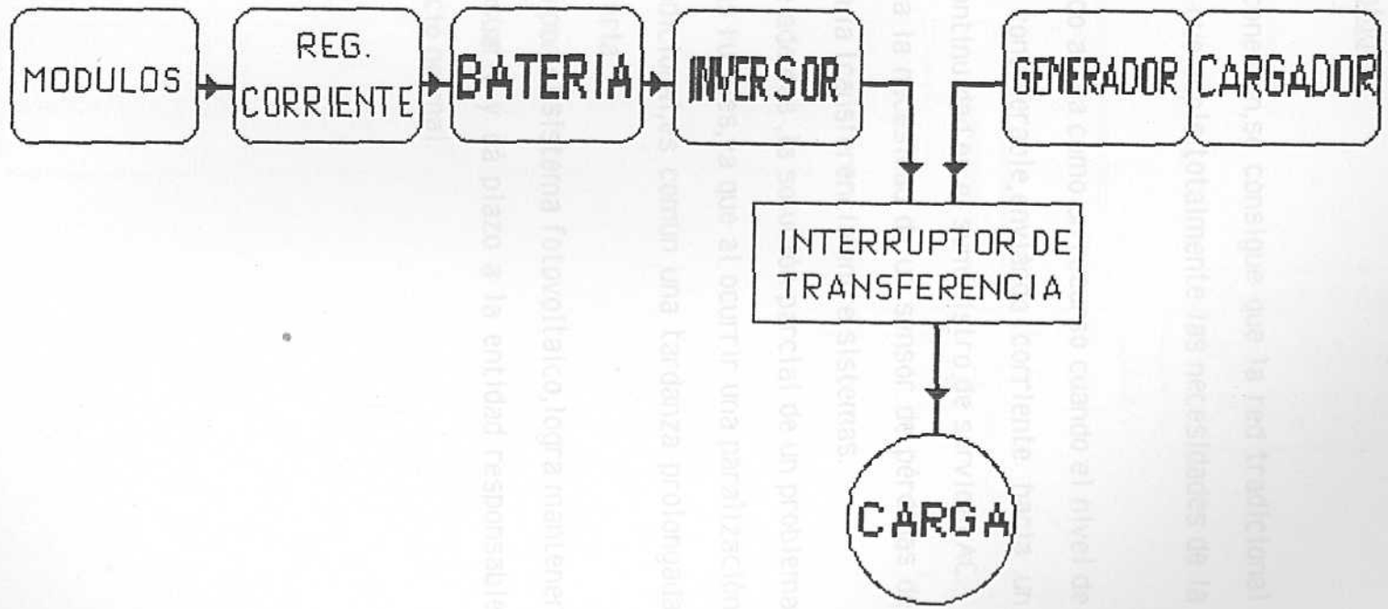


FIG. 22

4.7.3- Servicio ininterrumpido

En este esquema de conexión,se consigue que la red tradicional de servicio eléctrico es la que suple totalmente las necesidades de la carga.

El sistema fotovoltaico actúa como un recurso cuando el nivel de energía sufre una caida considerable,enviándo corriente hacia un inversor para obtener la continuidad en el suministro de servicio AC.

La Fig.23 esquematiza la necesidad de un sensor de pérdidas de potencia,que dé la pauta en la transferencia entre sistemas.

Este sistema permite además ,la solución parcial de un problema grave existente en la zonas rurales,ya que al ocurrir una paralización del servicio eléctrico tradicional,es común una tardanza prolongada para la reparación de la avería.

El respaldo producido por el sistema fotovoltaico,logra mantener un servicio adecuado al usuario y dá plazo a la entidad responsable para reestablecer el servicio normal.

ACTUACION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO PARA

ASEGURAR LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO

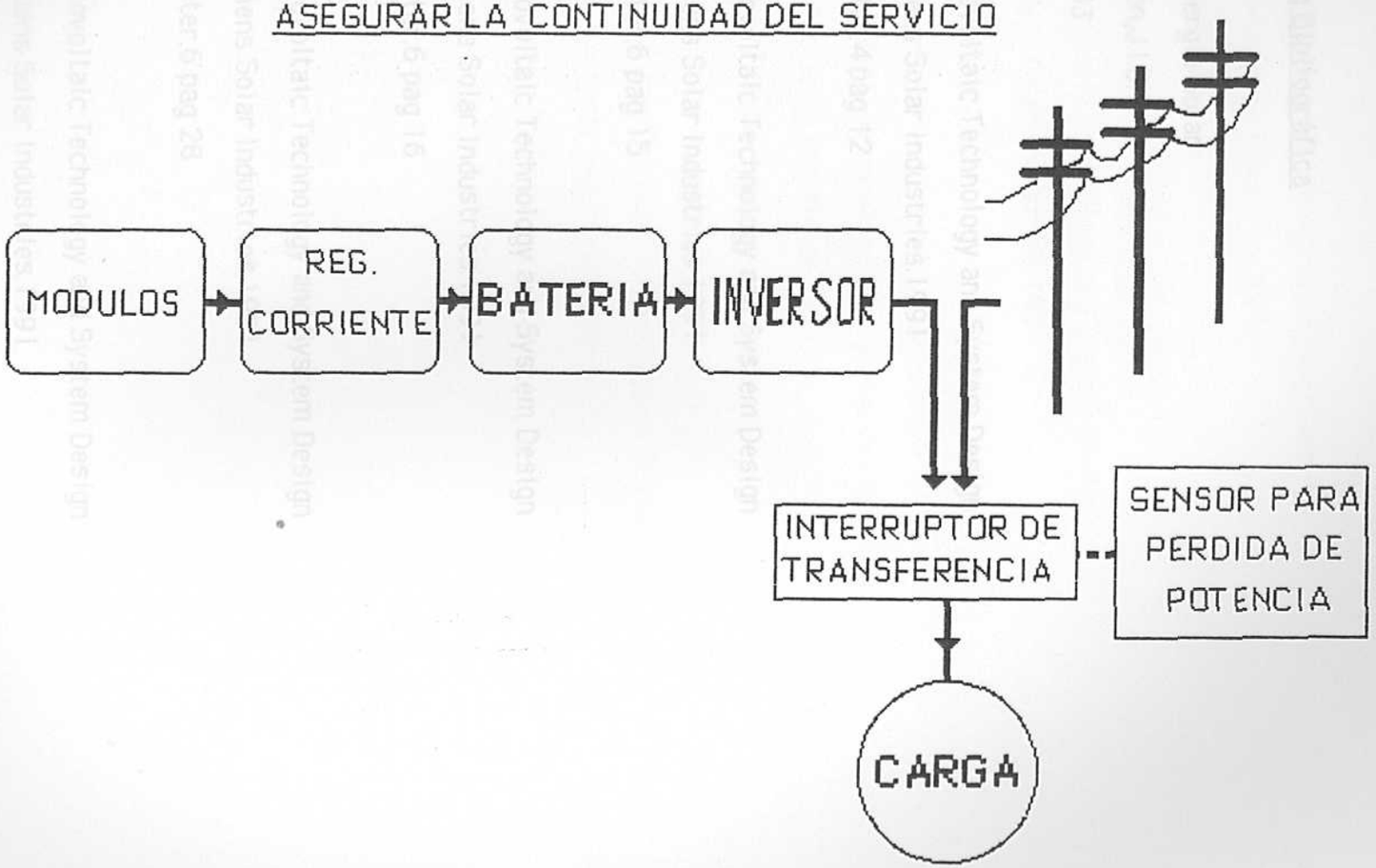


FIG. 23

Referencia Bibliográfica

(1) = La Energía Solar
Wilson,J.I.B.
Pag 83

(2) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.4 pag 12

(3)= Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 15

(4) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 16

(5) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 28

(6) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 38

(7) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 46

(8) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 53

(9) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.7 pag 27

(10) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 67

V. DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

V. DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Diseño del sistema fotovoltaico

5.1- Pasos básicos

1 - Identificación de las cargas ,tanto AC como DC ,y el posterior cálculo de la carga diaria (A.hr/día) de cada tipo de corriente.

2 - Si existen cargas AC, debe escogerse un inversor que se ajuste a las necesidades de la carga

3 - Después de decidir el inversor,la tensión de entrada del mismo determina la tensión DC en el sistema fotovoltaico. Con la eficiencia del inversor se calcula el promedio diario de energia DC (A.hr/día) que llega al dispositivo.

4 - Cálculo del valor de salida de cada módulo (A.hr/día/módulo)

5 - El valor promedio diario de la carga es dividido por la salida del módulo, para obtenerse el número de módulos necesarios en paralelo.

6 - La tensión nominal de la carga es utilizado para calcular el número de módulos necesarios en serie.

7 - Se determina la profundidad de descarga máxima permitida y se busca el dato de la temperatura esperada en la locación ,para escoger las baterías.

8 - Se decide el número de días de autonomía deseados,para el cálculo de la capacidad de la batería.Frecuentemente se toman de 3-5 días para los sistemas domésticos rurales,7-14 para uso industrial y de 15-30 para sistemas criticos en zonas remotas(1)

9 - Un tamaño específico de bateria es escogido basado en la descarga promedio del sistema,el costo y la facilidad de transporte.

10 - Se calcula el número de baterias necesarias para responder a la capacidad y la tensión requeridas.

En la Fig.1 se representa esquemáticamente los pasos básicos,para el diseño de sistemas fotovoltaicos,logrando englobar toda la información de procedimiento necesaria.

5.2- Hoja de cálculo para cargas DC

1 - Identificar cada carga DC,su consumo de corriente,las horas promedio de funcionamiento al día y la cantidad de días a la semana que trabaja a ese ritmo.

2 - Se suman todos los valores para obtener un consumo (A.hr/semana) total.

3 - Se divide este valor entre siete días de la semana para obtener una cantidad del consumo diario (A.hr/día).Para sistemas unicamente DC, ésta información es la utilizada para el diseño de los módulos y las baterias.

La Fig.2 permite observar con claridad el impacto de cada artefacto,en la carga total y entrega una información valiosa acerca de los Amp.hr/día que necesitamos para surtir a la carga.

FLUJOGRAMA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA RED Y LAS BATERIAS

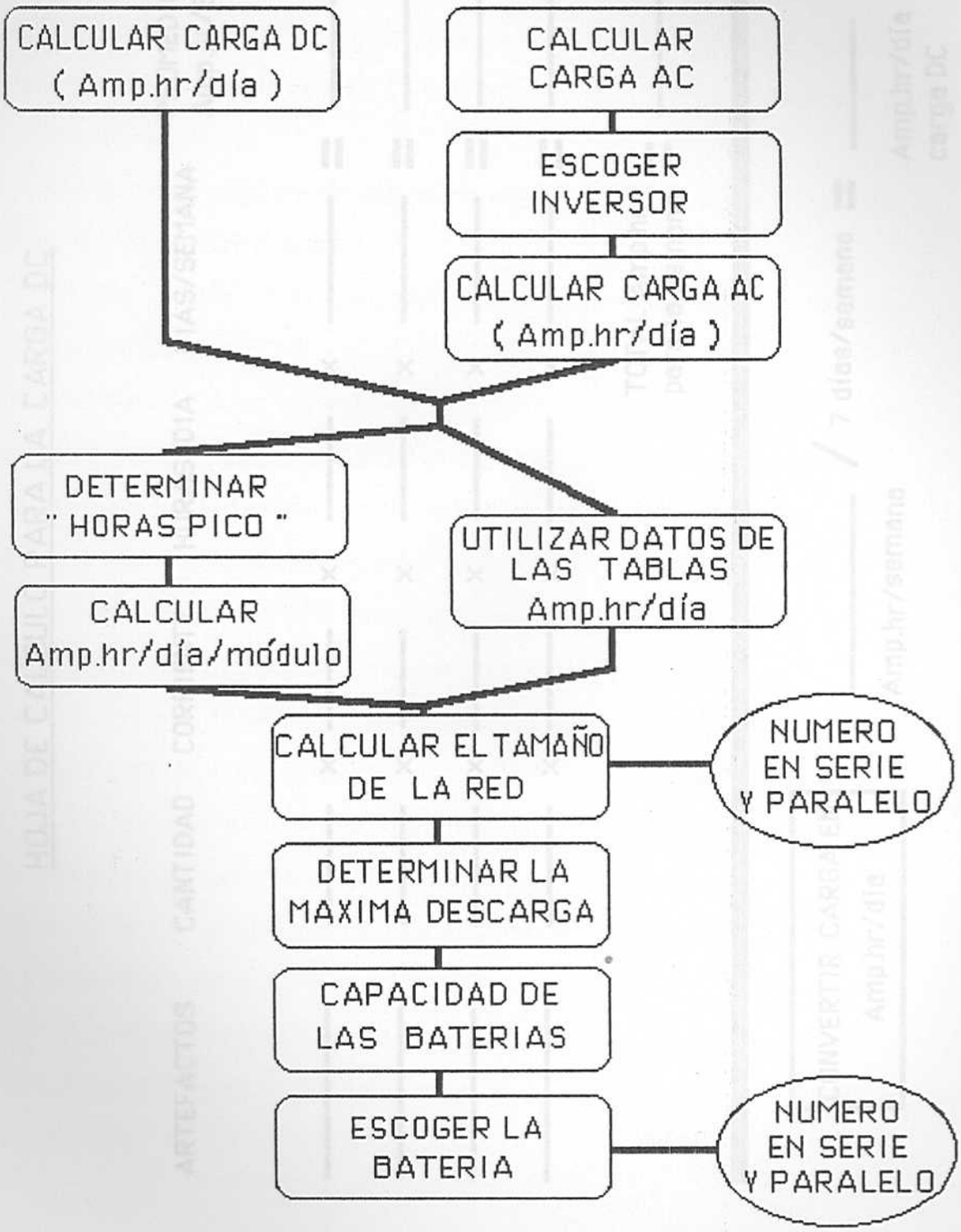


FIG. 1

HOJA DE CALCULO PARA LA CARGA DC

ARTEFACTOS	CANTIDAD		CORRIENTE		HORAS/DIA		DIAS/SEMANA		PROMEDIO Amp.hr/Semana
_____	_____	×	_____	×	_____	×	_____	=	_____
_____	_____	×	_____	×	_____	×	_____	=	_____
_____	_____	×	_____	×	_____	×	_____	=	_____
_____	_____	×	_____	×	_____	×	_____	=	_____
							TOTAL Amp.hr para la semana	=	_____

CONVERTIR CARGA EN Amp.hr/día

_____ Amp.hr/semana / 7 días/semana = _____ Amp.hr/día carga DC

FIG. 2

5.3- Hoja de cálculo para cargas AC

1 - Cada carga ,junto a su patrón de uso es contabilizada,pero se toma en cuenta la potencia real de cada carga AC (watts) y no unicamente la corriente necesaria.

2 - Si la carga requiere de una sobretensión para su puesta en marcha, debe ser tomada en cuenta.

3 - Se suman los consumos de cada una de las cargas (watts.hr/semana)

4 - Se suman todos los valores de consumo de aquellos aparatos que eventualmente trabajarían al mismo tiempo,utilizando este valor para la escogencia,del tamaño necesario del inversor.

5 - Los valores de sobretensión de aquellos mecanismos que los tengan, se suman a las demás cantidades de consumo estacionario,para conocer la potencia instantánea máxima que debe suplir el inversor.

6 - Se divide el total de consumo semanal entre siete ,para obtener un promedio diario. (watts.hr/día)

7 - Se escoge el inversor basados en los datos calculados con anterioridad.La capacidad de potencia continua debe ser mayor al valor obtenido en '4 ' y la capacidad de sobretensión debe ser mayor que la cantidad obtenida en '5'.

8 - El promedio diario de consumo (watts.hr/dia) se divide entre la eficiencia del inversor ,para dar un valor de consumo diario ajustado a la realidad.

