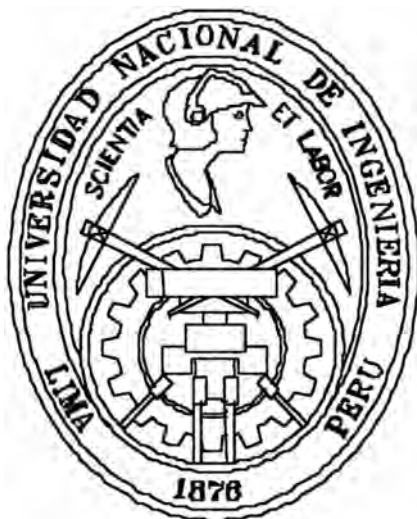


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**DISEÑO E INSTALACION DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS PARA CENTROS
EDUCATIVOS PUBLICOS UBICADOS EN
ZONAS RURALES Y REMOTAS**

**INFORME DE INGENIERIA
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRONICO**

PRESENTADO POR:
VICTOR CHANG CARRILLO ÑAÑEZ
PROMOCION 79-I

LIMA- PERU

1998

“A todos los niños de mi patria, en especial a mis hijos, que son la fuente de mis energías e inspiración en mi existencia”.

**DISEÑO E INSTALACION DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA
CENTROS EDUCATIVOS PUBLICOS UBICADOS EN ZONAS RURALES
Y REMOTAS**

SUMARIO

El no tener las mismas oportunidades de aprendizaje e información hacen mas profundas las diferencias entre los estudiantes de las zonas urbanas y el de las zonas rurales y remotas, dichas diferencias se traducen en el desarrollo del hombre y en consecuencia el de los pueblos.

Los centros educativos públicos ubicados en zonas rurales y remotas constituyen el 67% del total, la carencia de los servicios eléctricos en las referidas localidades es sumamente alto, de ellos, solamente el 10% cuentan con energía eléctrica.

La explosión tecnológica a puesto a disposición, dispositivos y equipos eléctricos y electrónicos de todo tipo y para todo propósito como: equipos de laboratorio, equipos audio visuales, equipos informáticos, equipos de comunicación satelital, etc ; elementos que en el campo de la educación serán explotados plenamente, principalmente para las zonas rurales y remotas. Para ello es sumamente necesario contar con energía eléctrica para el funcionamiento de los mencionados equipos.

Solucionar la carencia energética en las zonas sumamente alejadas será mediante el aprovechamiento de la energía solar con la instalación y el uso de los sistemas fotovoltaicos.

En conclusión, el uso de la energía solar, será el complemento y soporte técnico ideal, para impartir una educación de calidad de amplia cobertura.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
CONTEXTO Y USO DE LA ENERGIA SOLAR	4
1.1 Introducción	4
1.2 Antecedentes	5
1.3 Viabilidad de suministro de energía en zonas rurales y remotas	6
1.4 Características básicas de los centros educativos ubicados en zonas rurales y remotas y de los sistemas fotovoltaicos	7
1.4.1 Características de los centros educativos	7
1.4.2 Características de los sistemas fotovoltaicos	8
1.5 Ventajas comparativas de la instalación de equipos fotovoltaicos en locales escolares de zonas rurales y remotas frente a la electrificación convencional	9
1.5.1 Transporte	9
1.5.2 Mantenimiento	10
1.5.3 Medio ambiente	10
1.5.4 Descentralización energética	10
1.5.5 Costos operativos	11

CAPITULO II**FUNDAMENTOS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA**

SOLAR	12
2.1 Célula fotovoltaica	12
2.1.2 Tipos de células fotovoltaicas	12
2.2 Funcionamiento de una célula solar	13
2.3 Módulo fotovoltaico	15
2.4 Selección del lugar de instalación	20
2.4.1 Descripción	20
2.4.2 Inclinación y orientación del módulo	23
2.4.3 Selección de datos	26
2.4.4 Mes determinante en el diseño	26
2.4.5 Mediciones	27

CAPITULO III

DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	29
3.1 Instalaciones de corriente continua	29
3.2 Instalaciones de corriente alterna	29
3.3 Base de diseño	30
3.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos	31
3.4.1 Pequeño sistema independiente de corriente continua	31
3.4.2 Sistema independiente de corriente continua y corriente alterna	32
3.4.3 Sistema independiente de corriente alterna	34
3.4.4 Sistema fotovoltaico combinado a un grupo electrógeno	34
3.5 Determinación de los consumos de energía	37
3.5.1 Cálculo de consumo de corriente alterna (c.a)	37
3.5.2 Cálculo de consumo de corriente continua (c.c)	38
3.6 Determinación del tamaño del panel fotovoltaico	38
3.6.1 Método	38

3.7	Selección de los acumuladores	39
3.7.1	Acumuladores	39
3.7.2	Tipos de acumuladores	40
3.7.3	Ventajas operacionales	41
3.7.4	Capacidad de almacenamiento	42
3.7.5	Régimen de descarga	43
3.7.6	Temperatura ambiente	44
3.7.7	Método para determinar el tamaño de la batería de acumuladores	44
3.8	Controladores	46
3.8.1	Especificaciones	46
3.8.2	Tipo	48
3.8.3	Instalación	49
3.9	Selección del inversor	52
3.9.1	Especificaciones	52
3.9.2	Forma de onda	53
3.9.3	Rendimiento de la conversión de potencia	56
3.9.4	Potencia de régimen	56
3.9.5	Régimen de funcionamiento	56
3.9.6	Tensión de entrada	56
3.9.7	Capacidad de sobretensión transitoria o sobrecarga momentánea	56
3.9.8	Regulación de tensión	57
3.9.9	Protección de tensión	57
3.9.10	Frecuencia	57
3.9.11	Modularidad	57
3.9.12	Factor de potencia	58
3.9.13	Consideraciones finales sobre la selección de inversores	58
3.10	Instalación	58

3.11	Mantenimiento	61
3.11.1	Módulos solares	61
3.11.2	Estructura de montaje	61
3.11.3	Acumuladores sellados	61
3.12	Consideraciones finales en la instalación del sistema fotovoltaico	62
3.12.1	Instalación de la estructura de soporte del módulo	62
3.12.2	Instalaciones de los cables eléctricos del módulo solar al tablero de control	62
3.12.3	Chequeo del funcionamiento del tablero de control	62
3.12.4	Instalación de los cables eléctricos para las lámparas	63
3.12.5	Instalación de los cables de la batería	63
3.12.6	Instalación a la batería	63
3.12.7	Chequeo del funcionamiento del sistema completo y cargado de la batería	63
3.12.8	Desconexión automática de las luces	63
3.12.9	Mantenimiento y cuidado de la batería, módulo y del sistema en general	64

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN ECONÓMICA : CÁLCULO DEL COSTO DEL CICLO

DE VIDA ÚTIL 65

4.1	Descripción	65
4.2	Método	67
4.3	Análisis de sensibilidad	70
4.4	Notas técnicas	71

CAPITULO V

EVALUACION PRACTICA 73

5.1	Caso práctico	73
-----	---------------	----

CONCLUSIONES 80

ANEXO A	82
TABLAS	83
ANEXO B	90
GLOSARIO	91
BIBLIOGRAFIA	94

PROLOGO

Al realizar el presente informe de ingeniería se ha tenido en consideración un doble objetivo. El primero, consolidar la premisa en el Ministerio de Educación que la utilización de los sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales y remotas es una herramienta cuya importancia es de primer orden para ofrecer una educación de calidad, mediante el uso de equipos electrónicos, asegurando que aquella que llega a la gran ciudad sea la misma que llegue a las zonas más alejadas. El segundo, es plasmar en un texto las experiencias recogidas durante los procesos de diseño, instalación y puesta en funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, realizado por la Oficina de Infraestructura Educativa del Ministerio de Educación en las escuelas rurales, que sirva de guía para los diseños e instalaciones de sistemas fotovoltaicos en los centros educativos públicos, dependencias de otros sectores y comunidad en general.

En el primer capítulo se indica la importancia de contar con energía eléctrica para el desarrollo. La educación, variable indicadora del desarrollo, se apoya en el aprovechamiento de la energía eléctrica para alcanzar sus objetivos en plenitud e igualdad, en las zonas urbanas mediante los servicios públicos convencionales y en las zonas rurales y remotas con la instalación de los sistemas fotovoltaicos. Del mismo modo, se explican las características de los centros educativos de las zonas rurales y remotas y como estas compatibilizan con las características de los módulos fotovoltaicos, además, se señalan las ventajas comparativas en su instalación como: transporte, mantenimiento, medio ambiente, descentralización energética y costos operativos.