9 - El valor ajustado se divide entre la tensión de entrada al inversor, para obtener la corriente diaria requerida desde los módulos y las baterías (A.hr/día). Para sistemas unicamente AC,ésta información es la utilizada para el diseño de los módulos y las baterías.

En aquellos casos donde existan además cargas DC,cuyas tensiones operativas coincidan con el de entrada al inversor,es posible el sumar las necesidades energéticas de los dos tipos de corrientes entre si,dando un único valor para el diseño.

En la Fig.3 se esuqematiza este método,lo que facilita su aplicación eficaz.

Además es oportuno mencionar,que se evidencia la máxima potencia simultánea posible para un grupo de artefactos determinados,y su acción directa sobre el inversor requerido.

5.4- Métodos para el cálculo de la salida de cada módulo (A.hr/día/módulo)

A -Usando las tablas para el "Dimensionamiento de redes fotovoltaicas" editadas por fabricantes,(Siemens,Solarex,Arco,etc) se logra obtener directamente el valor de la salida (A.hr/día/módulo) para cada mes del año,en todas las ciudades y considerando los distintos módulos disponibles en el mercado.

B -Si los datos del clima local están disponibles,un método de cálculo basado en las "Horas pico" de insolación es la base para la obtención del valor.

HOJA DE CALCULO PARA CARGAS AC

ARTEFACTO	CANTIDAD	POTENCIA (watts)	hr/día	días/semana	Watts.hr/semana	sobre-tensión
_____	_____ ×	_____ ×	_____ ×	_____ =	_____	_____
_____	_____ ×	_____ ×	_____ ×	_____ =	_____	_____
_____	_____ ×	_____ ×	_____ ×	_____ =	_____	_____

↓

_____ (B) MAXIMA POTENCIA SIMULTANEA CON SOBRETENSION

_____ (A) MAXIMA POTENCIA SIMULTANEA

= _____ TOTAL Watts.hr/semana

_____ / 7 días/semana = _____

TOTAL Watts.hr/semana — Promedio Watts.hr/día

Escogencia de Inversor _____

Capacidad de carga continua _____ watts. > (A)

Capacidad de sobretensión _____ watts. > (B)

Tensión de operación _____ volts

Eficiencia _____ decimal

Carga Ajustada = _____ / _____ = _____

Promedio Watts.hr/dia — Eficiencia — Watts.hr/día

Carga en Amp.hr/día = _____ / _____ = _____

Carga Ajustada — Tensión — Total Amp.hr/día

FIG.3

La información de la cantidad de insolación (kw.hr/m^2) debe obtenerse para las diversas superficies de inclinación típicas,logrando así un diseño mas apropiado en cada caso.

Energía total en el día = Horas pico . Insolación pico

El valor standard de insolación pico para medir la tasa de salida de un módulo es de 1 kw/m^2 ,por que un valor de insolación total del día de 'X' kw.hr/m^2 ,no es mas que suponer una exposición de 'X' horas bajo un nivel promedio de 1 kw/m^2,siendo 'X' el valor de horas pico.

Para calcular el valor de salida en A.hr/día/módulo,se multiplica las horas pico por la Imp del módulo seleccionado.

Salida del módulo = Horas pico . Imp

C- Usando los datos provenientes de mapas especialemente diseñados, que reflejan a traves de curvas,la insolación promedio anual en cada región del globo.Esta información no es tan especifica ,pero su uso es generalizado debido a la dificultad en conseguir los datos de regiones determinadas.

5.4.1- Diseño de los módulos utilizando las tablas para el"Dimensionamiento de redes fotovoltaicas"

1 - Se combinan los consumos (A.hr/día) de las cargas AC y DC para dar el promedio diario.

2 - Se ubica en las tablas,el módulo y la ciudad adecuados,usando el menor valor de A.hr/día/módulo ,para asegurar que las baterías permanezcan completamente cargadas durante el año.(Fig. 4a)

3 - Se toma un valor de eficiencia de los módulos,por cuanto la potencia de salida es afectada por cambios climáticos,presencia de polvo y otros factores que impiden la efectividad total del módulo.

4 - Se toma el valor de la eficiencia Coulombica de las baterías

5 - Se calcula el número de módulos en paralelo, dividiendo el consumo diario de la carga (A.hr/día) entre la salida de cada módulo,la eficiencia del módulo y la eficiencia coulombica.

$$\text{Número de módulos en paralelo} = \frac{\text{Consumo diario de la carga}}{\text{Salida de c/módulo} \cdot \text{efic módulo} \cdot \text{efic coulomb.}}$$

6 - Se calcula el número de módulos en serie ,dividiendo la tensión nominal de la carga ,entre la tensión del módulo.

7 - Se calcula en número total de módulos multiplicando los módulos necesarios en serie por los módulos en paralelo.

En la Fig.4b se observa claramente el proceso descrito con anterioridad,permitiendo además llevar un registro fiel de las decisiones tomadas a lo largo del diseño.

TABLA MODELO UTILIZADA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

ASIAN REGION
MODULE = M55

ASIAN REGION
MODULE = M55

Ah/day/module

Location	Map Code	Lat	Long	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	Best Tilt Angle
Afghanistan																
FAIZABAD	2200	37	-71	10.13	10.53	10.36	11.67	12.88	13.70	13.68	15.50	16.20	15.65	12.82	10.79	60
FARAH	2205	32	-62	16.14	16.21	16.15	15.70	16.32	15.87	15.61	17.22	18.69	18.95	17.57	15.95	50
GADIS	2202	35	-63	11.29	11.24	11.78	11.19	13.76	14.56	15.24	16.87	18.57	17.28	14.43	11.36	60
GHAZNI	2204	34	-68	13.70	15.38	15.91	15.18	14.65	15.56	15.76	17.60	19.55	19.01	18.69	16.06	55
KANDAHAR	2206	32	-66	15.47	15.22	17.08	15.83	17.79	17.50	17.11	18.37	19.58	20.04	18.75	17.26	45
KHOST	2207	33	-70	16.47	15.92	16.46	15.28	16.34	15.91	14.97	15.69	17.80	18.71	17.56	15.01	45
LAL	2203	35	-66	12.94	12.37	14.12	13.85	16.83	18.37	18.88	19.97	21.03	18.71	16.37	13.55	45
MAZARI-SHARIF	2201	37	-67	11.18	12.10	11.96	12.62	14.46	12.64	14.84	16.14	17.19	16.68	14.00	12.60	60
Antarctica																
DUMONT D'URVILLE	1881	-67	-140	16.98	16.72	14.33	8.32	1.37	0.11	0.35	5.08	13.53	20.51	20.11	19.86	75
Australia																
ALICE SPRINGS	16	-24	-134	20.50	20.28	21.17	21.88	19.96	19.52	20.03	20.43	21.35	21.47	19.90	19.26	30
DARWIN	19	-12	-131	17.77	15.68	17.36	19.94	19.04	18.63	19.20	20.20	20.74	20.14	19.60	17.42	15
FORREST	373	-31	-128	16.27	17.64	17.49	17.98	16.80	15.36	15.98	17.54	18.03	18.37	16.22	16.00	55
HOBART	374	-43	-147	13.91	13.80	13.68	11.98	10.64	9.89	10.23	12.36	13.55	13.69	12.97	12.57	65
LONGREACH	375	-23	-144	17.03	18.06	19.54	20.36	17.53	17.42	18.36	19.83	20.55	20.41	20.47	18.91	25
MELBOURNE	. 17	-38	-145	14.57	15.21	14.55	12.31	9.99	9.41	9.92	10.78	12.31	12.97	13.46	13.80	60
MILDURA	377	-34	-142	15.47	16.35	17.59	16.38	14.92	13.63	14.29	14.98	15.64	15.41	15.38	15.52	60
MT. GAMBIER	20	-38	-141	14.77	15.70	14.62	12.47	11.61	10.56	10.81	12.04	12.97	13.56	13.08	13.90	60
PERTH	379	-32	-116	16.87	18.10	18.94	16.07	14.09	12.91	12.90	14.38	16.39	16.05	16.51	16.61	55
PORT HEDLAND	380	-20	-119	18.35	18.98	20.23	20.87	18.93	19.54	19.79	20.67	21.73	21.39	20.33	19.07	35
ROCKHAMPTON	18	-23	-150	15.12	17.17	17.54	18.29	16.84	15.28	16.27	18.05	17.21	18.20	18.77	17.87	25
TOWNSVILLE	22	-20	-147	16.82	16.98	16.04	17.83	16.44	16.58	18.58	19.57	20.25	21.35	19.43	18.69	20
WAGGA	23	-35	-147	15.55	16.39	17.48	15.81	14.31	12.69	12.54	13.39	15.71	15.81	15.56	15.61	60
WILLIAMTOWN	24	-33	-152	13.64	14.05	15.54	16.43	15.47	13.37	15.51	15.65	14.81	13.92	13.89	13.65	60
WOOMERA	384	-31	-137	16.57	17.25	19.07	18.02	16.80	15.86	15.76	16.87	17.50	17.12	16.85	16.35	55
Bahrain																
MUHARRAQ	1181	26	-51	16.04	16.01	16.29	16.52	16.37	17.11	16.86	18.68	19.01	18.40	17.25	16.65	35

FIG.4A

CALCULO DEL NUMERO DE MODULOS EN BASE A LAS " TABLAS PARA EL DIMENSIONAMIENTO "

$$\frac{\quad}{\text{Amp.hr/día DC}} + \frac{\quad}{\text{Amp.hr/día AC}} = \boxed{\quad}$$

Salida del Módulo = $\boxed{\quad}$ Basándonos en las tablas

Módulos en paralelo

Eficiencia del módulo _____

Eficiencia Coulombica (Baterías) _____

$$\text{Nº de módulos en paralelo} = \frac{\text{Carga Total diaria}}{\text{Salida del módulo} \cdot \text{eficiencia módulos} \cdot \text{eficiencia coulombica}}$$

Módulos en serie

$$\text{Nº de módulos en serie} = \frac{\text{Tensión Nominal del sistema}}{\text{Tensión Nominal del módulo}} \quad \boxed{\quad}$$

$$\text{Módulos Totales} = \text{Nº módulos en paralelo} \times \text{Nº de módulos en serie} \quad \boxed{\quad}$$

FIG.4B

5.4.2- Dimensionamiento usando el método de las " horas pico "

Como en el caso de las tablas para el "Dimensionamiento de redes fotovoltaicas" ,se toma el mes ,donde el valor de la insolación sea el menor del año. Si los datos se encuentran en unidades diferentes la hoja de trabajo presenta las diversas conversiones necesarias.

Una consideración que es necesario tomar en cuenta,es aquella que supone la disponibilidad de toda la insolación medida en los mapas para la conversión fotovoltaica.

Para determinar el mejor ángulo de inclinación para un patrón de carga específica, es necesario el comparar la actuación de los diversos ángulos notables con el desenvolvimiento de la carga en el tiempo.

El resto de los cálculos son similares al caso del diseño con las tablas para el "Dimensionamiento de redes fotovoltaicas".

En la Fig.5 se nota que la única diferencia entre el método de las " horas pico " y el del uso de tablas para el "Dimensionamiento de redes fotovoltaicas",es la vía de cálculo para la salida del módulo.

Precisamente es en ese punto ,donde la información disponible marca la pauta,en cuanto a la escogencia del método a seguir.

CALCULO DEL NUMERO DE MODULOS EN BASE AL METODO DE LAS " HORAS PICO "

$$\frac{\text{Amp.hr/día DC}}{} + \frac{\text{Amp.hr/día AC}}{} = \boxed{}$$

$$\text{Salida del Módulo (Amp.hr/dia)} = \frac{}{\text{Horas pico}} \times \frac{}{\text{Imp}} = \boxed{}$$

Módulos en paralelo

Eficiencia del módulo _____

Eficiencia Coulombica (Baterías) _____

$$\text{Nº de módulos en paralelo} = \frac{\text{Carga Total diaria}}{\text{Salida del módulo . eficiencia módulos . eficiencia coulombica}}$$

Módulos en serie

$$\text{Nº de módulos en serie} = \frac{\text{Tensión Nominal del sistema}}{\text{Tensión Nominal del módulo}} \quad \boxed{}$$

$$\text{Módulos Totales} = \text{Nº módulos en paralelo} \times \text{Nº de módulos en serie} \quad \boxed{}$$

FIG.5

5.5- Hoja de cálculo para el dimensionamiento de las baterías

1 - Indicar la temperatura diaria promedio más baja del lugar de la instalación.

2 - Use dicha temperatura para determinar el factor de corrección de capacidad de las baterías,obteniendo así la fracción de la capacidad disponible durante el período mas frío del año.

3 - Indique la máxima profundidad de descarga aceptable.

En la Fig.6 se evidencia que la congelación no es un problema frecuente en el caso de zonas rurales,ubicadas en regiones tropicales.

4 - Determine el número de días de autonomía deseados.Frecuentemente se toman de 3-5 días para sistemas domésticos rurales,de 7-14 para uso industrial y de 15-30 para sistemas críticos en zonas remotas.(1)

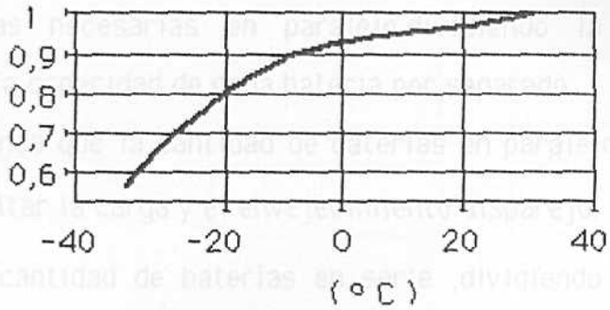
Para conocer la cantidad de horas necesarias,para la descarga total de las baterías conectadas a éste sistema de cargas en particular,se lleva el número de días de autonomía a horas y se divide entre el nivel de descarga máximo y el factor de corrección de la capacidad.

$$\text{Horas para la descarga total} = \frac{\text{días de autonomía} \cdot 24 \text{ horas}}{\text{nivel de descarga}^{*} \cdot \text{factor de corrección}}$$

5 - Calcule la capacidad requerida ,multiplicando el número de días de autonomía por el promedio diario de consumo (A.hr) y dividiéndolo entre el nivel máximo de descarga y el factor de corrección de la capacidad.

FACTOR DE CORRECCION DE LA CAPACIDAD

EN BASE A LA TEMPERATURA INTERNA

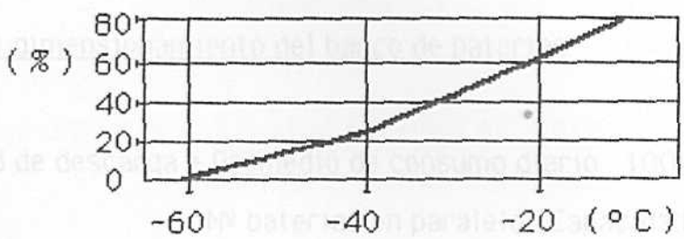


Temperatura mas baja: [ ]

Factor de Corrección: [ ]

MAXIMA TASA DE DESCARGA

PARA EVITAR CONGELACION



Máxima tasa de descarga [ ]

FIG.6

$$\text{Capacidad requerida} = \frac{\text{días de autonomía} \cdot \text{promedio diario de consumo}}{\text{nivel de descarga} \cdot \text{factor de corrección}}$$

6 - Se escogen consecutivamente baterías disponibles,y se calcula el número de ellas necesarias en paralelo,dividiendo la capacidad requerida entre la capacidad de cada batería por separado.

Se recomienda que la cantidad de baterías en paralelo no supere las 8 (2),para evitar la carga y el envejecimiento disparejo.