En el segundo capítulo, se explican los fundamentos para el aprovechamiento de la energía solar, explicando la célula y módulos fotovoltaicos desde su constitución, principio de funcionamiento y arreglos; se determinan los criterios para la selección del lugar de instalación y las indicaciones para la orientación e inclinación de los módulos y paneles fotovoltaicos.

En el tercer capítulo, se explica paso a paso el diseño del generador o sistema fotovoltaico basado en las normas, fundamentos técnicos y la experiencia del diseñador, que no es más que básicamente un conjunto de módulos cuyos números y conexión dependen de varias circunstancias. Se indican las configuraciones, determinación de consumo de energía, determinación del panel fotovoltaico, selección de acumulares, controladores, selección de inversor, instalación y mantenimiento.

En el cuarto capítulo, se realiza la evaluación económica, con la explicación del cálculo del costo del ciclo de vida útil; sabiendo que existen diferentes opciones de generación de energía para suministrar electricidad a cualquier instalación ubicada en un sitio remoto. Mediante el cálculo del ciclo de vida útil, que es una forma de análisis económico, se puede hacer una comparación directa del costo de varias opciones, tales como un generador fotovoltaico, un generador diesel o la extensión de una red de una empresa servicios públicos.

En el capítulo quinto, se desarrolla un ejemplo de un caso de selección de generador para un local escolar de un centro educativo ubicado en el distrito de Viñac en la provincia de Yauyos, analizando con los conceptos de valor actual neto y las tasas internas de retorno.

Siguiendo el orden del texto se podrá encontrar las principales conclusiones y sugerencias del presente informe de ingeniería.

En el Anexo I se muestran las tablas de los valores de insolación y tablas para análisis económico.

En el Anexo II aparece el glosario, en orden alfabético, con los términos más usados en el aprovechamiento de las energías renovables como es la energía solar.

El presente informe no es un trabajo exhaustivo y pormenorizado, pero si cubre los conocimientos fundamentales para el diseño de un sistema fotovoltaico preferentemente direccionado a las escuelas rurales.

Antes de culminar con el prólogo un agradecimiento muy especial a mi prestigiosa Alma Mater, a todos aquellos profesores que con vocación y sacrificio me proporcionaron los conocimientos básicos para transitar por las diversas especialidades de mi profesión, experiencia que en actuales momentos me siento preparado para trasmitirlos en la formación de futuros profesionales y colegas. Del mismo modo agradezco a los funcionarios del Proyecto Mejoramiento de la Calidad de la Educación Peruana MECEP, Ministerio de Educación y la Empresa SOLAREX, que me han permitido llevar a cabo el desarrollo de proyectos para la utilización de energías renovables y ser responsable de éstos.

CAPITULO I

CONTEXTO Y USO DE LA ENERGIA SOLAR

1.1 Introducción

Existen variadas formas de calificar el estado de desarrollo alcanzado por una nación moderna. Durante muchos años fue común utilizar como indicador el consumo de acero. En la última década se comenzó a percibirlo mas bien en términos de educación general y del desarrollo tecnológico. Indudablemente el común denominador del desarrollo y consolidación del avance con sólidas bases de una nación es el consumo de energía per cápita.

La forma de energía más noble, más eficiente en su uso, más simple en su transporte, más limpia en su utilización conservando el equilibrio del ecosistema y teniendo como insumo los propios recursos naturales, verdadera clave del desarrollo racional obtenido a lo largo del siglo XX es la **ENERGÍA ELÉCTRICA**.

Todas las manifestaciones del desarrollo moderno : máquinas, aparatos electrodomésticos, equipos de comunicación tanto de entrenamiento como profesionales, equipos informáticos, equipos médicos, equipos de laboratorios diversos, necesitan de una adecuada disponibilidad de energía eléctrica para su funcionamiento.

Aquellos que disponen del “servicio público básico” llamado fluido eléctrico pertenecen a la civilización moderna y aquellos que no la disponen quedan fatalmente marginados e incomunicados, condenados a la precariedad como estilo de vida, a la pobreza y otras limitaciones propias de la carencia de la electricidad.

La diferencia esencial entre contar o no con la disponibilidad de energía eléctrica, abre profundas diferencias entre las formas típicas de vida del hombre de la ciudad y del habitante rural.

La explosión tecnológica la cual presenciamos y que ha suministrado al mundo de dispositivos eléctricos y electrónicos de todo tipo y para todo propósito ha profundizado aún más las diferencias llevándolas a grados extremos.

1.2 Antecedentes

En términos de educación, el Ministerio del sector ha ampliado la cobertura del servicio educativo en sus primeros tres niveles del sistema educativo, paralelo a ello la calidad del servicio educativo no ha marchado al mismo ritmo de la cobertura.

Mientras en el mundo el fenómeno de la globalización y universalización se acentúa y prácticamente se ha establecido en todos los países, éstos, y sobre todo en países como el nuestro, cuentan con serios problemas en las áreas rurales y remotas, donde la electrificación rural convencional no será posible, seguramente , hasta dentro de unas cuantas décadas, en consecuencia, las referidas áreas no podrían ser integradas al proceso de globalización.

Los conceptos expresados en los párrafos anteriores tienen asidero en las cifras recogidas del Censo Nacional Escolar de 1993, del que se puede indicar :

- Los Centros Educativos Unidocentes tienen el menor porcentaje de servicios en la localidad : el 18% tiene agua, sólo el 3% tiene servicio de energía eléctrica y el 1% posee desagüe.
- Los Centros Educativos Multigrado, tienen un mayor porcentaje de servicios : 31% tiene agua, el 9% tiene servicio de energía eléctrica y el 3% posee desagüe.

- Los Centros Educativos Polidocentes, la mayoría dispone de servicios en la localidad : 68% tiene agua, el 55% tiene servicio de energía eléctrica y el 49% posee desagüe.
- Los centros educativos multigrados y unidocentes son las modalidades de atención a las poblaciones mas pobres y menos integradas a los sistemas de servicios públicos.
- Conviene recordar que el 95% de los centros educativos multigrados y el 99% de los unidocentes son rurales.
- La suma de centros educativos unidocentes y multigrados constituyen el 63% del total de centros educativos.
- El total de locales escolares públicos es de aproximadamente de 37000 locales.

1.3 Viabilidad de suministro de energía en zonas rurales y remotas

Antes de mencionar la solución viable de suministrar energía en zonas rurales y remotas explicaremos principios básicos para el suministro.

La industria de la electricidad es de característica capital-intensiva, se divide en tres grandes áreas : generación, transporte y distribución, éstas tres, deben disponer de grandes capitales de inversión, en general son de lenta recuperación. Teniendo en consideración el basto equipamiento requerido, la infraestructura civil necesaria, su alto costo, las inversiones necesarias para su transporte y la distribución, sólo es rentable este negocio y por lo tanto posible, cuando se cuenta con grandes poblaciones que lo requieran, puedan consumirlo en grandes cantidades y posibilidades de financiar e consumo, para que el costo unitario del producto final sea razonable.

Bajo estas premisas los proyectos de electrificación rural convencional es poco probable de no ser que ello sea financiado por gobiernos de países altamente desarrollados, más no en países de nuestra característica. Se proyecta que en las dos primeras décadas del siglo XXI, los países ricos quintuplicarán y otros decuplicarán su consumo eléctrico "per cápita", ello

implica que pobladores de zonas remotas y rurales seguirán sumidos al atraso, la pobreza y la marginalidad.

La interrogante es ¿ Es posible revertir esta situación ? bajo la óptica de instrumentar soluciones convencionales esta reversión será casi imposible ya que es imposible realizar a costo razonable no específicamente en su generación sino el transporte de la energía a las zonas rurales y remotas y su posterior distribución a los usuarios, rancho por rancho, chacra por chacra y en el caso de educación escuela por escuela que están distribuidas en una geografía tan complicada como la nuestra.

El problema de la electrificación rural seguirá siendo el altísimo costo de la distribución y la imposibilidad cierta de la recuperación a corto o mediano plazo de las enormes inversiones a realizar.

Por lo tanto la única alternativa de solución es la aplicación del uso de los sistemas fotovoltaicos, así lo ha entendido el Ministerio de Educación que para entregar servicios educativos de calidad en escuelas ubicadas en zonas rurales y remotas debe apoyarse indefectiblemente en los equipos fotovoltaicos

.1.4 Características básicas de los centros educativos ubicados en zonas rurales y remotas y de los sistemas fotovoltaicos

1.4.1 Características de los centros educativos

Antes de mencionar las características de los equipos fotovoltaicos mencionaremos las de los centros educativos en las zonas rurales :

- Baja cantidad de población escolar
- Escasa densidad geográfica de los mismos
- Relativamente gran separación entre centros educativos y muchas veces Accidentes geográficos más diversos: ríos, cañadas, bosques, nevados, etc
- Usuarios de reducidos consumos.