7 - Calcule la cantidad de baterías en serie ,dividiendo la tensión nominal de la carga entre la tensión de la batería.

8 - Calcule el número total de baterías multiplicando las necesarias en paralelo por la requeridas en serie.

La Fig.7 permite obtener la información organizadamente y llevar un registro amplia de las decisiones tomadas.

Además se observa ,como la escogencia de la capacidad individual de la batería permite el reducir el número de baterías en paralelo a expensas de un costo unitario por baterías mayor.

Chequeo del dimensionamiento del banco de baterías

$$\text{Profundidad de descarga} = \frac{\text{Promedio de consumo diario} \cdot 100\ \%}{\text{Nº baterías en paralelo} \cdot \text{Capacidad c/batería}}$$

Si este valor es menor al estimado inicialmente en base a la información de los fabricantes,se acepta el diseño

DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS

$$\text{Capacidad requerida de las baterías} = \frac{\text{Nº de días de autonomía} \times \text{Promedio de carga diaria}}{\text{Tasa máxima de descarga} \times \text{Factor de corrección de la capacidad}}$$

$$\text{Capacidad requerida de las baterías} = \frac{\boxed{} \times \boxed{}}{\boxed{} \times \boxed{}}$$

$$\text{Tiempo para la descarga total} = \frac{\text{Capacidad de la batería} \cdot 24 \text{ horas}}{\text{Promedio de carga diaria}}$$

$$\text{Tiempo para la descarga total} = \frac{\boxed{} \times \boxed{}}{\boxed{}}$$

$$\text{Capacidad individual} = \boxed{}$$

$$\text{Nº baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad requerida}}{\text{Capacidad individual}} = \frac{\boxed{}}{\boxed{}}$$

$$\text{Nº baterías en serie} = \frac{\text{Tensión nominal de sistema}}{\text{Tensión nominal de la batería}} = \frac{\boxed{}}{\boxed{}}$$

$$\text{Nº Total de baterías} = \underbrace{\boxed{} \times \boxed{}}_{\text{Nº baterías en paralelo} \cdot \text{Nº baterías en serie}}$$

FIG.7

Máxima tasa de carga enviada por el sistema = $\frac{\text{Nº de baterías en paralelo . Capacidad c/batería}}{\text{Nº de Módulos en paralelo . Imp}}$

Si éste valor es menor a la tasa máxima de carga aceptada por las baterías,entonces el diseño es acertado.En caso contrario,si la tasa de carga resulta ser muy rápida,debe incrementarse el banco de baterías para evitar la gasificación excesiva.

5.6- Diseño del cableado

Es muy importante elegir el calibre adecuado de los cables a utilizar dentro del sistema fotovoltaico,para contar con la seguridad adecuada y minimizar las caídas de tensión.

El diseño apropiado se basa en dos factores:

1- Intensidad : La cantidad de corriente que puede circular,por el cable sin que exista la posibilidad del sobrecalentamiento.

Como medida tradicional se escoge un tipo de cable diseñado para resistir una circulación del 25 % mayor que la presente en el sistema considerado.(3)

Corriente DC de la carga = $\frac{\text{Potencia real de la carga (watts)}}{\text{Tensión nominal de la carga}}$

Corriente AC de la carga = $\frac{\text{Potencia aparente de la carga (V.A)}}{\text{Tensión nominal de la carga}}$

2- Caida de la tensión:

Todos los conductores representan una resistencia que provoca una caida de la tensión; siendo necesario el tomar muy en cuenta este fenómeno en el momento del diseño.

Los códigos eléctricos estadounidenses recomiendan que no debe existir una caida mayor del 5 % entre la fuente generadora de potencia y la carga mas alejada de ella,aunque tradicionalmente en los sistemas fotovoltaicos se trabajada con un valor del 2 %,buscando proteger aún mas la costosa energía generada en primer lugar.(4)

En la Fig.8 se presenta una table que permite,accesar a los diversos calibres de cables(AWG),disponibles en el mercado,siendo simple sencillo,el escoger el tipo de cable necesario,para una circulación prevista de corriente.

En la Fig.9 se logra esquematizar las continuas caidas de tensión que debe enfrentar el sistema,y muestra la bidireccionalidad presente,a partir del banco de baterías hacia los módulos y las cargas respectivamente.

Para el cálculo de la caida de tensión se toma en cuenta la tabla que contiene los " factores de caida de tensión " y tanto la corriente como la longitud necesaria de cableado.

Caida de tensión = Corriente . Longitud . Factor de caida de tensión

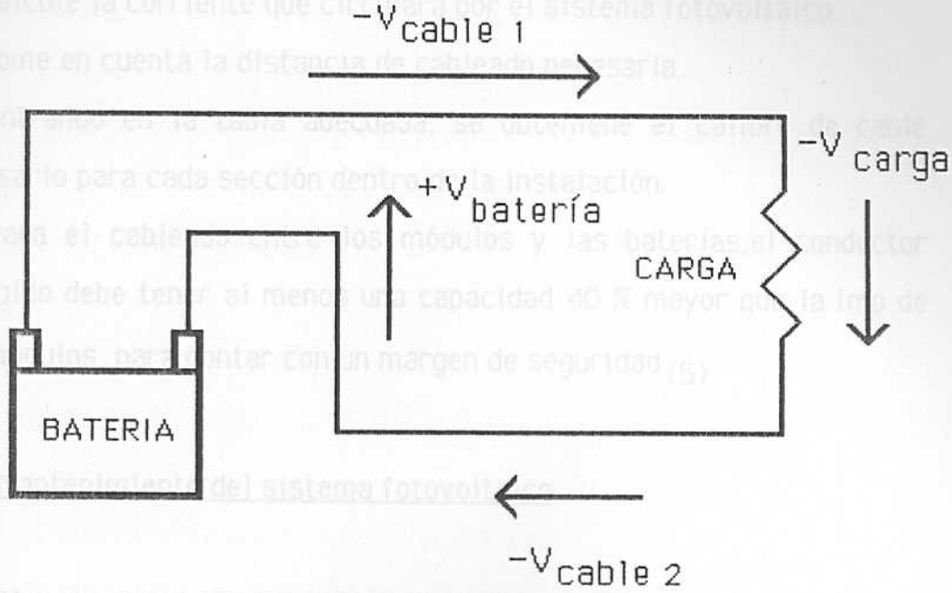
DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

BASANDOSE EN LA CAPACIDAD DE CORRIENTE

CALIBRE (AWG)	MAXIMA CORRIENTE (AMP)	FACTOR DE CAIDA DE TENSION (VOLTS/AMP /PIE)
14	15	0,002823
12	20	0,001775
10	30	0,001117
8	55	0,000702
6	75	0,000441
4	95	0,000228
2	130	0,000175
0	150	0,000139
00	195	0,000087
000	225	0,000070
0000	260	0,000056

FIG. 8

DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO
EN BASE A LA CAIDA DE TENSION



$$V_{carga} = V_{batería} - V_{cable\ 1} - V_{cable\ 2}$$

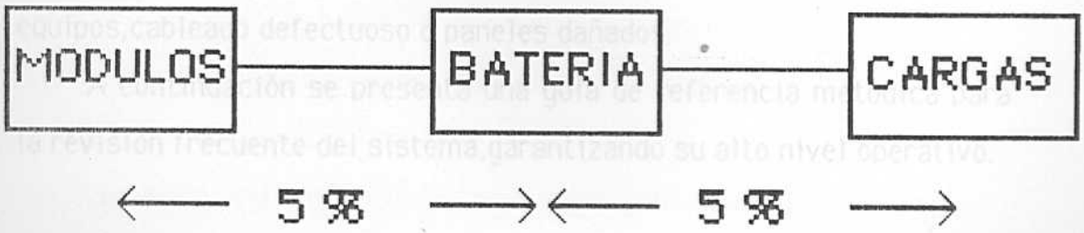


FIG. 9

5.6.1- Hoja de cálculo del cableado

1- Establezca la mayor caida de tensión aceptada por el sistema.

2- Calcule la corriente que circulará por el sistema fotovoltaico.

3- Tome en cuenta la distancia de cableado necesaria.

4- Entrando en la tabla adecuada, se obteniene el calibre de cable necesario para cada sección dentro de la instalación.

5- Para el cableado entre los módulos y las baterías,el conductor escogido debe tener al menos una capacidad 40 % mayor que la Imp de los módulos, para contar con un margen de seguridad.(5)

5.7- Mantenimiento del sistema fotovoltaico

Una gran ventaja de la alternativa fotovoltaica,es el bajo nivel de mantenimiento requerido por los diversos componentes del sistema,sin embargo en caso de que se requiera el mismo usuario puede encargarse de la verificación y mantenimiento del conjunto,para operar eficazmente,sin necesitar un alto nivel técnico.

La inspección debe hacerse ,en busca de fallas en los equipos,cableado defectuoso o paneles dañados.

A continuación se presenta una guia de referencia metódica para la revisión frecuente del sistema,garantizando su alto nivel operativo.

A- Aspectos Físicos

1- Reemplace los módulos dañados.

2- De ser necesario,lave los módulos con una esponja suave y agua.

3- Verifique la inclinación de los módulos.

4- Compruebe que ningún objeto bloquee el acceso de luz a los módulos.

5- Examine las conexiones,buscando corrosión o daño.

6- Observe la homogeneidad de las celdas,en cuanto a coloración y aspecto.

B- Aspectos Eléctricos

1- Mida la corriente que fluye por el sistema.

2- Mida la tensión en diversos puntos del sistema.

Mantenimiento del banco de baterias

1- Observe el nivel de agua destilada de cada bateria.

2- Inspeccione los terminales en busca de rastros de corrosión

3- Confirme que las baterias no están situadas directamente en el suelo, para asegurar la homogeneidad de la temperatura a lo largo de toda el área de la bateria.

4- Compare el estado de carga,con el recomendado por el fabricante.

Existe el costo del mantenimiento agrupado,al cambio de elementos en mal estado,oxidados,o victimas de la intemperie,además del cuidado preventivo siempre recomendado.

Referencias Bibliográficas

(1) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.7 pag 46

(2) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.6 pag 30

(3) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.8 pag 32

(4) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.8.pag 42

(5) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter.8 pag 40

VI. APLICACION Y EVALUACION DE SISTEMAS

Aplicación y Evaluación de sistemas

6.1- Descripción del caso

El objetivo principal consiste,en comparar el uso de los sistemas fotovoltaicos frente al suministro por medio de redes eléctricas tradicionales. Se hace imprescindible el fijar algunos valores intrínsecos a los cálculos ,para reducir el gran espectro de posibilidades existentes en cualquier comparación.

La vivienda unifamiliar está situada en una zona rural,alejada de la red eléctrica convencional,trayendo como consecuencia la necesidad de una inversión para la obtención del servicio requerido.

La escogencia de los artefactos eléctricos presentes en nuestro caso se ajustan al promedio existente,en zonas rurales venezolanas,observándose un nivel moderado de comodidades sin llegar al lujo,comunmente encontrado en las ciudades.Se asume también que la vivienda posee una instalación eléctrica interna,que permite el uso de los equipos electrodomésticos.

La vivienda está ubicada en una planicie ,siendo innecesario el uso de equipo especial de construcción,para accesar a ella.

6.2- Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

6.2.1- Módulos

Criterios básicos

- La combinación de aparatos que funcionen con distintos tipos de corriente (alterna o continua),trae como consecuencia una complejidad extra dentro del sistema.
- Los artefactos que funcionan con corriente alterna, poseen una superioridad numérica en el mercado frente a aquellos que trabajan con corriente continua.
- Se escogieron aparatos que trabajen exclusivamente con corriente alterna.
- La carga requerida por la vivienda se consideró como un valor fijo dentro de los cálculos,considerándose un valor promedio diario para facilitar el dimensionamiento.
- Toda la gama de módulos disponibles trabajan a una tensión nominal de 12 Volts.
- Se trabajó con el método de las 'horas pico' por disponer de datos mas especificos.

La Fig. 1 presenta la diversa gama de artefactos eléctricos escogidos dentro de la vivienda,obteniéndose metódicamente el promedio de watts.hr/dia requeridos por el sistema.

HOJA DE CALCULO PARA CARGAS AC

ARTEFACTO	CANTIDAD	POTENCIA (watts)	hr/día	días/semana	Watts.hr/semana	sobre-tension
LUCES	7	60	5	7	14700	------
TV	1	250	6	6	9000	------
REFRIGER.	1	300	12	7	25200	1500
RADIO	1	60	4	5	1200	------
VENTILADOR	1	50	8	5	2000	------
LICUADORA	1	50	0,16	3	25	------
PLANCHA	1	150	0,25	2	75	------
COCINILLA	1	1000	1	5	5000	------

3480 (B)	2280 (A)	= 57200
MAXIMA POTENCIA SIMULTANEA CON SOBRETENSION	MAXIMA POTENCIA SIMULTANEA	TOTAL Watts.hr/semana

57200 / 7 días/semana = 8171,42

TOTAL Watts.hr/semana — Promedio Watts.hr/día

FIG.1

En este preciso momento, comienza a evidenciarse la flexibilidad de los sistemas fotovoltaicos,al permitir al usuario el combinar grupos diferentes de artefactos eléctricos,de acuerdo a las necesidades especificas.

En la Fig.2 se toma una decisión importante,en cuanto al inversor presente en el sistema definitivo.

El ajuste realizado en la cantidad de carga enfrentada por el sistema,adecúa el mismo a la realidad y evita la constante consideración de la eficiencia del inversor en futuros cálculos.

- Dada la gran diversidad de módulos existentes en el mercado,el procedimiento para la escogencia del mas adecuado fue el siguiente:

1- Con la información de los 'A-hr/dia.módulo' de cada opción,se sustituye en la fórmula para el cálculo de la cantidad de módulos en paralelo.

En la Fig. 3 se observa una tabla,que presenta los diversos módulos disponibles,junto a sus datos técnicos operativos.

2- Se toman los valores inferiores mas cercanos a los enteros existentes (1,2,3,4,etc).

3- Para este grupo mas reducido,se busca el minimizar el costo asociado a su adquisición,sustituyendo en la siguiente fórmula:

Costo = (Costo/módulo). Nº de módulos en paralelo. Nº de módulos en serie

HOJA DE CALCULO PARA CARGAS AC(2)

Escogencia de Inversor: MODELO 2524, 2500 Watts

Capacidad de carga continua: 2500 watts. > (A)

Capacidad de sobretensión: 7500 watts. > (B)

Tensión de operación: 24 volts

Eficiencia: 0,92 decimal

Carga Ajustada = 8171,42 (Promedio Watts.hr/día) / 0,92 (Eficiencia) = 8881,97 (Watts.hr/día)

Carga en Amp.hr/día = 8881,97 (Carga Ajustada) / 24 (Tensión) = 370 (Total Amp.hr/día)

FIG.2

Cálculo del número de módulos en paralelo requeridos

MODULO SOLAREX	Imp	Vmp	Nº de módulos necesarios en paralelo	
MSX-120	7.00	17,10	11,96	→ 12
MSX-64	3,66	17,50	22,88	→ 23
MSX-60	3,50	17,10	23,93	→ 24
MSX-56	3,35	16,80	25	→ 25
MSX-50	3,33	15,00	25,15	→ 26
MSX-40	2,34	17,10	35,79	→ 36
MSX-30	1,75	17,10	47,86	→ 48
MSX-18	1,14	16,80	73,47	→ 74
MSX-10	0,58	17,10	144,40	→ 145
MSX-5	0,27	16,80	310,21	→ 311

FIG.3

En la Fig. 4 se presenta el costo unitario de cada uno de los módulos considerados y su número requerido de elementos totales,obteniéndose asi el costo total de cada opción de módulos.

De esta manera se decide el módulo,económicamente adecuado para nuestro caso.