Las características anteriormente señaladas, nos hace inferir de lo difícil y antieconómico que resulta distribuir energía de la manera convencional.

En consecuencia, resulta ser mucho más racional generar la energía demandada, mucha o poca, en el mismo lugar a ser utilizada por lo que los costos en redes de transporte y distribución además del costo de mantenimiento a lo largo de los años desaparecerán repentinamente.

1.4.2 Características de los sistemas fotovoltaicos

Las propiedades básicas de los sistemas fotovoltaicos armonizan o realizan el “match” con las características anteriormente descritas para los centros educativos y las podemos agrupar de la manera siguiente:

- Los sistemas fotovoltaicos están conformados básicamente por:
 - ** Módulos fotovoltaicos, encargados de generar energía
 - ** Acumuladores o baterías, elementos que cumplen con la función de almacenamiento de la energía
 - ** Controladores de carga, con la función de proteger los acumulares.
 - ** Equipos inversores, en el caso que las cargas requieran hacer uso de energía en corriente alterna.
 - ** Soportes estructurales, encargados de orientar los módulos fotovoltaicos.
- El sistema fotovoltaico es modular. Por lo tanto, no cabe error de diseño si se notara insuficiencia de energía, o aumento en el consumo, bastará con el agregado de módulos fotovoltaicos y si es necesario, de acumuladores.
- Sólo se requiere que los paneles solares puedan recibir las radiaciones solares y no existan sombras, además no se requiere de preparación especial del suelo.
- El sistema fotovoltaico es de funcionamiento autónomo, autosuficiente y automático, sólo necesita para operar la presencia del sol.
- La instalación del sistema es sencillo, se requiere de conocimientos básicos de electricidad para realizar su instalación y supervisar correctamente su funcionamiento.

- El sistema fotovoltaico presenta, intrínsecamente, escasa o nula ocurrencia de fallas graves, lo que significa que difícilmente
- El sistema fotovoltaico es considerado como un sistema de altísima confiabilidad, presentan un alto rendimiento energético y larga expectativa de vida. En promedio, los fabricantes garantizan sus productos por 20 años, esta garantía no solamente es por fallas en su fabricación sino contra la disminución de su capacidad de generar energía eléctrica, es decir se garantiza su funcionamiento.
- Siendo los módulos fotovoltaicos de larga vida útil los demás equipos asociados al sistema deberán ser de la mejor calidad para que todo el sistema sea de larga vida útil.
- Las tareas de mantenimiento son prácticamente inexistentes en lo que se refiere al sistema generador limitándose a la eliminación de la suciedad de los paneles solares.
- El sistema fotovoltaico no representa para el usuario ningún peligro de electrocución o de algún otro tipo de accidente grave. En caso de usar inversores se tomarán las mismas precauciones que para las instalaciones con energía convencional.
- Por último, el sistema fotovoltaico es no depredatorio, inodoro, silencioso y no contaminante

1.5 Ventajas comparativas de la instalación de equipos fotovoltaicos en locales escolares de zonas rurales y remotas frente a la electrificación convencional

1.5.1 Transporte

Facilidades de transporte e Instalación de los Equipos: La modularidad de los sistemas de energía solar, fotovoltaica y su reducido peso y dimensiones, hace posible que transportar, colocar y armar las piezas que componen el generador solar sea muy sencillo. Una vez llevado, instalado y armado, estos sistemas generarán energía eléctrica ilimitadamente en el tiempo por más de 30 años, sin sufrir ningún tipo de falla. Al ser la fuente de

aprovisionamiento la luz solar, no será necesario el transporte de combustible y el costo de suministro es evidentemente gratuito.

1.5.2 Mantenimiento

Sencillez de mantenimiento, *los equipos de energía solar son totalmente electrónicos* y por lo tanto no tienen ninguna pieza móvil sometidas a desgaste, en consecuencia no requieren reparaciones periódicas y/o eventuales. Su mantenimiento es prácticamente nulo, consistente en la limpieza semanal de los vidrios de los módulos solares (tal cual si fueran ventanas), sin utilizar ningún tipo de abrasivos o detergentes (sólo es necesario un trapo de algodón y agua). En cuanto a las baterías y demás componentes, su mantenimiento consiste en limpieza y verificación semestral de conexiones bornes y cables. Ningún tipo de electricista especializado es requerido para realizar estas operaciones y las herramientas necesarias son las usuales para trabajos de electricidad menor.

1.5.3 Medio ambiente

Respecto al medio ambiente, los sistemas de energía solar no producen ningún tipo de contaminación. No producen desechos sólidos, no hacen ruido y realizan todos los días silenciosamente su trabajo, no emiten gases contaminantes a la atmósfera y permiten disfrutar ampliamente de las bellezas naturales sin alterar el ecosistema. Su funcionamiento silencioso constituye asimismo una ventaja táctica importante en labores de vigilancia, especialmente en la noche.

1.5.4 Descentralización energética

Descentralización de la Fuente Energética: el diseño modular de los equipos permite ofrecer una solución descentralizada. Esto significa que en el diseño del equipo. Varios sub-sistemas independientes energizan diferentes sectores y aplicaciones de las necesidades, que trae como consecuencia que ante una posible falla de un sub-sistema, los demás sigan operando normalmente.

1.5.5 Costos operativos

Costos operativos: la larga vida útil de los módulos solares hace que sea la inversión más rentable en equipos de generación eléctrica, y cuando luego de treinta años éstos deban ser cambiados, los costos de estos sistemas serán mucho más bajos respecto a los actuales, dado el rápido crecimiento y optimización de esta tecnología. Como es evidente no existe costo de suministro de combustible y su mantenimiento es tal elemental que puede ser realizado por el propio usuario sin necesidad de ser altamente calificado. Su modularidad permite el cambio de lugar y transporte con gran facilidad y su expansión ilimitada en caso de requerirse un aumento de la capacidad instalada, con una inversión mínima, a diferencia de las plantas eléctricas, que ante cada expansión de capacidad de generación exige la compra de una nueva planta

CAPITULO II FUNDAMENTOS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

2.1 Célula fotovoltaica

Son dispositivos semi conductores de estado sólido que convierten la luz directamente en electricidad.

En el presente, la mayor parte de las células fotovoltaicas comerciales son fabricadas del silicio. Los cuatro tipos de células fotovoltaicas.

2.1.1 Tipos de células fotovoltaicas

- ***Silicio monocristalino***

Crecimiento de un cristal de silicio en lingotes circulares, con una eficiencia del 13% a 15%, es de alta confiabilidad, puede usar silicio de no muy alto costo debido a que el coeficiente de segregación de impurezas es más favorable.

Tiene como desventaja el alto costo del proceso de fabricación y el factor de acomodamiento pobre.

- ***Silicio policristalino***

Con una eficiencia del 12% al 13%, de menor costo que el anterior, es de alta confiabilidad, puede usar silicio de menor precio. Tiene como desventaja que la eficiencia de la célula no es tan alta como las de material monocristalino.

- ***Laminado de silicio***

Producción de hojas o láminas de silicio que pueden ser procesadas directamente en células solares, el equipo para producirlas es mucho más costoso, requiere material básico mucho más puro. No existe costo de fabricación razonablemente competitivo.

- **Silicio amorfo**

Tiene como tecnología la deposición de plasma de silicio en forma de película fina, usualmente el vidrio es el material base.

Usa poco material, produce módulos completos sin que se requiera conexión eléctrica hecha mecánicamente entre células, proceso ideal para producción automatizada. Tiene como desventaja baja eficiencia del módulo del 4% al 5% , la luz solar induce degradación en el material

2.2 Funcionamiento de una célula solar

Una célula solar, dispositivo fotovoltaico, consta de varias capas de materiales semiconductores con diferentes propiedades electrónicas, fig N° 01.

En una célula policristalina típica, la mayor parte del material es silicio dopado o contaminado con una pequeña cantidad de boro para darle un carácter positivo, o tipo P. Una capa delgada en el frente de la célula es dopada o contaminada con fósforo para darle un carácter negativo, tipo N, la interfaz entre las dos capas contiene un campo eléctrico llamado unión.

La luz consiste en partículas llamadas fotones. Cuando incide sobre la célula solar, algunos fotones son absorbidos en la región de la unión, liberando electrones en el cristal de silicio. Si los fotones tienen suficiente energía, los electrones podrá superar el campo eléctrico de unión y quedarán libres para pasar a través de silicio hacia un circuito externo. Al pasar por el circuito externo emiten su energía en forma de trabajo útil, a través de la carga, y regresan a la célula solar.

El proceso fotovoltaico es totalmente de estado sólido y autónomo.