Resolución Numérica

Datos:

1- Carga (AC): 370 A-hr/dia

2- Eficiencia Coulombica: 0,95

3- Factor de corrección: 0,93

4- Horas Pico = 5 hr/dia

$$\text{Numero de módulos en paralelo} = \frac{370\ \text{A.hr/dia}}{(\text{Horas pico}.\ I_{mp}).(0{,}93)(0{,}95)}$$

$$\text{Numero de módulos en paralelo} = \frac{370\ \text{A.hr/dia}}{(5)(I_{mp}).(0{,}93)(0{,}95)}$$

Una vez seleccionado el módulo adecuado;se representará metodicamente su ajuste a los métodos explicados teóricamente en la sección del diseño de sistemas fotovoltaicos.

MODULO	COSTO UNITARIO ($)	Nº MODULOS	COSTO TOTAL ($)
MSX-120	966	24	23184
MSX-64	488	46	22448
MSX-60	457,70	48	21969,60
MSX-56	427,20	50	21360
MSX-50	398,30	52	20711,60 *
MSX-40	332,20	72	23918,40
MSX-30	274,60	96	26361,60
MSX-18	218,70	148	32367,60
MSX-10	127,10	290	36859
MSX-5	63,60	622	39559,20

* SELECCION POR MENOR COSTO

FIG.4

Además se presentan gráficos que detallan las propiedades del conjunto de módulos y sus características principales.

En la Fig. 5 se presenta un mapa mundial,donde se representan diversas zonas con su respectivo promedio de Amp.hr/día para el módulo seleccionado.

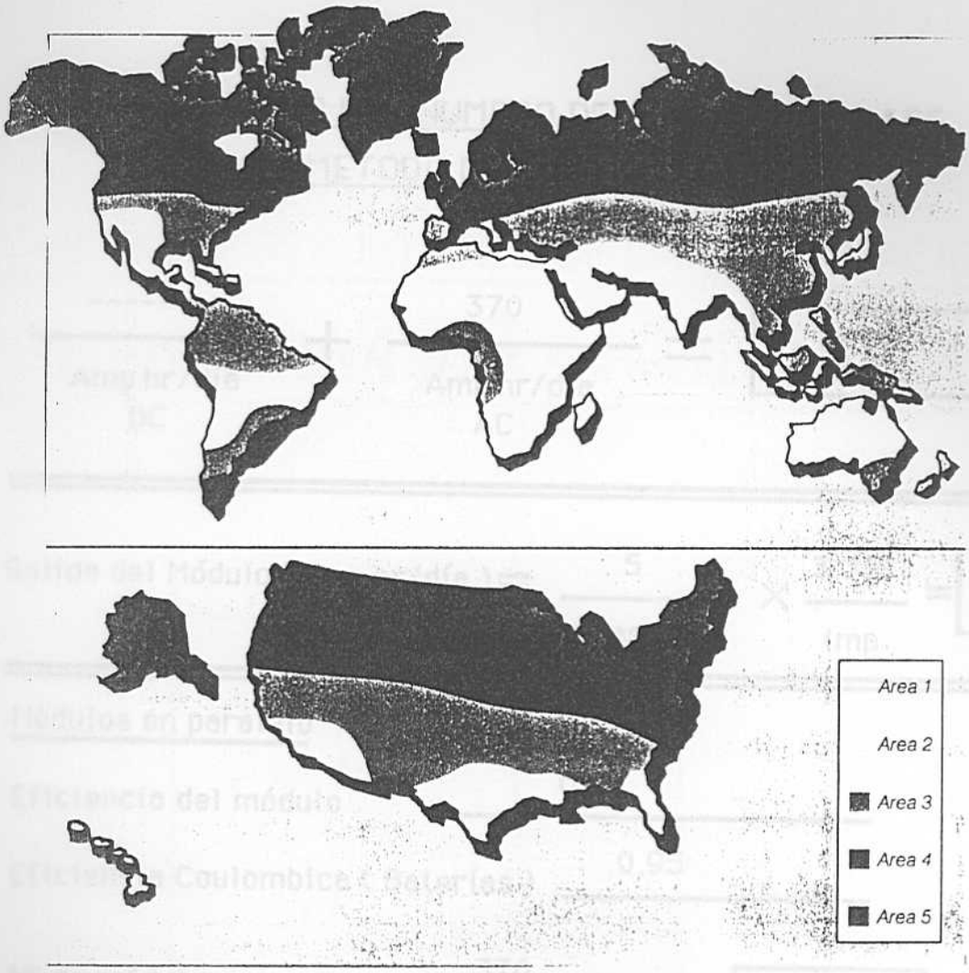
Tomando el valor para Venezuela,ingresamos en la Fig.6 ,donde se corroboran los cálculos anteriores en cuanto al número de módulos requeridos.

La Fig.7 es un gráfico muy interesante,ya que basándonos en las caracteristicas individuales del módulo seleccionado,logra crear una curva I-V definitiva del sistema global de módulos.

De esta manera obtenemos datos claves,en cuanto a la Vmp e Imp del sistema global,lo que nos permite predecir su actuación es épocas de baja insolación,altas temperaturas,etc. y planear convenientemente para cualquier necesidad futura.

La Fig.8 otorga una información valiosa en cuanto a la energía total,que logra suministrar el sistema global, a lo largo de un día promedio.

Este dato otorga un promedio de energía total entregada diariamente por el conjunto de módulos;además de mostrarnos en nivel máximo de watts,que suministra el sistema en un momento dado,logrando así la elección del equipo de control y resguardo adecuado, a el tipo de carga presente en el sistema.



Amp.Hr/día < Promedio>

Módulo \ Areas	1	2	3	4	5
MSX-50	22,50	18,16	16,65	13,16	11

FIG.5

CALCULO DEL NUMERO DE MODULOS EN BASE AL METODO DE LAS " HORAS PICO "

$$\frac{\text{--------}}{\text{Amp.hr/día DC}} + \frac{370}{\text{Amp.hr/día AC}} = \boxed{370}$$

$$\text{Salida del Módulo (Amp.hr/día)} = \frac{5}{\text{Horas pico}} \times \frac{3,33}{\text{Imp}} = \boxed{16,65}$$

Módulos en paralelo

Eficiencia del módulo 0,93

Eficiencia Coulombica (Baterías) 0,95

$$\text{Nº de módulos en paralelo} = \frac{370}{16,65 \,.\, 0,93 \,.\, 0,95} = \boxed{26}$$

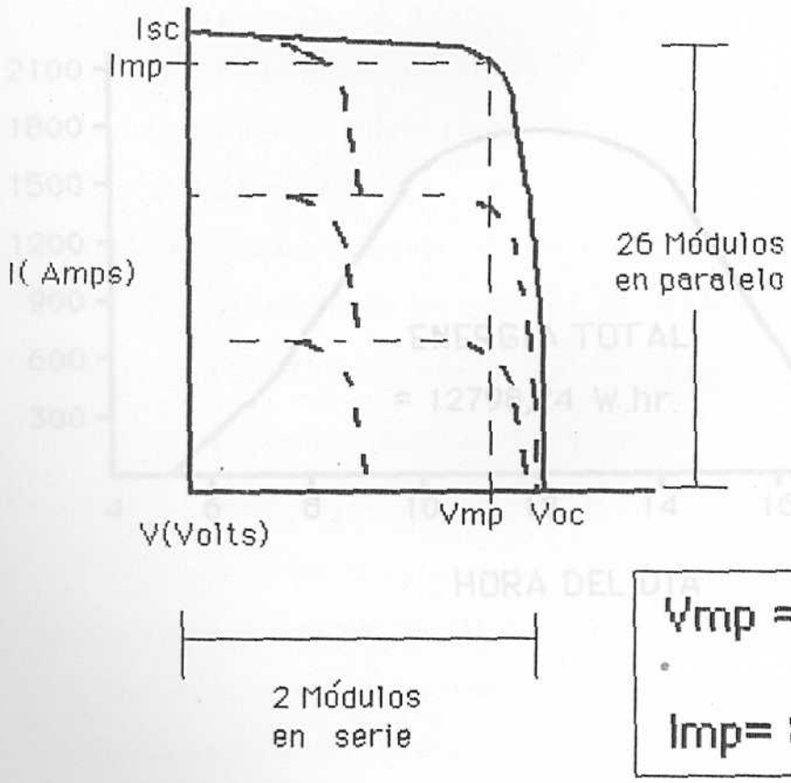
Módulos en serie

$$\text{Nº de módulos en serie} = \frac{\text{Tensión Nominal del sistema}}{\text{Tensión Nominal del módulo}} \quad \boxed{2}$$

$$\text{Módulos Totales} = \text{Nº módulos en paralelo} \times \text{Nº de módulos en serie} \quad \boxed{52}$$

FIG.6

CURVA I-V RESULTANTE DE LA COMBINACION DE LOS MODULOS EN SERIE Y PARALELO DISEÑADOS



Vmp = 30 Volts

Imp= 86,58 Amps

FIG.7

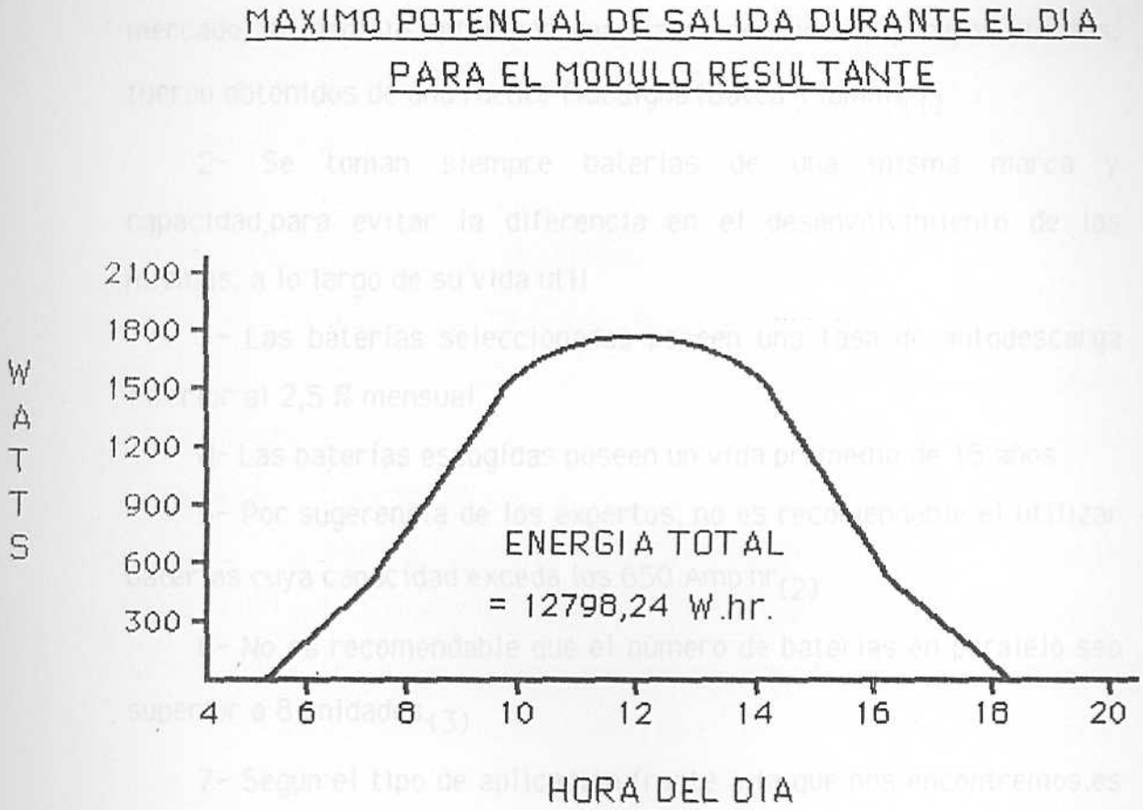

MAXIMO POTENCIAL DE SALIDA DURANTE EL DIA
PARA EL MODULO RESULTANTE
WATTS
2100
1800
1500
1200
900
600
300
ENERGIA TOTAL
= 12798,24 W.hr.
4
6
8
10
12
14
16
18
20
HORA DEL DIA

FIG.8

6.2.2- Baterías

Criterios básicos

1- Dada la gran diversidad de modelos y marcas existentes en el mercado, se decidió optar por una marca reconocida y cuyos precios, fueron obtenidos de una fuente fidedigna.(Batca-Fiamm)(1)

2- Se toman siempre baterías de una misma marca y capacidad,para evitar la diferencia en el desenvolvimiento de las mismas, a lo largo de su vida útil.

3- Las baterías seleccionadas poseen una tasa de autodescarga inferior al 2,5 % mensual.

4- Las baterías escogidas poseen un vida promedio de 15 años.

5- Por sugerencia de los expertos, no es recomendable el utilizar baterías cuya capacidad exceda los 650 Amp.hr(2)

6- No es recomendable que el número de baterías en paralelo sea superior a 8 unidades.(3)

7- Según el tipo de aplicación frente a la que nos encontremos,es recomendable el realizar los cálculos para un período de autonomía , de 3-5 días.Este período es el manejado para aplicaciones de viviendas rurales ubicadas en zonas rurales.

Procedimiento de cálculo

1- Se toma el factor de correción por temperatura.Fig.9

2- Se fija la profundidad máxima de descarga.Fig.9

3- La cantidad de baterías en serie necesarias se obtiene al dividir la tensión nominal del sistema (24 Volts),entre la tensión individual de cada batería.

4- Se realizan los cálculos sucesivamente para 3,4 y 5 días de autonomía.

5- Con cada criterio se obtiene:

- Capacidad total requerida por el sistema.

- Tasa de carga del banco de baterías,dirgiéndonos a la tabla que contiene el grupo de baterías,en la columna que se ajusta a una tasa de carga inmediatamente inferior a la obtenida en los cálculos.

- Dentro del grupo de baterías a la tasa escogida,se divide la capacidad total requerida por el sistema,entre las capacidades individuales,para obtener el número de baterías necesarias en paralelo.

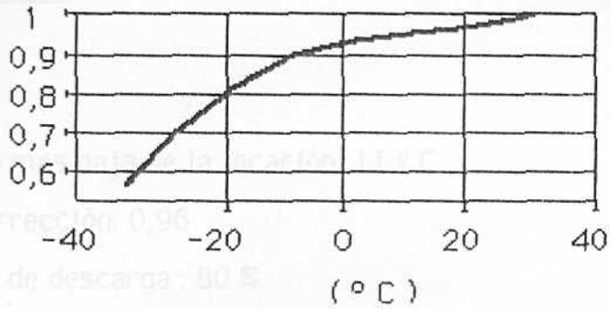
- Se toman los valores inferiores, mas cercanos a los enteros (1,2,3,4,5, etc).

- Estas capacidades se sustituyen en la siguiente fórmula de costo,buscando el valor mínimo para cada selección de días de autonomía:

Costo= Costo individual . Nº de baterías . Nº de baterías
en serie en paralelo

FACTOR DE CORRECCION DE LA CAPACIDAD

EN BASE A LA TEMPERATURA INTERNA

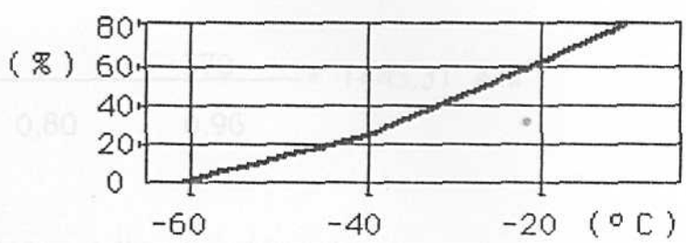


Temperatura mas baja: 11 ° C

Factor de Corrección: 0,96

MAXIMA TASA DE DESCARGA

PARA EVITAR CONGELACION



Máxima tasa de descarga 0,80

FIG.9

6- Se consideran los costos asociados a cada opción de días de autonomía,para decidirse por un sistema especifico.

Resolución Numérica

Datos

1- Temperatura mas baja de la locación: 11 º C

2- Factor de corrección: 0,96

3- Máxima tasa de descarga : 80 %

4- Promedio de carga diaria: 370 Amp.hr/día

5- Capacidad total requerida por el sistema para diferentes días de autonomía:

$$\text{Capacidad requerida} = \frac{\text{Días de autonomía} \cdot \text{Promedio de Carga diaria}}{\text{Máxima tasa de descarga} \cdot \text{Factor de corrección}}$$

Capacidad para 3 días de autonomía

$$= \frac{3 \cdot 370}{0{,}80 \cdot 0{,}96} = 1445{,}31 \text{ A.hr}$$

Capacidad para 4 días de autonomía

$$= \frac{4 \cdot 370}{0{,}80 \cdot 0{,}96} = 1927{,}03 \text{ A.hr}$$

Capacidad para 5 dias de autonomia

$$= \frac{5 \cdot 370}{0{,}80 \cdot 0{,}96} = 2408{,}85 \text{ A.hr}$$

2- " Hour rate " (Tiempo para descarga total)

$$\text{Tiempo para descarga total} = \frac{\text{Capacidad total requerida} \cdot 24 \text{ horas}}{\text{Promedio de carga diaria}}$$

$$\text{Tiempo para descarga total en 3 dias} = \frac{1445{,}31 \cdot 24}{370} = 93{,}74 \text{ Horas}$$

$$\text{Tiempo para descarga total en 4 dias} = \frac{1927{,}03 \cdot 24}{370} = 125 \text{ Horas}$$

$$\text{Tiempo para descarga total en 5 dias} = \frac{2408{,}85 \cdot 24}{370} = 156{,}25 \text{ Horas}$$

Las Figs. 10,11 y 12 presentan sucesivamente una tabla,que muestra para diversos modelos de baterias,su capacidad individual y el número de baterias necesarias en paralelo,para los diversos dias de autonomia: 3,4 y 5 respectivamente.

Modelo de Batería marca BATCA LSb	Capacidad Individual Tasa (48 horas) (Amp.hr)	Nº de baterías en paralelo necesarias 3 DIAS DE AUTONOMIA
35-A17	376	3,84 * = 4
35-A19	423	3,41
35-A21	470	3,07
35-A23	517	2,79
35-A25	563	2,56
35-A27	610	2,36
45-A17	489	2,95 * = 3
45-A19	550	2,62
45-A21	612	2,36
45-A23	673	-----
45-A25	734	-----
45-A27	795	-----
55-A17	576	2,50
55-A19	648	2,23
55-A21	720	-----

* SELECCION POR ENCONTRARSE A MAYOR PROXIMIDAD DEL ENTERO INMEDIATAMENTE SUPERIOR

FIG.10

Modelo de Batería Marca BATCA.LSb	Capacidad Individual Tasa (100 horas) (Amp.hr)	Nº de baterías en paralelo necesarias 4 DIAS DE AUTONOMIA
35-A17	384	5,01 * = 6
35-A19	432	4,46 * = 5
35-A21	480	4,01
35-A23	528	3,64
35-A25	576	3,34
35-A27	624	3,08
45-A17	496	3,88 * = 4
45-A19	558	3,45
45-A21	620	3,10
45-A23	682	-----
45-A25	744	-----
45-A27	806	-----
55-A17	584	3,29
55-A19	657	-----

* SELECCION POR ENCONTRARSE A MAYOR PROXIMIDAD DEL ENTERO INMEDIATAMENTE SUPERIOR

FIG.11

Modelo de Batería Marca BATCA.LSb	Capacidad Individual Tasa (100 horas) (Amp.hr)	Nº de baterías en paralelo necesarias 5 DIAS DE AUTONOMIA
35-A17	384	6,27 * = 7
35-A19	432	5,57 * = 6
35-A21	480	5,01
35-A23	528	4,56
35-A25	576	4,18
35-A27	624	3,86
45-A17	496	4,85 * = 5
45-A19	558	4,31
45-A21	620	3,88 * = 4
45-A23	682	-----
45-A25	744	-----
45-A27	806	-----
55-A17	584	4,12
55-A19	657	-----

* SELECION POR ENCONTRARSE A MAYOR PROXIMIDAD DEL ENTERO INMEDIATAMENTE SUPERIOR

FIG.12

De alli ;es posible el obtener los modelos que enfrenten la carga de una manera más efectiva.

La Fig.13 resume los modelos seleccionados y los presenta claramente en cuanto a su costo unitario y total.

Además permite representar en la Fig. 14 una tabla resumen,que contiene las diversas opciones del usuario,para 3,4 y 5 dias de autonomia,en cuanto a el costo total y el número de baterias en cada caso.

6.2.2.1- Elección de los dias de autonomia del sistema de baterias

1- Los dias de autonomia,están directamente relacionados con la tasa de descarga diaria de las baterías involucradas.

Los valores obtenidos fueron los siguientes:

- 3 dias : 26 %
- 4 dias : 18 %
- 5 dias : 15 %

Observando los resultados en la Fig.15,se descarta la opción de los 3 dias por considerar que expone a las baterías a una pérdida de vida útil,excesiva en comparación con las otras alternativas.

2- La confiabilidad que aporta esta sección del sistema fotovoltaico,se calcula de la siguiente manera:

- Se asume que la curva de probabilidad Normal,se ajusta a la demanda diaria de la carga.

MODELO	VOLTS	DIAS DE AUTONOMIA	Nº SERIE	Nº PARALELO	Nº TOTAL	COSTO INDIVIDUAL ($)	COSTO TOTAL ($)
35-A17	6	3	4	4	16	169,20	2707,20
45-A17	6	3	4	3	12	220	2640 *
35-A17	6	4	4	6	24	172,80	4147,20
35-A19	6	4	4	5	20	194,40	3888
45-A17	6	4	4	4	16	223,20	3571,20 *
35-A17	6	5	4	7	28	172,80	4838,40
35-A19	6	5	4	6	24	194,40	4665,60
45-A17	6	5	4	5	20	223,20	4464 *
45-A21	6	5	4	4	16	279	4464 *

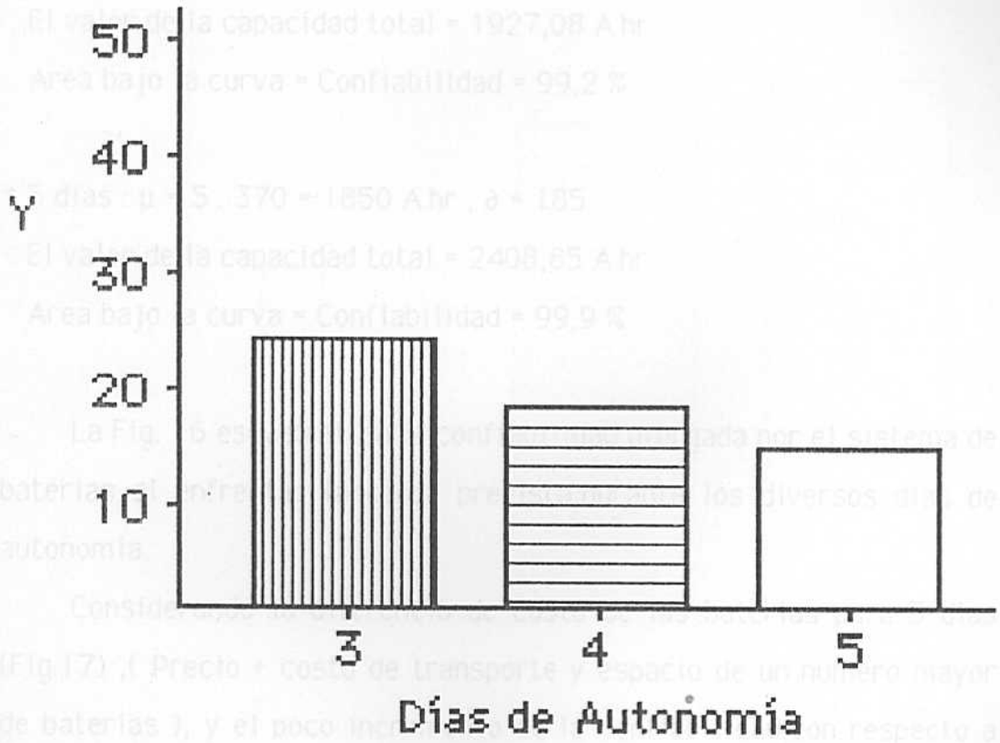
FIG. 13

RELACION DE COSTOS MINIMOS EN CUANTO A DIAS DE AUTONOMIA

DIAS DE AUTONOMIA	COSTO TOTAL ($)	BATERIA BATCA.LSb	Nº BATERIAS
3	2640,60	45-A17	12
4	3571,20	45-A17	16
5	4464	45-A17	20
5	4464	45-A21	16

FIG.14

PROFUNDIDAD DE DESCARGA DIARIA PARA DISTINTOS DIAS DE AUTONOMIA



Y = Profundidad de descarga diaria (%)

FIG.15

Con valores de μ= 370 A.hr (promedio diario)y ∂= 185 A.hr (desviación tipica).

- De esta manera,se considera para cada opción:

* 3 dias : μ = 3 . 370 = 1110 A.hr , ∂ = 185
  El valor de la capacidad total = 1445,31 A.hr
  Area bajo la curva = Confiabilidad = 96 %

* 4 dias : μ = 4 . 370 = 1480 A.hr , ∂ = 185
  El valor de la capacidad total = 1927,08 A.hr
  Area bajo la curva = Confiabilidad = 99,2 %

* 5 dias : μ = 5 . 370 = 1850 A.hr , ∂ = 185
  El valor de la capacidad total = 2408,85 A.hr
  Area bajo la curva = Confiabilidad = 99,9 %

La Fig. 16 esquematiza la confiabilidad otorgada por el sistema de baterias al enfrentar la carga prevista;durante los diversos dias de autonomia.

Considerando la diferencia de costo de las baterías para 5 dias (Fig.17) ,(Precio + costo de transporte y espacio de un número mayor de baterias), y el poco incremento de la confiabilidad,con respecto a los 4 dias, la opción escogida es <u>4 dias de autonomia</u>, por demostrar un equilibrio en los aspectos que interesan dentro del sistema fotovoltaico.

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE BATERIAS PARA DIVERSOS DIAS DE AUTONOMIA

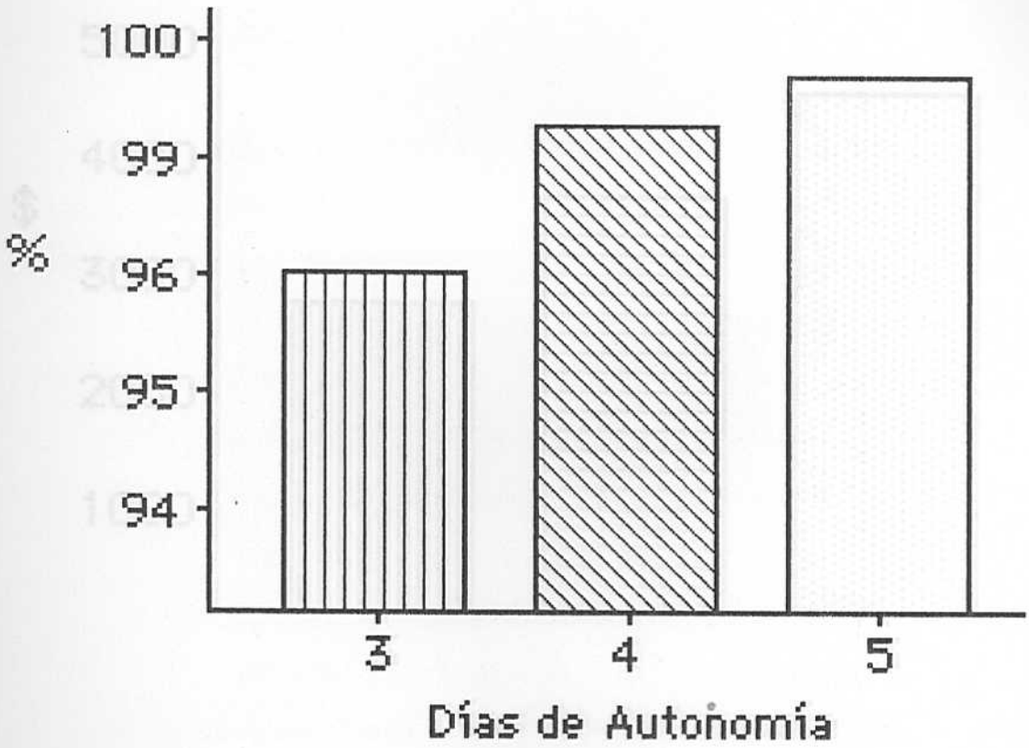


FIG.16

COSTO DE LAS BATERIAS PARA DIVERSOS DIAS DE AUTONOMIA DEL SISTEMA

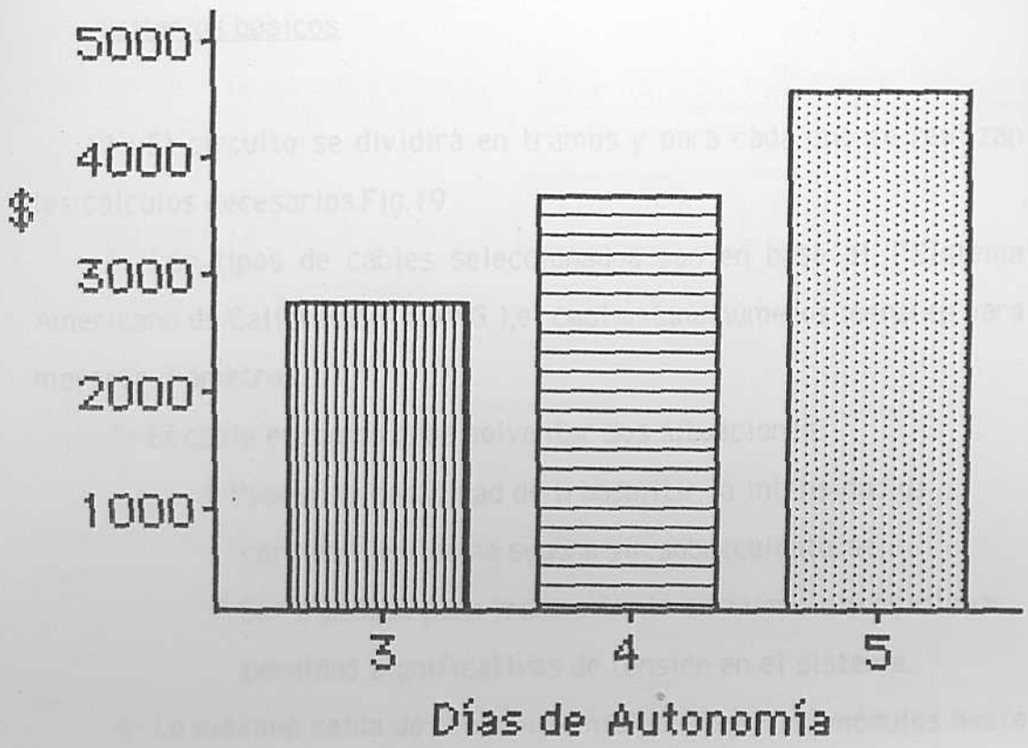


FIG.17

En la Fig.18 se consolida la selección de baterias;con la metodologia teórica utilizada en la sección del diseño del banco de baterias.

De esta manera,se acopla la información disponible y se presenta de una manera metódica la decisión tomada.