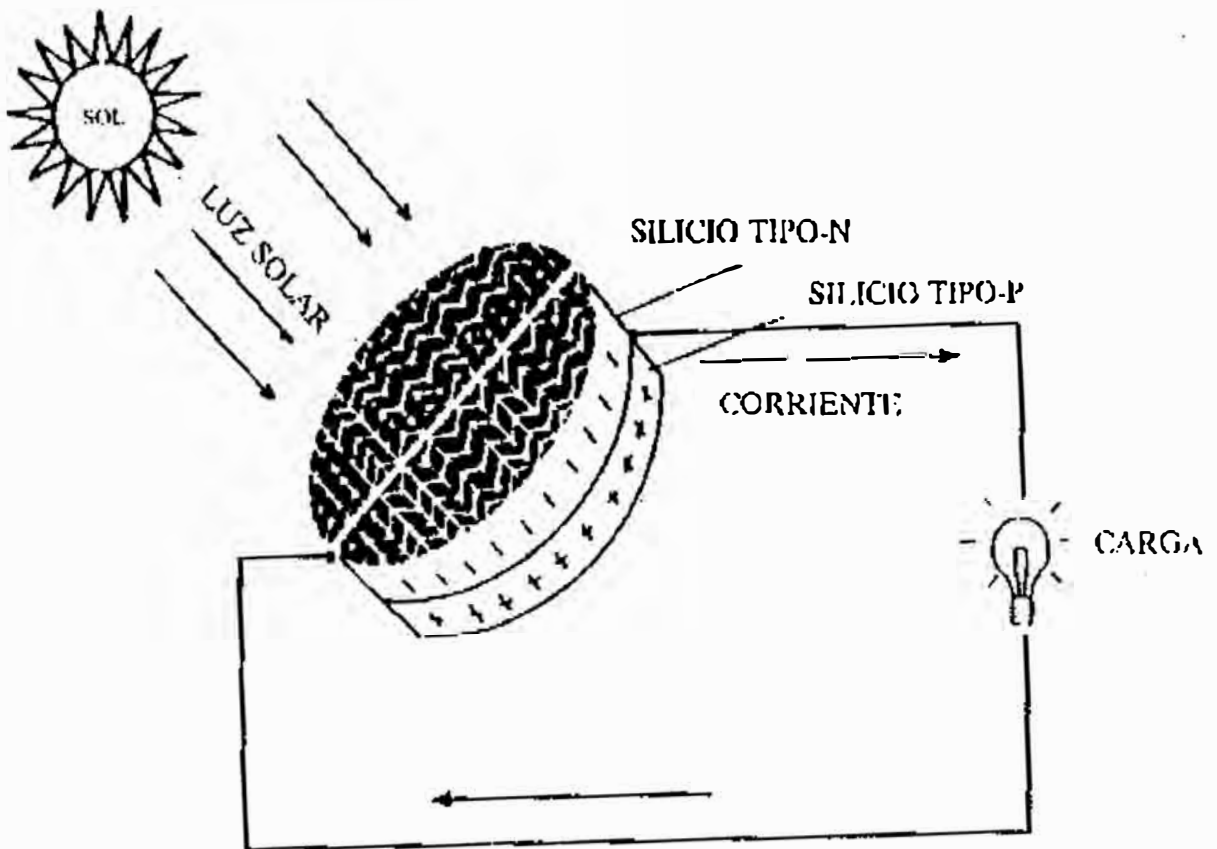


Fig N° 01. Célula Fotovoltaica

2.3 Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico consiste en un grupo encapsulado de células solares y constituye la menor unidad reemplazable del conjunto, fig N° 02. El conjunto fotovoltaico consiste en dos o más módulos conectados en forma de obtener la tensión y corriente deseada, fig N° 02a.

Hay cuatro factores que determinan la potencia de salida de un módulo fotovoltaico : resistencia de la carga conectada al módulo, irradiancia solar, temperatura celular y rendimiento de las células fotovoltaicas. La salida de un determinado módulo se puede calcular aproximadamente estudiando una familia de curvas gráficas de corriente (I) y tensión (V), existen tres puntos de interés en la curva I-V, que son : el punto de máxima potencia (I_{pm} y V_{pm}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y la corriente de corto circuito (I_{cc}), fig N° 03 ; la corriente de la célula solar es directamente proporcional a la irradiancia solar (S), fig N° 04, y es afectada escasamente por la temperatura (T), fig N° 05. La tensión varía en relación inversa a la temperatura. Por ejemplo , la tensión de las células cristalinas disminuye aproximadamente en 0,5% por cada grado centígrado de aumento. Por lo tanto, los conjuntos deben mantenerse fríos e instalarse de manera que no impida la circulación de aire por la parte superior e inferior del conjunto. Los módulos no se deben instalar a ras del techo.

En pruebas realizadas se demostró que si se deja un espacio libre de unos 8 cm. Entre la parte superior y el techo, el módulo funcionara a 15 °C menos de calor que si se instalara directamente sobre el techo, lo que se traduce en un 7,5% de tensión y potencia

Cada célula produce aproximadamente 0.5 voltios, se conecta en serie para aumentar el voltaje, se necesita 36 células para cargar batería a 12 voltios.

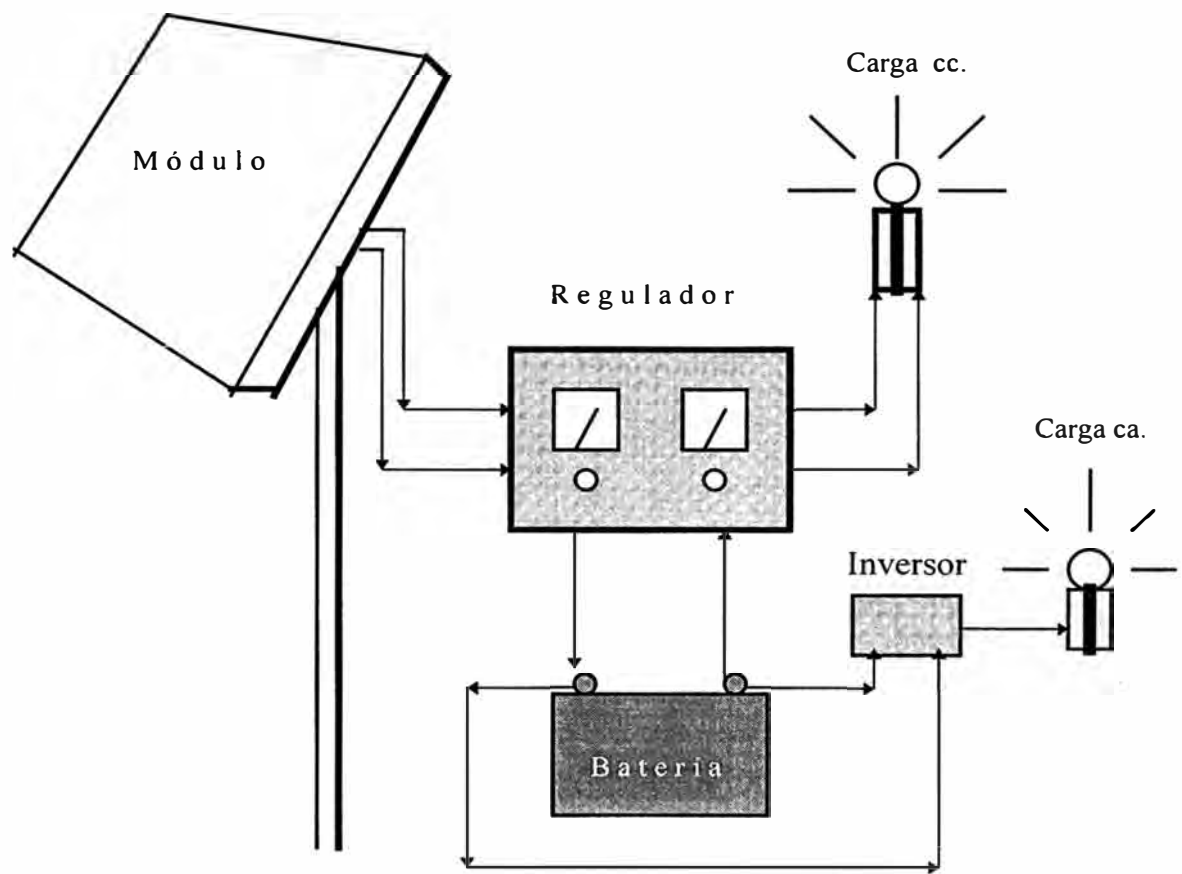


Fig. 2 Módulo Fotovoltaico

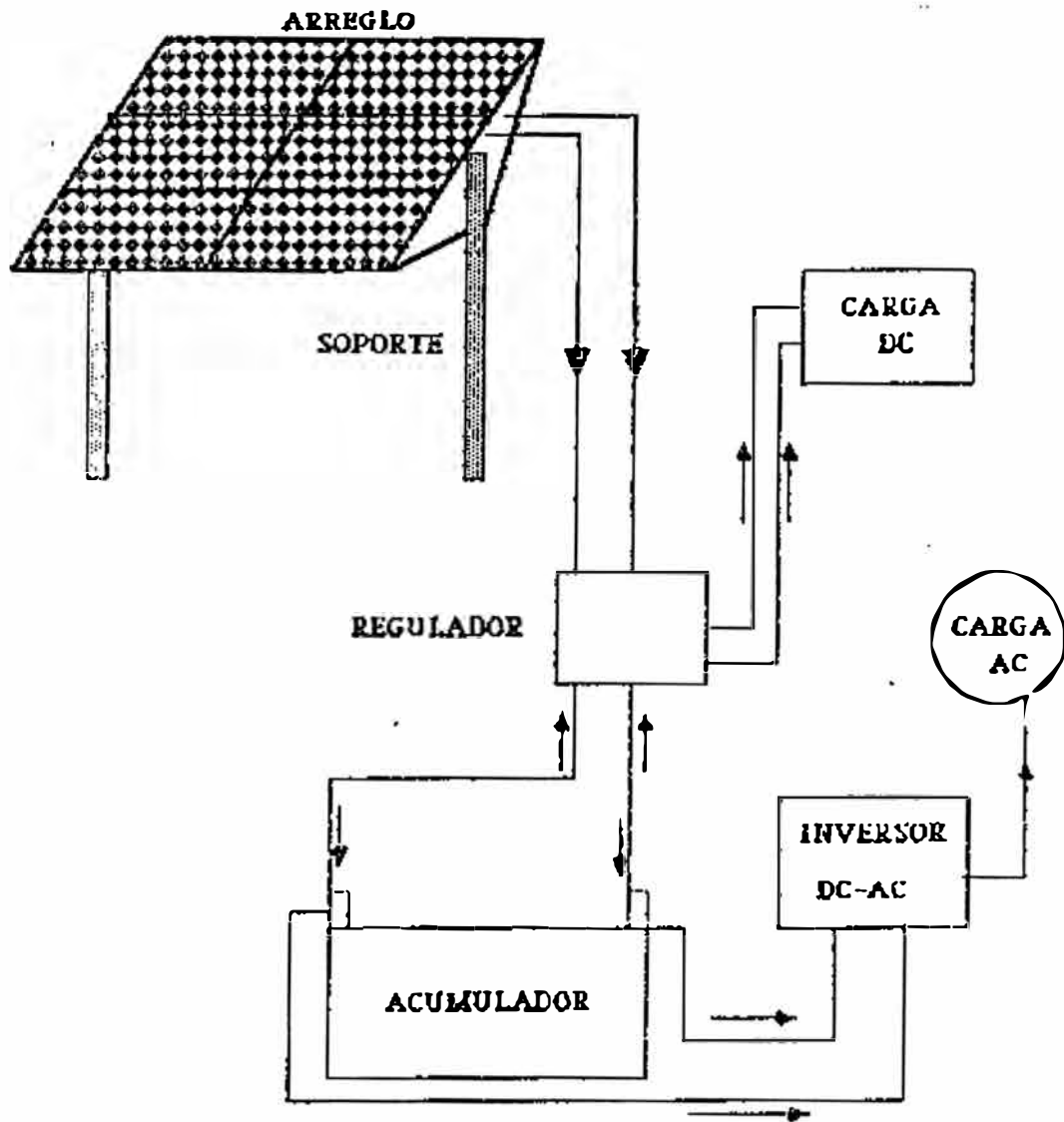


Fig N° 02a. Sistema o Panel Fotovoltaico

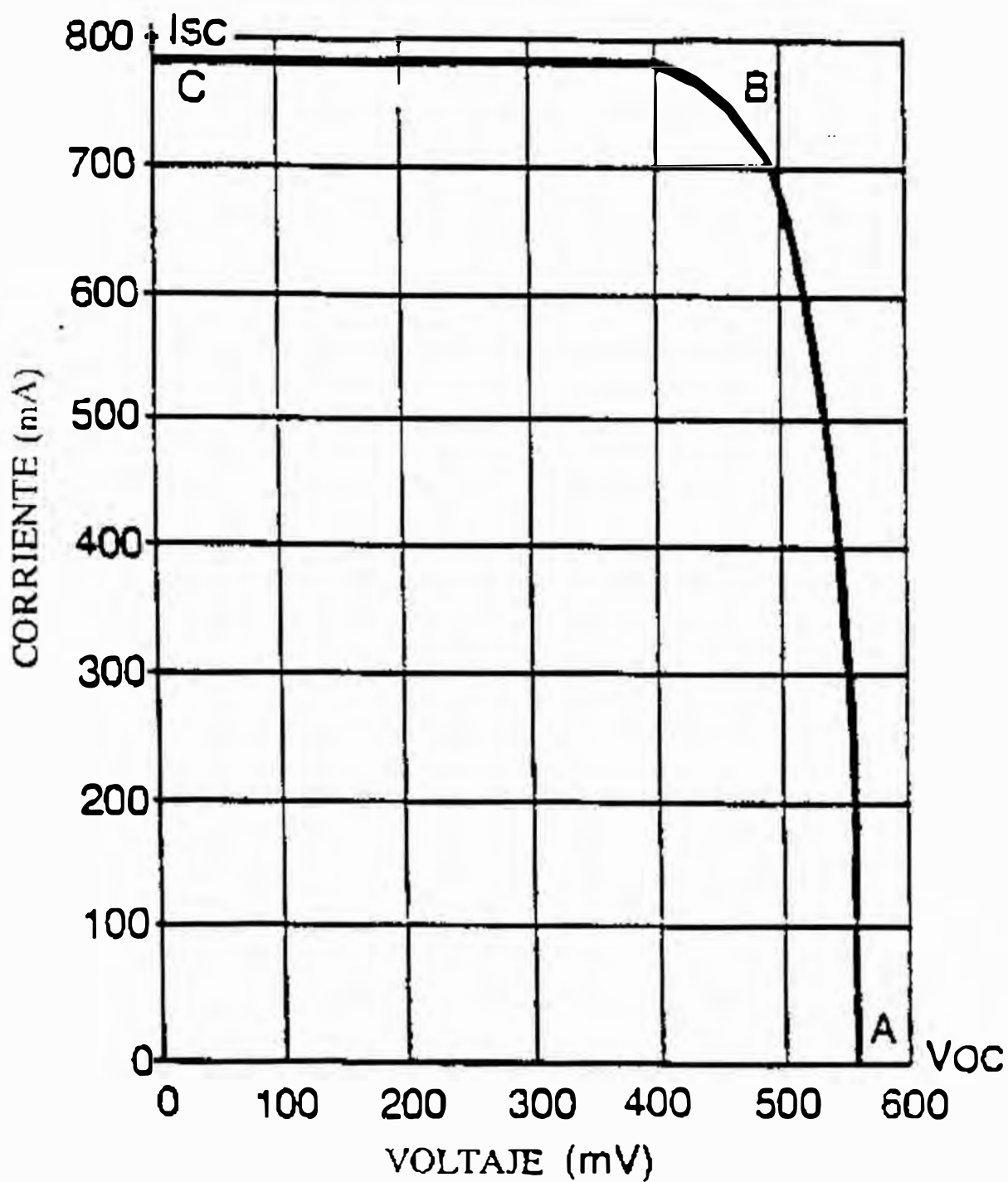


Fig N° 03. Curva Corriente - Voltaje de un Módulo Solar

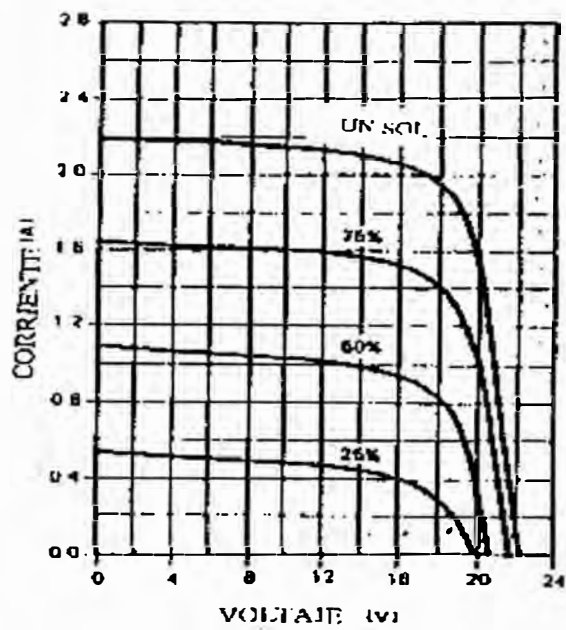


Fig N° 04. Curva Corriente - Voltaje a diferentes Radiaciones

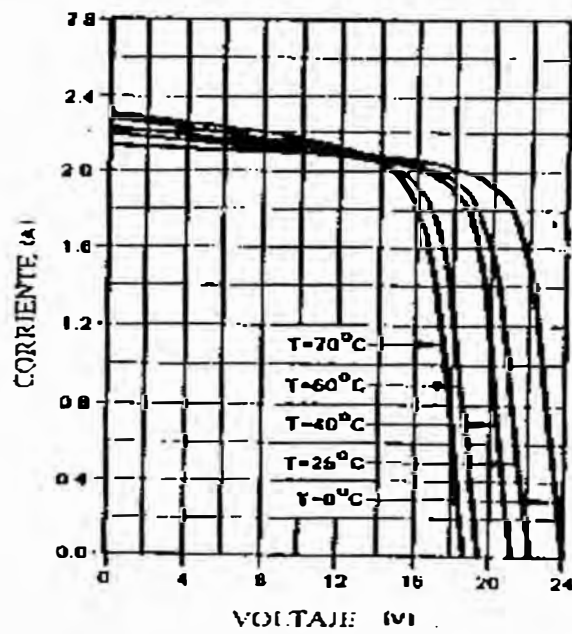


Fig N° 05. Curva Corriente - Voltaje a diferentes Temperaturas.

2.4 Selección del lugar de instalación

2.4.1 Descripción

Insolación es la cantidad de energía solar que recibe un área determinada durante un período de tiempo dado. Se mide en kilowatt-horas por metro cuadrado. También se usan mediciones en BTUs por pie cuadrado por hora, langleys (L) , megajoules por metro cuadrado, Los factores de conversión son

$$\text{kWh/m}^2 = \frac{L}{85,93} = 316,96 \text{ Btu/pie}^2\text{hora} = 3,6 \text{ MJ/m}^2$$

La atmósfera terrestre recibe una cantidad casi constante de energía solar radiante equivalente a 1,37 kilowatts por metro cuadrado. Este es el valor que se obtiene al integrar el área en la parte inferior del gráfico de la fig N° 06. Ahí se muestra el espectro de radiación extraterrestre junto al espectro de radiación conocido como "masa de aire1" (MA-1). Este valor indica el efecto que sufre la radiación al atravesar el espesor de 1 atmósfera. Es evidente que la atmósfera tiene una gran capacidad de absorción y reduce la energía solar que llega a la tierra, particularmente en ciertas longitudes de onda.