6.2.3- Cableado

Criterios básicos

1- El circuito se dividirá en tramos y para cada uno se realizan los cálculos necesarios.Fig.19

2- Los tipos de cables seleccionados son en base al "Sistema Americano de Calibración" (AWG),el cual asigna números menores para mayores diámetros.

3- El cable escogido debe solventar dos situaciones:

* Poseer la capacidad de transmitir la intensidad de corriente,en forma segura sin sobrecalentarse.
* Ser diseñado para transmitir la corriente sin ocasionar pérdidas significativas de tensión en el sistema.

4- La máxima caida de tensión admisible desde los módulos hasta las baterias será del 2 %.

5- La máxima caida de tensión admisible desde las baterias hasta la carga será del 2 %.

DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERIAS

$$\text{Capacidad requerida de las baterías} = \frac{\text{Nº de días de autonomía} \times \text{Promedio de carga diaria}}{\text{Tasa máxima de descarga} \times \text{Factor de corrección de la capacidad}}$$

$$\text{Capacidad requerida de las baterías} = \frac{\boxed{4} \times \boxed{370}}{\boxed{0{,}80} \times \boxed{0{,}96}} = 1927{,}08 \text{ A.hr}$$

$$\text{Tiempo para la descarga total} = \frac{\text{Capacidad de la batería . 24 horas}}{\text{Promedio de carga diaria}}$$

$$\text{Tiempo para la descarga total} = \frac{\boxed{1927{,}08} \times \boxed{24}}{\boxed{370}} = 125 \text{ "hour rate"}$$

$$\text{Capacidad individual} = \boxed{496}$$

$$\text{Nº baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad requerida}}{\text{Capacidad individual}} = \frac{\boxed{1927{,}08}}{\boxed{496}} = 4$$

$$\text{Nº baterías en serie} = \frac{\text{Tensión nominal de sistema}}{\text{Tensión nominal de la batería}} = \frac{\boxed{24}}{\boxed{6}} = 4$$

$$\text{Nº Total de baterías} = \underbrace{\boxed{4}}_{\text{Nº baterías en paralelo}} \times \underbrace{\boxed{4}}_{\text{Nº baterías en serie}} = 16$$

FIG.18

ESQUEMA DE CONEXIONES DENTRO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

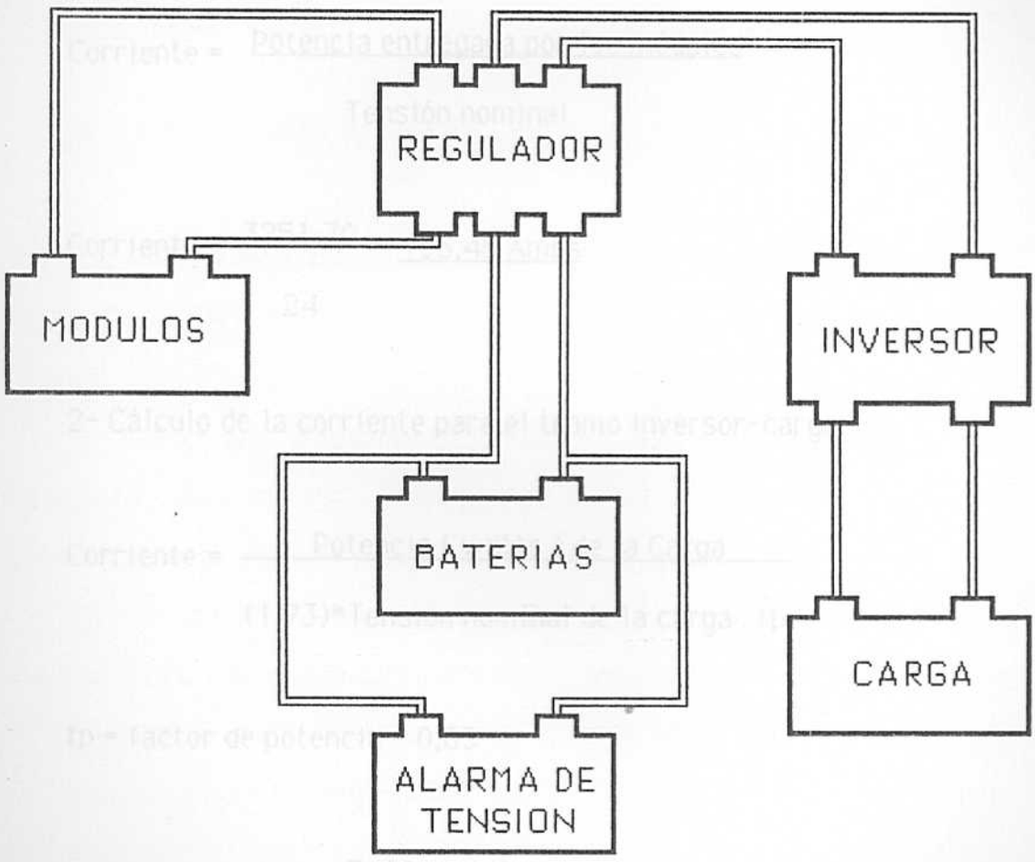


FIG.19

6- Para la conexión entre las baterias y el inversor es recomendable el uso de cables de calibre (AWG) mayor que 2/0,por la cantidad de corriente que circulará por esa via.

Procedimiento de cálculo

1- Cálculo de la corriente total proveniente de los módulos:

$$\text{Corriente} = \frac{\text{Potencia entregada por los módulos}}{\text{Tensión nominal}}$$

$$\text{Corriente} = \frac{3251{,}70}{24} = 135{,}48 \text{ Amps}$$

2- Cálculo de la corriente para el tramo inversor-carga

$$\text{Corriente} = \frac{\text{Potencia (watts) de la Carga}}{(1{,}73)*\text{Tensión nominal de la carga} \cdot \text{fp}}$$

fp = factor de potencia = 0,85

$$\text{Corriente} = \frac{3480}{1{,}73 * 120 * 0{,}85} = 19{,}72 \text{ Amps}$$

3- Calculo de la corriente para el tramo inversor-bateria

$$\text{Corriente} = \frac{\text{Potencia de la Carga}}{\text{Tensión Nominal}}$$

$$\text{Corriente} = \frac{3480}{24} = \underline{145\ \text{Amps}}$$

4- Factor de caida de tensión (Fpt)

$$\text{Fpt} = \frac{\text{caida admisible en la linea}}{\text{corriente . distancia}} \quad (\text{Volts/Amps . pies})$$

5- Para cada tramo considerado ,se busca el factor de caída admisible ,para después accesar a la tabla y obtener el valor inmediatamente superior,obteniendo asi el calibre de cable necesario.

6- Se comprueba que el tamaño de cable seleccionado logre manejar la corriente que circulará por el tramo.En caso de no ser asi se seleccionará el cable inmediatamente inferior en la tabla.

La Fig.20 representa cada tramo en consideración,dentro del sistema fotovoltaico y esquematiza la escogencia de un tipo específico de cables,en base a la información de distancias e intensidad de corriente en cada tramo.

ELECCION DE LOS TIPOS DE CABLE PARA CADA SECCION DEL SISTEMA

TRAMO	DISTANCIA (PIES)	INTENSIDAD (AMPS)	FACTOR DE PERDIDA MAXIMO DE TENSION ADMISIBLE	CABLE (AWG)	CAPACIDAD (AMPS)
MOD-BAT	80	135,48	1E-4	00	195
BAT-INV	50	145	1,4E-4	00	195
INV-CAR	200	19,72	2,52E-3	10	30

FIG.20

La Fig.21 muestra el costo total de los cables seleccionados y nos enseña el bajo impacto económico que representa el cableado dentro de la instalación de sistemas fotovoltaico,en viviendas unifamiliares, ubicadas en zonas rurales.

7- En base a la información obtenida , se procede a calcular el costo total del cableado por cada tramo.

CALCULO DEL COSTO ASOCIADO AL CABLE SELECCIONADO

TRAMO	DISTANCIA (PIES)	TIPO DE CABLE (AWG)	COSTO/PIE ($ / PIE)	COSTO TOTAL ($)
MOD-BAT	80	00	0,95	76
BAT-INV	50	00	0,95	47,50
INV-CARGA	200	2	0,47	94
			COSTO TOTAL DEL CABLEADO	217,50 $

FIG.21

CALCULO DEL COSTO ASOCIADO AL CABLEADO REQUERIDO

TRAMO	DISTANCIA (PIES)	TIPO DE CABLE (AWG)	COSTO/PIE ($ / PIE)	COSTO TOTAL ($)
MOD-BAT	80	00	0,95	76
BAT-INV	50	00	0,95	47,50
INV-CARGA	200	2	0,47	94

COSTO TOTAL DEL CABLEADO **217,50 $**

FIG.21

Referencias Bibliográficas

(1) = Catálogo de Acumuladores estacionarios
Batca.Baterias Rio Tuy C.A.
pag 5-7

(2) = Catálogo de Acumuladores estacionarios
Batca.Baterias Rio Tuy C.A.
pag 6

(3) = Photovoltaic Technology and System Design
Siemens Solar Industries.1991
Chapter. 6 pag 30

VII. ANALISIS TECNICO

VII. ANALISIS TECNICO

Análisis Técnico

Cada sistema contiene un grupo de características técnicas propias,que lo identifican plenamente;logrando así establecer diferencias significativas entre ellos.

El conocimiento y la evaluación de estas variables,permite establecer puntos de comparación entre las alternativas y presentar de una manera esquemática,las ventajas y desventajas de cada sistema energético.

Las diferentes variables técnicas,tomadas en cuenta se reunieron en tres grupos:aspectos Operativos,aspectos ambientales y aspectos de mantenimiento.

7.1- Aspectos Operativos

a- Autonomía: Representa la capacidad de operación de un sistema de manera independiente;y nos permite conocer la reacción del mismo ,en caso de ser el único responsable de enfrentar la carga prevista.

En el caso de electrificación rural,resulta de gran importancia el poder contar con sistemas que puedan desenvolverse de una forma autónoma,sin depender de una combinación excesiva de elementos,para su operación satisfactoria.

Mientras nuestro sistema dependa en menor medida de circunstancias externas,la confiablidad del mismo aumentará progresivamente.

En las zonas rurales es antieconómico la instalación de sistemas en paralelo,que garanticen el adecuado servicio al usuario.Es por ello que debemos depositar nuestra confianza en sistemas independientes, que funcionen con el menor número de requerimientos externos.

En el caso de los sistemas fotovoltaicos ,el grado de autonomía se refleja en la etapa del diseño,al planificar el sistema en base a la información climatológica de la región.

Los sistemas eléctricos convencionales se consideran totalmente autónomos,dado que son independendientes del usuario y las plantas generadoras de electricidad están constantemente atendidas.

En el caso del generador eléctrico,su autonomía es restringida,ya que involucra la construcción de tanques de almacenamiento para otorgarle autonomía para varios días.

b- Instalación : Es muy importante el conocer el grado de instrucción que requiere la persona ,que se encargará de instalar el sistema propuesto.Además de las funciones específicas que deben realizarse paralelamente a la instalación propia del sistema,como por ejemplo la deforestación de la zona,la movilización de maquinaria o la disponibilidad de espacio físico.

Los sistema fotovoltaicos se instalan en un período de tiempo muy corto,y el nivel de instrucción del personal para esa labor si requiere de un entrenamiento previo.Por otra parte puede ubicarse aprovechando el techo de la vivienda,pero en muchos casos es necesario el utilizar, una porción de terreno anexo a la casa.

La instalación de sistemas eléctricos convencionales debe realizarse por personal altamente entrenado,provistos por la empresa eléctrica.Exige la deforestación y limpieza previa,de la ruta que seguirá la red y la movilización de equipo y maquinaria muy especificos.

El generador eléctrico se instala en un corto período de tiempo,y debe realizarse por personal entrenado previamente,por el peligro que involucra el manejo de combustible.Además exige una contrucción física de tanques de almacenamiento y cuartos que contengan los equipos.

c- Repuestos: La disponibilidad de repuestos en el mercado nacional,representa un punto importante para la decisión del sistema adecuado ,ya que la reposición de partes y/o equipos en el futuro será un parte clave de la inversión considerada para cada opción.

Además deben considerarse aspectos como la facilidad de transporte,la disponibilidad en la región rural considerada y las condiciones en lo que respecta a la seguridad en el manejo del repuesto.

Existen en el país varias empresas que garantizan las existencias para la reposición de equipos solares fotovoltaicos,pero siempre debemos tomar en cuenta la demora de su envío a zonas alejadas de los centros urbanos.

Las empresas eléctricas disponen de grandes almacenes que garantizan el abastecimiento de los repuestos, y materiales necesarios para el correcto funcionamiento de sus sistemas.

La presencia de repuestos para generadores eléctricos,luce garantizada a lo largo del mercado nacional,por lo que se consideran accesibles en gran medida.

d- Confiabilidad: Cada sistema tiene asociado un grado de confiabilidad de acuerdo a su diseño,y la actuación frente a las condiciones externas que acompañen su operación.Logrando así concebir un servicio adecuado y continuo.

La confiabilidad representa para el usuario,una variable clave para su decisión definitiva, ya que está intimamente relacionada con la calidad del servicio deseado por el consumidor.

Los equipos fotovoltaicos,han demostrado un alto índice de confiabilidad para diversas aplicaciones en el mundo entero.La combinación de paneles solares y el banco de baterías,garantizan un servicio continuo y el regulador de tensión,logra mantener un rango aceptable de tensión para los diversos aparatos eléctricos utilizados.

Existe una tendencia apreciable,de descenso de confiabilidad de los sistemas eléctricos convencionales ubicados en zonas rurales, debido a las características propias de los sistemas radial simple.

Esto se ve agravado por las frecuentes demoras,para la reinstalación del servicio por la compañia de electricidad.

Los generadores eléctricos limitan su confiabilidad a su uso alternado en el día,ya que no están diseñados para enfrentar una carga por periodos prolongados de tiempo.

e- Facilidad de expansión: Cuando se instala un sistema energético, es imprescindible el poseer una visión de futuro para preveer ,el aumento de la carga exigido al sistema en los años venideros.

Es poco práctico el adquirir equipos sobredimensionados en el presente,buscando configurar un conjunto que reponda a lo largo de los años.Esta idea promueve una mayor inversión inicial,además de una depreciación inevitable de los equipos.

Resulta mas eficaz el adquirir equipos,que tengan una flexibilidad de expansión comprobada.

Los sistemas fotovoltaicos están diseñados en forma de células,que pueden expandirse fácilmente para abordar una mayor carga.

Los sistemas eléctricos convencionales poseen una alta respuesta frente a un incremento en la demanda,por lo que su flexibilidad está intrínseca al diseño, y a la decisión de la empresa eléctrica.

Los generadores eléctricos,no poseen facilidad de expansión ya que un aumento de la carga,mas allá de su diseño inicial,no nos deja otra alternativa sino la adquisición de otro generador eléctrico anexo.

f- Seguridad del Usuario: Es necesario que se ampare la seguridad del usuario,en todo lo que respecta al manejo de sistemas energéticos.Cada sistema debe contener mecanismos de seguridad que impidan la ocurrencia de accidentes,cuando se manipulen los equipos.

Los sistemas fotovoltaicos están diseñados para proteger al usuario durante su operación,pero se debe considerar en todo momento el cuidado intrínseco en el manejo inapropiado del equipo,al momento de ejecutar labores de inspección.

Los sistemas eléctricos convencionales garantizan al usuario su seguridad al hacer uso del sistema,sin embargo,si éste pretende realizar alguna reparación o mantenimiento sin el entrenamiento apropiado,podría estar expuesto a una situación de riesgo.

Los generadores eléctricos,representan un peligro latente para el usuario al manejar elementos altamente combustibles,y a su almacenamiento prolongado.

Análisis de los Aspectos Operativos

Al evaluar los sistemas fotovoltaicos,llegamos a la conclusión de que poseen ventajas apreciables sobre los demás sistemas en cuanto a representar un alto índice de confiablidad,una gran facilidad de expansión y garantizar la seguridad del usuario.Pero posee debilidades para recobrarse de una alta demanda instantánea,y al requerir espacio físico propiedad del usuario.

En cuanto a los sistemas eléctricos convencionales,demuestran una respuesta adecuada a un alza de la demanda,un alto grado de automatización y la responsabilidad de la empresa eléctrica,en cuanto al manejo del sistema.Por otra parte,requiere de entrenamiento del personal,posee un bajo nivel de confiabilidad en las zonas rurales y

exige atenciones a lo largo de extensas superficies territoriales,lo que conlleva a demoras en el reestablecimiento del servicio después de su interrupción.

Los generadores eléctricos manejan una tecnología media,un periodo de instalación corto y una gama de repuestos disponibles en el mercado.Sin embargo su aspecto operativo es muy débil,al no poseer una respuesta adecuada a un alza en la demanda,un nivel de confiabilidad bajo,una capacidad de expansión muy limitada y el manejo constante de material inflamable.

7.2- Aspectos Ambientales

a- Contaminación atmosférica : La emisión de contaminantes no es unicamente una cuestión de conciencia,sino que resulta legalmente penalizado.

Por ello es imprescindible que el sistema de nuestra elección,no promueva la contaminación ,ni utilize recursos no reciclables o de manejo peligroso.

Es preciso que el usuario contemple a fondo,los efectos de la aplicación de cada sistema considerado,ya que en muchos casos los efectos dañinos al medio ambiente no son detectables a simple vista.

Los sistemas fotovoltaicos no manejan ni promueven de forma alguna,elementos contaminantes para el medio ambiente.

La fuentes de generación de energía eléctrica convencional,están muy alejadas de los centros de carga y su grado de contaminación es variable de acuerdo al tipo de central eléctrica utilizada.

Los generadores eléctricos contaminan de una forma apreciable al medio ambiente,además de manejar un recurso energético no renovable.

b- Ruido: La presencia de contaminación auditiva,representa una variable de consideración al evaluar la posición del usuario, en el momento de poner en marcha el sistema propuesto.Además ,las vibraciones mecánicas promueven el acelerado deterioro de los equipos involucrados.

Los sistemas fotovoltaicos,no producen ruido ni vibraciones mecánicas;en cambio en los sistemas eléctricos convencionales,el

ruido producido es a nivel de transmisión o generación, no afectando en gran medida al usuario.Por otra parte si opera con vibraciones mecánicas.

Los generadores eléctricos,operan a un nivel de ruido bastante apreciable y molesto para el ser humano,además de funcionar con vibraciones mecánicas evidentes y constantes.

Análisis de los Aspectos Ambientales

Los sistemas fotovoltaicos representan la alternativa ideal,al contemplar su inocuidad frente al medio ambiente que le rodea.Si observamos el desarrollo de las organizaciones conservacionistas, podemos deducir que en el futuro,solo prevalecerán las fuentes generadoras de electricidad,que no representen peligro alguno para el medio ambiente,por consiguiente para nosotros mismos.

7.3- Aspectos de Mantenimiento

El nivel de mantenimiento de un sistema,es clave para la evaluación técnica del mismo.Todo sistema exige una dosis de inspección periódica,para cerciorarse del buen estado y funcionamiento adecuado de sus componentes.

Debe realizarse mantenimiento preventivo y establecer,los mecanismos de control recomendados por el fabricante,para crear progamas de mantenimiento predictivo.

La frecuencia de las inspecciones realizadas,representan un dato clave para conocer la inversión de tiempo,exigida por el sistema y el nivel de capacitación del personal nos dará la información acerca de la posibilidad de intervención del usuario en el mantenimiento del sistema.

Por otra parte existe la rapidez y facilidad de reinstalación del servicio,después de la ocurrencia de un falla,que interrumpa el normal desarrollo del sistema.

Los sistemas fotovoltaicos requieren de un nivel de mantenimiento muy bajo,pudiendo ser realizado por el usuario.Pero para la reinstalación del servicio,después de su interrupción,es necesario la intervención de personal con preparación previa.

Los sistemas eléctricos convencionales,requieren de un mantenimiento constante,prodigado por las empresas responsables del servicio.Pero en las zonas rurales,la gran extensión de territorio es la causante de la demora apreciada para la reincorporación del servicio eléctrico,a un usuario afectado por la interrupción del mismo.

Los generadores eléctricos requieren de mantenimiento preventivo, para garantizar el buen desenvolvimiento del sistema,además de exigir atenciones para el tanque de almacenamiento. Estas labores deben realizarse por personal especializado.

7.4- Conclusiones Generales de la Evaluación Técnica

La conveniencia de los sistemas fotovoltaicos para aplicaciones en zonas rurales de nuestro país se evidencia en los siguientes puntos:

- Bajo nivel de confiabilidad de los sistemas eléctricos convencionales,ubicados en zonas rurales.
- Facilidad de expansión y seguridad del usuario al utilizar sistemas fotovoltaicos.
- No producen contaminación atmosférica ni auditiva
- Mínimo nivel de mantenimiento exigido.

En el siguiente cuadro,se resumen las consideraciones sobre las variables técnicas asociadas a cada sistema.

SISTEMA / CRITERIO	SISTEMA FOTOVOLTAICO	SISTEMA ELECTRICO CONVENCIONAL	GENERADOR ELECTRICO
AUTONOMIA	* PREVISTA EN EL DISEÑO	* AUTONOMIA TOTAL	* AUTONOMIA LIMITADA
INSTALACION	* POCO TIEMPO * PERSONAL ENTRENADO	* ALTA CAPACITACION DEL PERSONAL * MESES DE DURACION * EXIGE DEFORESTACION	* POCO TIEMPO * CAPACITACION MEDIA
REPUESTOS	* IMPORTADOS * UBICADOS EN ZONAS CENTRICAS	* FACILITADOS POR LA EMPRESA ELECTRICA	* PRESENTES EN E MERCADO
CONFIABILIDAD EN ZONAS RURALES	* ALTA	* MEDIA	* LIMITADA

	SISTEMA FOTOVOLTAICO	SISTEMA ELECTRICO CONVENCIONAL	GENERADOR ELECTRICO
FACILIDAD DE EXPANSION	* POSIBILIDAD DE EXPANSION INMEDIATA	* EL DISEÑO ORIGINAL RESPONDE A GRANDES ALZAS EN LA DEMANDA	* NO POSEE
SEGURIDAD DEL USUARIO	* PLENA	* PLENA	* EXIGE PRECAU POR EL MANE COMBUSTIBLE
CONTAMI-NACION	* NO PRODUCE	* DEPENDE DE LA FUENTE DE GENERACION	* APRECIABLE
RUIDO	* NO PRODUCE	* SILENCIOSO PARA EL USUARIO * DEPENDE DE LA FUENTE DE GENERACION	* RUIDO APRECIABLE
MANTENIM.	* NO REQUIERE	* RESPONSABILIDAD DE LA CIA. ELECTRICA	* POR UN TECNI ESPECIALIZAD

VIII. ANALISIS ECONOMICO

Analisis económico

8.1- Criterios:

1- Los costos involucrados en ambas alternativas,serán considerados en dólares Americanos($),por diversas razones:

* Estabilidad de la moneda
* El precio de los diferentes equipos ,es obtenido en dólares
* Estabilidad de los intereses existentes
* Estabilidad de la inflación

2- El período de comparación de alternativas será de 20 años

3- Se estipula una restitución de baterías,a los 15 años(1)

4- Se considera que los pagos de tarifas eléctricas y gastos por mantenimiento se realizan al final de cada año

5- El costo de recuperación del la instalación convencional de energía eléctrica, es nulo por condiciones de contrato con la empresa de distribución eléctrica.En el contrato se especifica que el usuario solo alquila el sistema de distribución,pero al final de sus relaciones con la empresa eléctrica,no tiene ningún derecho sobre el equipo.

6- El costo de recuperación de los equipos solares, se considerará como un porcentaje de costo inicial.

7- Se considerarán factores de confiabilidad de servicio y garantía de continuidad;asociados a cada alternativa. Los cuales servirán de apoyo en la elección definitiva.

8- La técnica comparativa amparará,la representación de los flujos de efectivo de cada alternativa, para hallar el valor presente de cada opción por separado.

9- En la opción solar se llegará a un valor presente único

10- En la alternativa eléctrica convencional,se llegará a un valor presente compuesto de dos cifras:

a- Valor numérico + Función de los kilómetros hasta la línea de distribución mas cercana.

11- En base a estos datos se obtiene el punto de equilibrio,a partir del cual el usuario tomará la decisión definitiva.

Pto de equilibrio = A Km.

Opción Solar < A < Opción eléctrica convencional

8.2- Hoja técnica de costo para la instalación del sistema Fotovoltaico

Asunto	Costo($)
1- Paneles Solares	20711,60
2- Baterías	3571,20
3- Cableado	217,50
4- Alarma de baja tensión	105
5- Regulador	135
6- Inversor	1890
7- Instalación	1800
8- Contingencias	1331,46
9- Ganancias	5324,86
Total	35086,62

8.3- Hoja técnica para la instalación del servicio eléctrico

1 - Estimación del número de soportes

- Estimación de costo de elementos de protección
- Estimación del costo de desforestación
- Requisitos de acceso para la construcción

2 - Condiciones estables del terreno

- No existen condiciones críticas de laderas
- No existen condiciones especiales de cruces de ríos
- Condiciones climáticas estables
- No se requiere equipo especial para el acceso a la zona
- No existe peligro potencial de tráfico aéreo
- No se encontraron evidencias de tendencias corrosivas o erosivas en la zona

Resultados:

a- Estimación de costo para la conexión, de la vivienda a la red eléctrica tradicional

8600 $ por cada kilómetro lineal hasta la red de 13800 Volts.(2)

b- Costo de Transformador y equipo auxiliar necesario,para conseguir la tensión de 208/120 Volts, a nivel residencial:

2800 $

Total :

Costo para el usuario = 8600 $ / Km. + 2800 $

8.4- Desarrollo numérico

8.4.1- Alternativa Solar

1- Costo obtenido de la hoja técnica : 35086,62 $

2- % de manteniento anual: 1 %

3- Costo de reposicion de baterias en el año 15 : 9500 $

4- Costo de recuperación en el año 20 : 1000 $

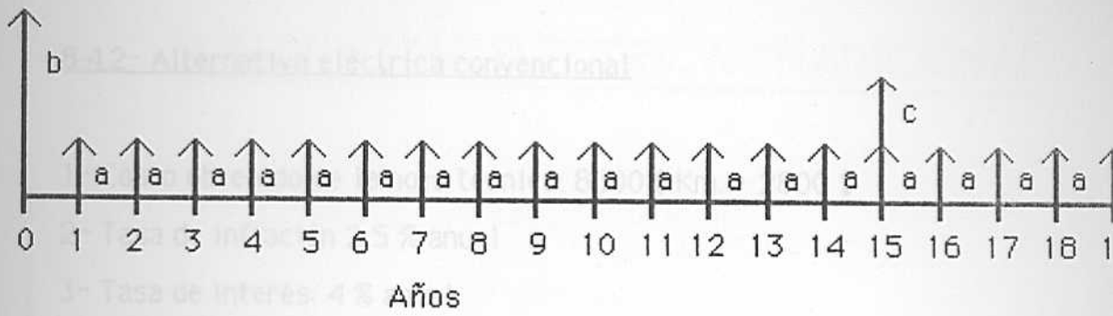
5- Tasa inflacionaria : 2,5 % anual

6- Tasa de interés : 4 % anual

7- Factor de confianza : 95 %

En la Fig.1 se desarrolla el flujo de efectivo,previsto en los próximos 20 años de servicio,observando como se logra llegar al Valor Presente único,utilizado en futuras comparaciones.

ALTERNATIVA SOLAR



a = 300 $

b = 35086,62 $

c = 9500 $

d = 1000 $

tasa de interés ajustada por inflación = 1,46 %

Vp = 35086,62 + 9500 (P/F;1,46 %;15) + 300 (P/A;1,46 %;20)
-1000 (P/F;1,46 %;20)

Vp = 47152,88 $

Factor de confianza = 95 %

Vp ajustado = $\frac{47152,88}{0,95}$ = **49634,61 $**

FIG.1

8.4.2- Alternativa eléctrica convencional

1- Costo obtenido de la hoja técnica: 8600 $.Km. + 2800 $

2- Tasa de inflación 2,5 % anual

3- Tasa de interés: 4 % anual

4- Factor de confianza 80 %

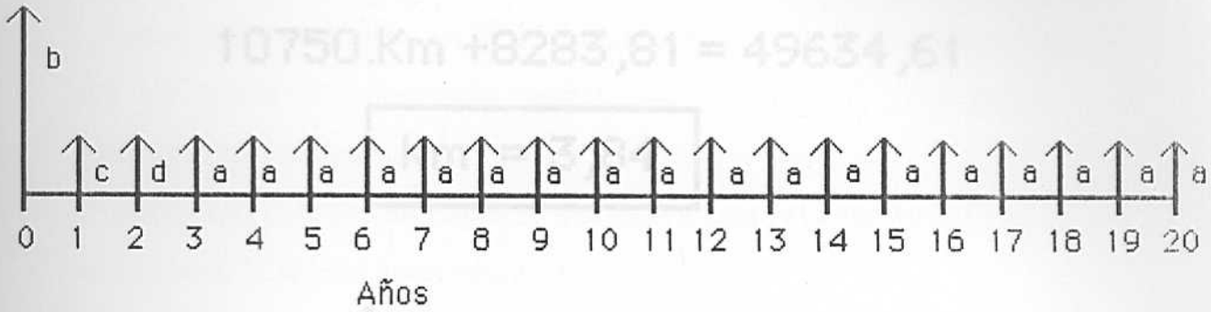
5- Tabla de costos estimados de tarifas eléctricas y mantenimiento futuros.(3)

Año	Costo
1	135 $
2	185 $
3	230 $ y contantes a partir de ese año.

En la Fig.2 se nota el desarrollo de los flujos de efectivo,en los próximos 20 años a partir de la instalación del servicio,y como se evidencia el costo total en Valor Presente en función de la distancia en Kilómetros que separa la vivienda de la red eléctrica convencional.

La Fig.3 engloba el punto de equilibrio encontrado,al compaginar las alternativas Solar vs. Eléctrica convencional, obteniéndose un resultado muy alentador, para los sistemas fotovoltaicos.