Los datos de insolación se presentan frecuentemente como valores de promedio diario para cada mes. La irradiancia máxima es la disponible al mediodía solar de cualquier día dado, no importa cual sea la estación. El mediodía solar se define como la hora cuando el sol llega a su apogeo durante su trayectoria a través del firmamento. El término "horas de sol máximo" se define como el número equivalente de horas diarias en que la irradiancia solar alcanza un promedio de 1.000 W/m². Seis horas de sol máximo significa la energía recibida durante el número total de horas con el sol en el día, es igual a la energía recibida si el sol hubiera brillado durante seis horas a 1.000 W/metro cuadrado.

La insolación varía con las estaciones debido al cambio de posición de la tierra con respecto al sol. El efecto de esta variación se puede reducir a un mínimo al establecer el ángulo de inclinación adecuado del conjunto fotovoltaico con un valor del ángulo de latitud. Los ángulos del sol pueden calcularse para cualquier localización y fecha específica, la fig N° 07, muestra la trayectoria diaria del sol para un lugar del hemisferio sur. Esta trayectoria representa un ángulo relativo del sol con respecto a una superficie horizontal para una latitud de 40 grados en el hemisferio sur.

Los datos de insolación de uso común se miden sobre superficies horizontales. Recientemente, se han tomado y registrado medidas de insolación sobre superficies inclinadas.

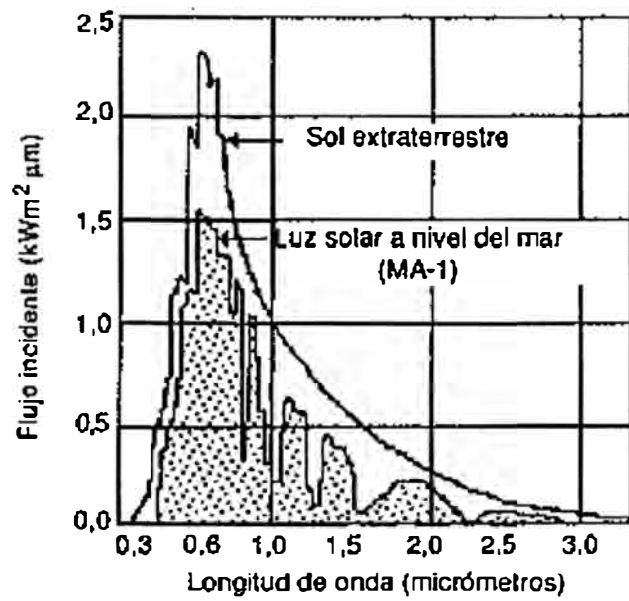


Fig. N° 06. Espectro de Radiación

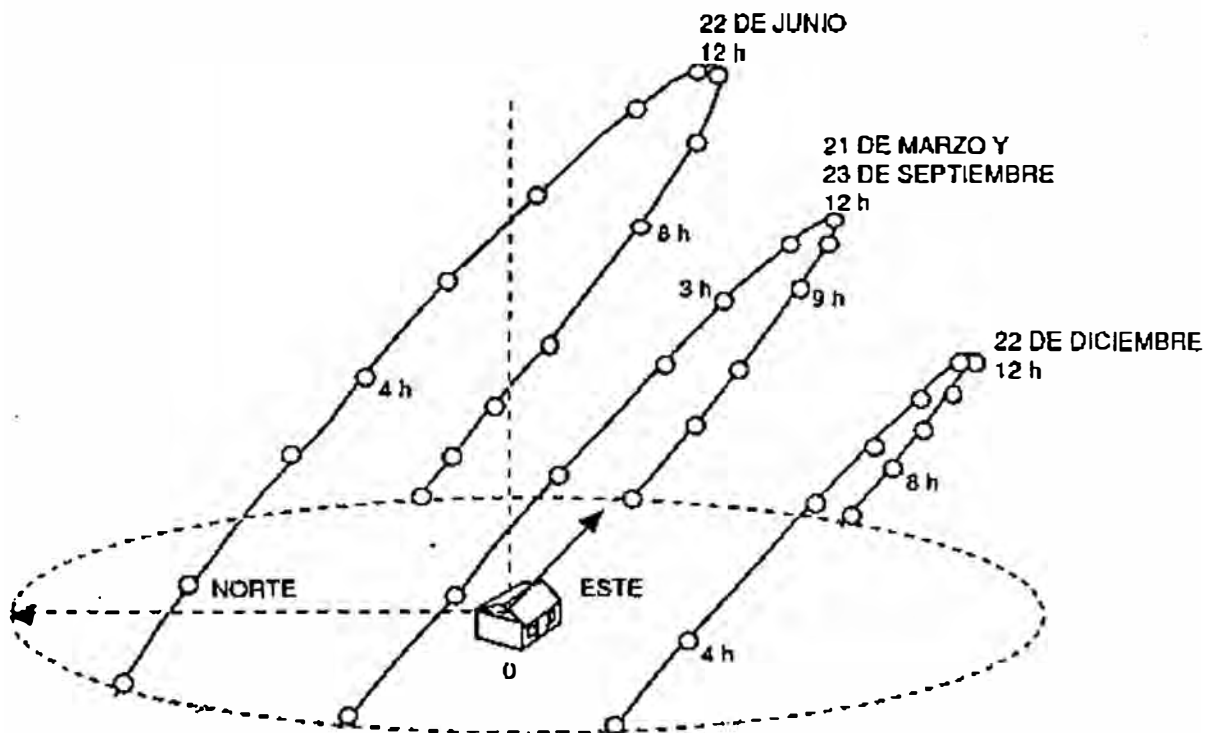


Fig N° 07. Trayectorias Estacionales del Sol a 40 Latitud Sur

2.4.2 Inclinación y orientación del módulo

El módulo solar debe ser instalado de tal forma que capte la mayor radiación solar posible. Para seleccionar el lugar de la instalación debe considerarse lo siguiente:

El módulo solar debe estar orientado hacia el norte. Una desviación al este u oeste de 15° con respecto al norte no tiene mayor impacto en la cantidad de radiación solar a ser colectada, fig N° 08 y 08a.