ALTERNATIVA ELECTRICA TRADICIONAL



a = 230 $

b = 8600 $. Km. + 2800 $

c = 135 $

d = 185 $

tasa de interés ajustada por inflación = 1,46 %

Vp = 8600 .Km + 2800 + 135 (P/F;1,46 % ,1) + 185 (P/F;1,46 %,2) + 230 (P/A;1,46 %;18)(P/F;1,46 % ,2)

Vp = 8600. Km + 6627,05 $

Factor de confianza = 80%

$$\text{Vp ajustado} = \frac{8600.\ Km + 6627{,}05\ \$}{0{,}8} =$$

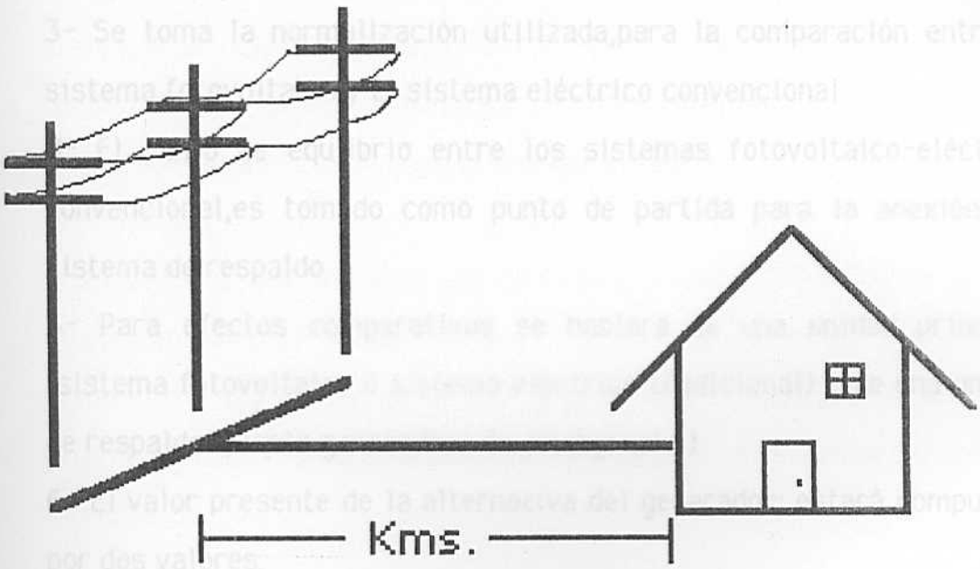
$$\boxed{10750\ .\ Km + 8283{,}81\ \$}$$

FIG.2

Pto de Equilibrio

$$10750.Km + 8283,81 = 49634,61$$

$$\boxed{Km. = 3,84}$$



Kms. < 3,84 Alternativa Eléctrica Tradicional

Kms. > 3,84 Alternativa Solar

FIG.3

8.5 - Uso de un generador eléctrico como respaldo

8.5.1- Criterios básicos

1- Los costos incurridos en la instalación de una planta de emergencia son los siguientes: Generador,tanque,consumo anual de: combustible, lubricantes y mantenimiento.

2- Para cada término de costo se estableció,una relación lineal con la potencia de la unidad generadora (Hp).

3- Se toma la normalización utilizada,para la comparación entre el sistema fotovoltaico y el sistema eléctrico convencional.

4- El punto de equlibrio entre los sistemas fotovoltaico-eléctrico convencional,es tomado como punto de partida para la anexión del sistema de respaldo.

5- Para efectos comparativos se hablará de una unidad principal (sistema fotovoltaico o sistema eléctrico tradicional) y de una unidad de respaldo(planta generadora de emergencia)

6- El valor presente de la alternativa del generador; estará compuesta por dos valores:

$$A + B.Hp$$

A= Valor numérico

B= Función de la potencia (Hp) de la unidad generadora

7- Para la evaluación de las diversas alternativas,producto de la combinación del sistema principal y la unidad generadora de emergencia se establecerán ciertas normas:

a- La demanda energética de la carga se ajusta a una distribución Normal de probabilidades,con media igual al promedio de carga diaria, 8171,52 Watts (10,96 Hp) y Desviación estándar igual a 3,76 Hp.

b- La confianza del sistema global será producto del aporte, de los sistemas principal y de respaldo.La inclusión de un sistema adicional puede conllevar a una disminución de costo total,pero en ningún caso a al detrimento de la confianza global del sistema.

c- El punto de partida será una confianza global del 95 %,obtenible de la combinación de ambos sistemas de diversas maneras.Para ello se establecerá una confianza base otorgada por el sistema principal y la diferencia hasta la confianza global;aportada por el sistema secundario de respaldo.

8.5.2- Desarrollo Numérico

1- Sistema Principal: 2746,23 $ / $Hp_{sistema\ principal}$

2- Sistema de emergencia

- Generador : 268,45 $ /$Hp_{generador}$

- Tanque : 300 $

- Consumo Anual :

- Combustible : 5 $ / $Hp_{generador}$ .año

- Lubricantes : 5 $ / $Hp_{generador}$ .año

- Mantenimiento : 10 % del costo inicial
  : (26,84 $ /$Hp_{generador}$ + 30 $)/ año

- Reposición final de equipo = 26,84 $ /$Hp_{generador}$

- Tasa : 1,46 % anual

- Período : 20 años

8.5.3- Hoja técnica de costo para la instalación, de una planta eléctrica de emergencia

1- Generador : 268,45 $ /$Hp_{generador}$

2- Tanque : 300 $

3- Instalación : 250 $

4- Imprevistos : 100 $

5- Ganancias : 270 $

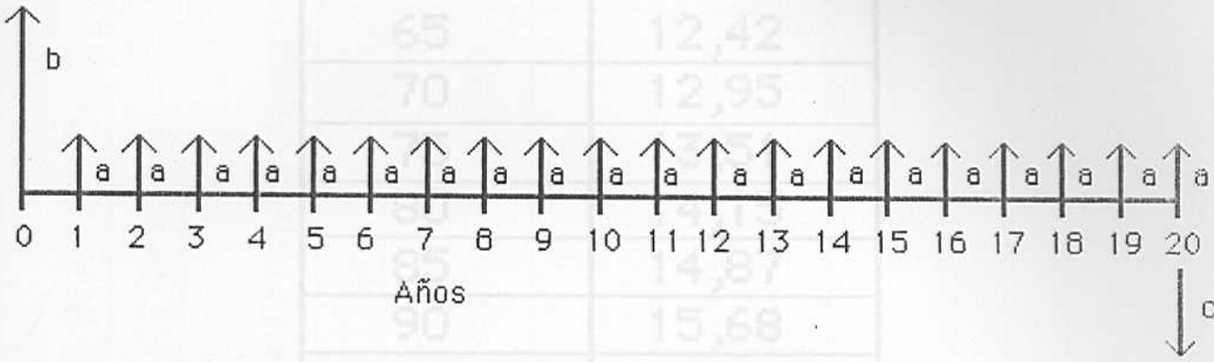
268,45 $ /$Hp_{generador}$ + 920 $

La Fig.4 representa los flujos de efectivo pronosticados,para los proximos 20 años,de servicio del sistema de emergencia.

La Fig.5 muestra la clave, para conocer los costos de la combinación de sistemas,siendo una herramienta de cálculo imprescindible.

La Fig.6 permite el acceso a los costos,resultado de las diversas combinaciones de confiabilidad,entre el sistema principal y el auxiliar o de emergencia.

GENERADOR DE RESPALDO



a = 36,84 $ / Hp generador + 30 $

b = 268,45 $ / Hp generador + 920 $

c = 26,84 $ / Hp generador

n = 1/ Hp generador

tasa de interés ajustada por inflación = 1,46 %

Vp = 268,45. n + 920 + (36,84 .n + 30)(P/A;1,46 %;20)
-26,84.n (P/F;1,46%;20)

$$\boxed{Vp_{generador} = 883{,}20.\ n + 1436{,}90}$$

FIG.4

% Confianza global	Hp totales requeridos
65	12,42
70	12,95
75	13,51
80	14,15
85	14,87
90	15,68
95	17,17
96	17,54
97	18,06
98	18,70
99	19,72
99,5	20,65

FIG. 5

VALOR PRESENTE DE LA COMBINACION DE SISTEMAS PRINCIPAL Y DE RESPALDO

% DE CONFIANZA DEL SISTEMA GLOBAL	% DE CONFIANZA DEL SISTEMA PRINCIPAL						
	65	70	75	80	85	90	95
95	41831,87	42871,24	43969,45	45224,54	46636,52	48479,94	49634,49
96	41736,52	42765,06	43851,83	45093,85	46491,12	48315,34	50954,63
97	41779,71	42797,67	43873,22	45102,43	46485,30	48290,71	50902,80
98	41930,17	42937,73	44002,22	45218,99	46587,75	48374,73	50960,16
99	42416,60	43413,98	44467,81	45672,20	47027,13	48796,06	51355,38
99,5	43028,95	44021,32	45069,86	46268,19	47616,31	49376,36	51922,81

FIG.6

SELECCION DE ALTERNATIVAS

$$V_{p\,generador} = 883{,}20 \cdot n + 1436{,}90$$

$$V_{p\,sistema\ principal} = 2746{,}23 / H_{p\,sistema\ principal}$$

Tomando como aceptable una confiabilidad del sistema principal del 90 % y una global del 97 %, obtenemos un sistema mas confiable y mas economico,que aquel de una confiabilidad del 95 % con el uso exclusivo del sistema principal.

Para ello se requiere del uso de un generador de 3 Hp de potencia y de un sistema principal que surta los 15 Hp restantes.

8.6- Conclusiones Generales del Análisis Económico

(1) La evaluación del punto de equilibrio obtenido,al comparar los sistemas fotovoltaicos y los eléctricos convencionales,nos demuestra la tendencia favorable hacia la implantación de sistemas solares para zonas rurales de nuestro país.

(2) La distancia de 3,84 Km. desde la vivienda hasta el tendido eléctrico convencional,es superada frecuentemente por la mayoría de los hogares ubicados en las regiones alejadas de los centros urbanos.

Matemáticamente hablando,la combinación de sistemas fotovoltaicos con generadores eléctricos de emergencia,resulta adecuado y mas económico,que la implantación de sistemas fotovoltaicos aislados.Pero sería un error,considerar éste resultado de manera aislada,sin tomar en cuenta los problemas operativos,de contaminación y peligrosidad,que acarrean los generadores eléctricos.

Referencias Bibliograficas

(1) = Catálogo de Acumuladores estacionarios
Batca,Baterías Rio Tuy C.A.
pag 2

(2) = Normas Venezolanas Covenin 159-81

(3) = Periódico El Universal
20 de Octubre de 1992
Cuerpo 2 pag 4

IV CONCLUSIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En base a las diversas consideraciones técnicas y económicas,realizadas a lo largo del presente trabajo,podemos concluir lo siguiente:

1- Los sistemas fotovoltaicos,frente a otros sistemas de producción de electricidad,ofrecen claras ventajas desde el punto de vista técnico,entre las que tenemos:

- Operación sin ningún tipo de combustible.
- Mínimo mantenimiento.
- Facilidad de transporte.
- Flexibilidad para expansiones futuras.
- Funcionamiento bajo circunstancias atmoféricas extremas.
- Larga vida operativa.
- No emite ruidos ni contaminación atmosférica.
- Seguridad de uso.

IX. CONCLUSIONES

2- Dado que una porción de los hogares ubicados en las regiones rurales,se encuentran a mas de 3,84 Km. del tendido eléctrico,es recomendable la implantación de sistemas Fotovoltaicos en dichas zonas,en caso de no existir un sistema eléctrico establecido.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En base a las diversas consideraciones técnicas y económicas,realizadas a lo largo del presente trabajo,podemos concluir lo siguiente:

1- Los sistemas fotovoltaicos,frente a otros sistemas de producción de electricidad,ofrecen claras ventajas desde el punto de vista técnico,entre las que tenemos:

- Operación sin ningún tipo de cumbustible.
- Mínimo mantenimiento.
- Facilidad de transporte.
- Flexibilidad para expansiones futuras.
- Funcionamiento bajo circunstancias atmoféricas extremas.
- Larga vida operativa.
- No emite ruidos ni contaminación atmosférica.
- Seguridad de usuario.

2- Dado que una porción de los hogares ubicados en las regiones rurales,se encuentran a mas de 3,84 Km. del tendido eléctrico,es recomendable la implantación de sistemas Fotovoltaicos en dichas zonas,en caso de no existir un sistema eléctrico establecido.

3- La características del servicio eléctrico convencional,en zonas rurales de nuestro pais,apoya aún más la iniciativa de una independencia energética para el usuario.

4- La alta relación entre el buen servicio eléctrico y la calidad de vida;nos compromete a buscar soluciones factibles,y económicamente viables.Esto debe obligar a las empresas de servicio eléctrico a adoptar nuevas formas de desarrollo,como la generación fotovoltaica en sitios estratégicos de la red de distribución.

5- El uso de Sistemas Fotovoltaicos es considerado por el público como una tecnología complicada y futurista,sin embargo este trabajo de grado,demuestra su simplicidad y sus grandes perspectivas en Venezuela.

X. APENDICE

I. LISTA DE ARTEFACTOS ELECTRICOS TIPICOS PARA RESIDENCIAS

ARTEFACTO	CARGA TIPICA(Watts)
Luz de techo	60
Cocina eléctrica completa	10000
Cocina sin horno,4 unidades	3000
Cocinilla	1000
Tostador de pan	900
Cafetera	800
Sartén eléctrica	1300
Batidora	125
Lavaplatos	1200
Ventilador	50
Radio	60
Plancha	150
Licuadora	50
TV 13"	250
Refrigerador 12'	300
Aire Acondicionado (1 HP)	1950
Horno de microondas	1400
Lavadora	500
Secador de pelo	390
Aspiradora	400

LISTA DE ARTEFACTOS ELECTRICOS TIPICOS PARA RESIDENCIAS

ARTEFACTO	CARGA TIPICA(Watts)
Luz de techo	60
Cocina eléctrica completa	10000
Cocina sin horno,4 unidades	3000
Cocinilla	1000
Tostador de pan	900
Cafetera	800
Sartén eléctrica	1300
Batidora	125
Lavaplatos	1200
Ventilador	50
Radio	60
Plancha	150
Licuadora	50
TV 13"	250
Refrigerador 12'	300
Aire Acondicionado (1 HP)	1850
Horno de microondas	1400
Lavadora	500
Secador de pelo	390
Aspiradora	400

XI. BIBLIOGRAFIA

XI. BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

1- Acosta Rubio,José

" Energía Solar: Utilización y Aprovechamiento "

Editorial Paraninfo.Madrid-España. 1983

2- Aula Abierta Salvat

" La Crisis de la energía "

Dirección: Raúl Rispa

Salvat Editores S.A. Barcelona-España.1980

3- Batca,Baterías Rio Tuy C.A.

" Catálogo de Acumuladores estacionarios "1992

4- Cadafe

" Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución "1989.Dirección de información Técnica y Dirección de planeación.

5- Enriquez Harper,Gilberto

" Fundamentos de sistemas de energía eléctrica "

Editorial Limusa-México. 1985

6- Enriquez Harper,Gilberto

" Líneas de Transmisión y redes de Distribución de Potencia eléctrica "

Editorial Limusa-México. 1978

7- Halacy,Daniel

" La nueva era de la energía solar "

Ediciones Marymar,Buenos Aires-Argentina. 1975

8- Mompin Poblet,José

" Energia Solar Fotovoltaica "

Boixareu editores,Barcelona-España. 1985

9- Parábola,instalaciones electrotelefónicas C.A.

" Catálogo de operaciones y precios ". Caracas-Venezuela. 1992

10- Penissi,Oswaldo

" Canalizaciones eléctricas residenciales "

Universidad de Carabobo-Venezuela . 1987

11- Perez Ramirez,Emilio

" Instalaciones eléctricas residenciales "

Universidad de Guadalajara-México. 1979

12- Ramirez Vasquez,José

" Instalaciones de baja tensión,cálculo de líneas eléctricas "

Ediciones C.E.A.C. Barcelona-España . 1979

13- Ramirez Vasquez,José

" Instalaciones eléctricas interiores "

Ediciones C.E.A.C. Barcelona-España . 1986

14- Rau , Hans

" Energía Solar. Aplicaciones prácticas "

Marcombo,Boixareu editores . 1981

15- Scherer F,Siegfried

" Manual para el diseño de instalaciones eléctricas en residencias "

La Electricidad de Caracas,Luz eléctrica de Venezuela . 1978

16- Siemens Solar Industries

" Photovoltaic Technology and System Design "

Prepared by the training department.1991

17- Szokolay,S. V.

" Energía Solar y Edificación "

Editorial Blume . Barcelona-España . 1979

18- Wilson , J. I. B.

" La Energía Solar "

Editorial Alhambra . Madrid-España . 1979