Los módulos montados permanentemente deberán tener un ángulo de inclinación sobre la horizontal, fig N°09. Aunque el ángulo correcto de inclinación varía con el tiempo, durante el año en que el sistema es usado, y la latitud del lugar.

El ángulo de inclinación, para un sistema permanente, deberá estar alrededor de 10° del listado del ángulo de latitud. Por ejemplo un sistema usado todo el año a una latitud de 35° puede tener un ángulo de inclinación de 25° a 45° sin una notable baja de eficiencia del sistema.



Fig N° 08. Orientación del Módulo Solar - Opción N° 1

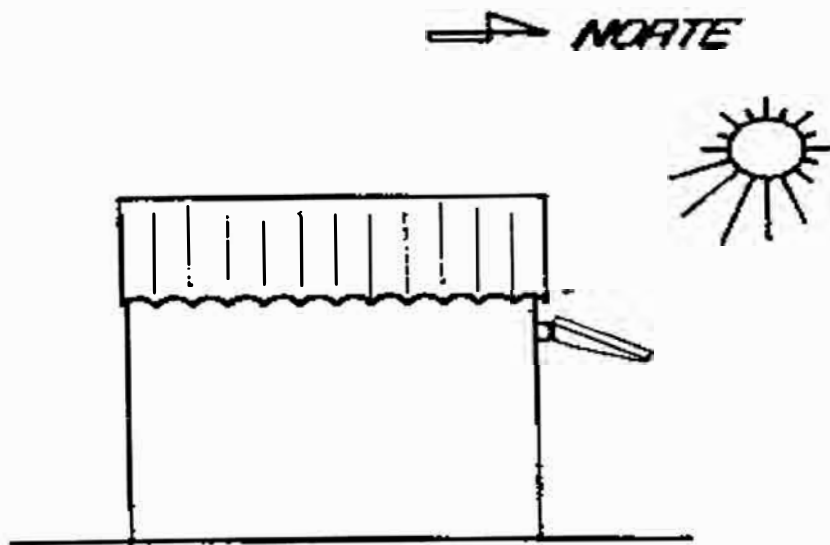


Fig N° 08. Orientación del Módulo Solar - Opción N° 2

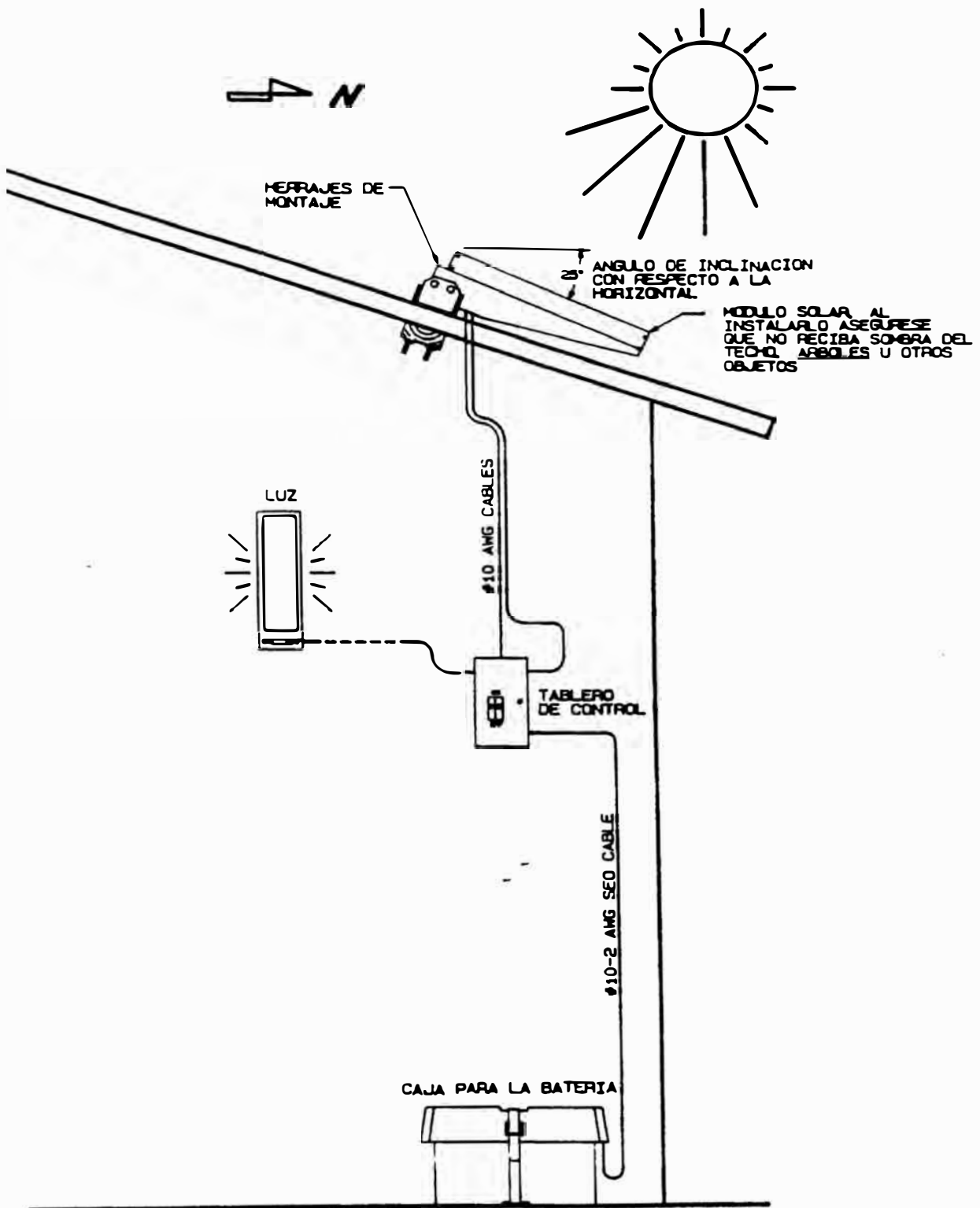


Fig N° 09. Orientación del Módulo Solar - Detalles

2.4.3 Selección de datos

Se debe estimar la disponibilidad de luz del sol en el sitio de instalación del sistema. Es imposible predecir las condiciones solares para un día específico, pero los registros meteorológicos que cubran un período de varios años proporcionarán suficientes datos para diseñar la mayoría de los sistemas fotovoltaicos independientes. La insolación total sobre una superficie inclinada es el dato más interesante para los sistemas fotovoltaicos de inclinación fija.

Muy pocas veces se cuenta con datos de insolación para la instalación de sistemas fotovoltaicos independientes. La insolación de un área remota puede que no sea similar a la de la ciudad más cercana. Las condiciones solares locales pueden variar en forma significativa de lugar a lugar, particularmente en áreas montañosas. Si no se dispone de datos para un lugar específico, se debe estudiar la variación de los datos promedio de varias ciudades localizadas alrededor del sitio propuesto para el sistema. Use los datos para preparar los contornos de iso-insolación, o para establecer la información meteorológica mensual basándose en los datos de diferentes ciudades. No tema alterar los datos, si es necesario. Sin embargo, mientras mayor sea la desviación de los datos registrados (>20 por ciento), más seguras deben ser las razones para el cambio. El cálculo aproximado del recurso solar influye directamente el rendimiento y el costo de los sistemas fotovoltaicos independientes.

2.4.4 Mes determinante en el diseño

La elaboración de una tabla en la que se registre: la ubicación del sistema fotovoltaico, la inclinación de los paneles a la latitud de ubicación, los meses al que corresponden la carga corregida en Amp/día, Sol máximo (h/día) y corriente requerida por el proyecto. El resultado del registro, indicará el ángulo de inclinación recomendado y el valor de insolación del mes determinante para el diseño del sistema, que es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y la demanda promedio de

carga para aparatos eléctricos. Con este criterio, el sistema fotovoltaico independiente se podrá diseñar para satisfacer dicha carga en el peor mes de un año promedio. Así se garantizará un resultado moderado.

La hoja de registro mencionada anteriormente podrá tener espacios para anotar la corriente de carga de aparatos eléctricos y los datos de insolación para cada mes del año, considerando tres ángulos de inclinación diferentes. En algunas aplicaciones, se podrá identificar el mes de demanda máxima de potencia sin tener que hacer cálculos para los 12 meses. Por ejemplo, si la demanda de carga es constante durante todo el año, el mes determinante será el de menor insolación. Si la carga es variable, la hoja de registro se debe llenar completamente, ya que los cambios de la demanda de carga pueden compensar las variaciones de insolación.

El ángulo de inclinación recomendando para el conjunto fotovoltaico se incorpora también en la selección del mes determinante. Este ángulo, que se selecciona en conjunto con el mes determinante, brinda el mayor valor de insolación para los meses bajo consideración. Otras fuentes de información muestran las insolaciones estimadas o indican los lugares para los cuales se dispone de datos de insolación.

Si se tiene la opción de usar un conjunto seguidor, la hoja de registros se debe llenar con los datos de seguimiento tomados de una fuente de información local. No mezcle los datos de seguimiento y de inclinación fija en la misma hoja de registros. La determinación de la capacidad del sistema fotovoltaico, usando datos de inclinación fija y de seguimiento, permitirá hacer una comparación económica entre las dos tecnologías. Los conjuntos seguidores pasivos de un solo eje se usan generalmente en pequeños sistemas fotovoltaicos independientes. No se recomiendan conjuntos seguidores de dos ejes debido a su mayor complejidad.

2.4.5 Mediciones

El piranómetro es un instrumento que mide los componente directos y difusos de la luz del sol. Hay piranómetros que usan diferentes mecanismos

detectores, con gran diferencia de precio. Se puede obtener piranómetros de bajo precio que integran la insolación sobre un período de tiempo, para sistemas fotovoltaicos independientes en lugares remotos. Estos modelos usan generalmente la sección calibrada de un célula fotovoltaica para medir la irradiancia y se recomiendan si el propietario o el operador del sistema desea observar el rendimiento del sistema. La precisión de estos modelos es adecuada y los valores pueden ser leídos y grabados a intervalos periódicos.

CAPITULO III DISEÑO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Este consiste básicamente en un conjunto de módulos cuyos números y conexión depende de varias circunstancias.

Consideraremos dos tipos generales de instalación rural

3.1 Instalaciones de corriente continua

En este caso el generador se formará con n_m módulos conectados en paralelo entre sí con una batería de capacidad y tensión adecuadas.

La distribución eléctrica de la escuela se realizará a dicho valor de tensión por lo cual todos los artefactos en la instalación deben estar preparados para funcionar con esa tensión nominal en corriente continua.

Deberá tenerse muy en cuenta utilizar conductores de diámetro tal que aseguren una baja caída de tensión. La sección del conductor deberá garantizar que la caída total de tensión no supere los 0,5 Vcc

3.2 Instalaciones de corriente alterna

En este caso se supone el uso de algún convertidor eléctrico de CC-CA, y de potencia adecuada.

Un buen diseño exige que la más baja tensión continua no sea de 12 Vcc, sino que sea de 24 Vcc como valor mínimo ; valor utilizado en la mayoría de las aplicaciones.

No obstante, para potencias relativamente elevadas podría resultar mucho más conveniente operar con tensiones primarias de 48 Vcc, fundamentalmente por limitarse a la mitad a corriente a generar por los módulos, y además, por la mejora inmediata y consecuente del rendimiento de todo el sistema.

En este caso los módulos deberán interconectarse en serie paralelo. Se conectarán tantas "ramas" en paralelo como sean necesarias. Cada "rama" estará formada por dos módulos conectados en serie para el caso de 24 Vcc, y por cuatro módulos para el caso de 48 Vcc.'

La salida de corriente alterna del inversor alimentará la instalación interior de la escuela lo que permite la utilización de artefactos eléctricos domésticos, equipos audiovisuales, equipos informáticos, equipos de comunicaciones, entre otros, siendo los materiales de instalación (incluidos cables, llaves, etc) de tipo convencional.

3.3 Base de diseño

La industria actual de módulos fotovoltaicos ofrece una cantidad importante de productos. Cualquier diseño fotovoltaico implica, ya en sus primeros pasos, efectuar la elección de alguno de ellos. Salvo en instalaciones cuidadosamente diseñadas, no se utilizarán más de 4 a 6 módulos en paralelo sin controlador externo.

En las aplicaciones de media potencia, el sistema siempre tolerará el costo adicional de un eficiente controlador de carga, imprescindible para asegurar larga vida útil al banco de baterías, y eventualmente la de algún inversor.

La tensión de funcionamiento de un sistema fotovoltaico independiente es generalmente la necesaria para atender las cargas mas elevadas. Si predominan las cargas de c.a., debe elegirse una tensión de c.c. que sea compatible con la entrada del inversor.

Si las demandas de potencias mas elevadas son para cargas de aparatos de c.c., debe elegirse el valor de la carga de mayor tensión, en seguida se indican unas reglas de orden general:

- Haga una lista de cargas para c.a., tome nota de potencia total de c.a. necesaria y la demanda simultánea máxima.

- Haga una lista para cargas de c.c., y agrúpelas por nivel de tensión y sume éstas. Calcule la potencia total necesaria y la demanda máxima de potencia instantánea para cada nivel de tensión.
- Obtenga las características técnicas de Inversores electrónicos de diferentes fabricantes
- Si predominan las cargas de c.c., debe seleccionarse una tensión que mantenga la corriente a niveles aceptables, se recomienda la aplicación de la Tabla N° 01. Si la corriente se mantiene a niveles menores de los recomendados, se podrá emplear material eléctrico de fácil adquisición.

TABLA N° 01	
Selección de la tensión del Sistema	
Demanda de energía de c.a. (Watts)	Tensión de entrada al Inversor (Volts c.c.)
< 1.500	12
1.500 - 5.000	24 ó 48
> 5.000	48 ó 120

- Considere la posibilidad de usar equipos con cargas de c.c., que funcionen con una tensión distinta de la elegida para el sistema. Una opción podría ser usar convertidores de c.c. a c.c. En el caso de tensiones menores, muchas veces estas son tomadas de derivaciones del banco de baterías lo cual en exceso no es recomendable para evitar un drenaje mayor de corriente es necesario hacer uso de igualadores de carga de batería.
- Si se piensa aumentar la capacidad del sistema en el futuro, esta es la oportunidad de escoger una tensión que sea conveniente tanto para el sistema inicial como para la ampliación futura.

3.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos

3.4.1 Pequeño sistema independiente de corriente continua

Este sistema por pequeño e independiente, es un sustituto para las lámparas de gas o de kerosene en una casa de campo o escuela unidocente en zona rural y remota, una casa rodante o una barcaza de una escuela flotante en zona de selva baja. El tamaño del panel fotovoltaico y del acumulador, dependerá de las necesidades particulares del caso, fig N° 10. En los siguientes puntos describiremos la manera de determinar el tamaño adecuado.

El panel fotovoltaico carga el acumulador durante las horas de luz solar y el acumulador suministra la energía eléctrica cuando se requiera. Al quedar completamente cargado el acumulador, un dispositivo regulador pone fin a la acción de carga. El centro de carga cuenta con medidores para verificar el funcionamiento efectivo del sistema y con fusibles para proteger el cableado; en caso de ocurrir alguna falla o de presentarse un cortocircuito en la vivienda.

3.4.2 Sistema independiente de corriente continua y corriente alterna

Este es un sistema idéntico al anterior, con la excepción de que incluye un inversor; un dispositivo electrónico que convierte corriente continua en alterna, fig N° 11.

El inversor permite el uso de aparatos domésticos comunes, como herramientas eléctricas, computadoras, iluminación, equipos de comunicación lavadoras y aparatos eléctricos de cocina. Se proveen inversores CC-CA de alta calidad con potencias que oscilan comúnmente entre 100W y varios kW y que cuentan con una eficiencia de conversión superior al 90%. A fin de asegurar un funcionamiento confiable, deberá seleccionarse con cuidado un inversor que corresponda a las cargas que habrán de utilizarse.

Cuanto mayor sea la carga del sistema más grande habrá de ser el panel fotovoltaico y mayor la capacidad de los acumuladores.

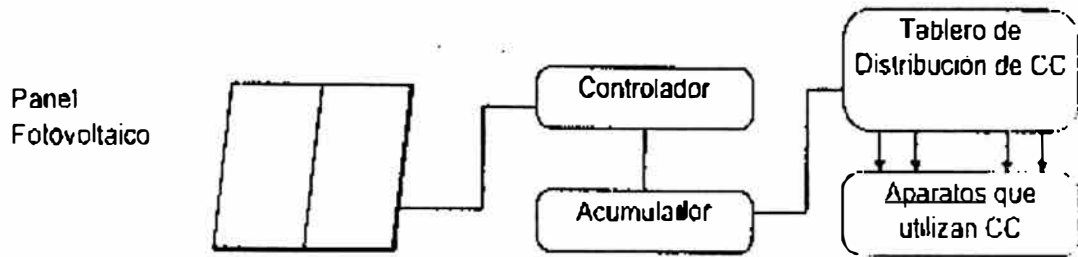


Fig N° 10. Pequeño Sistema Independiente de Corriente Continua

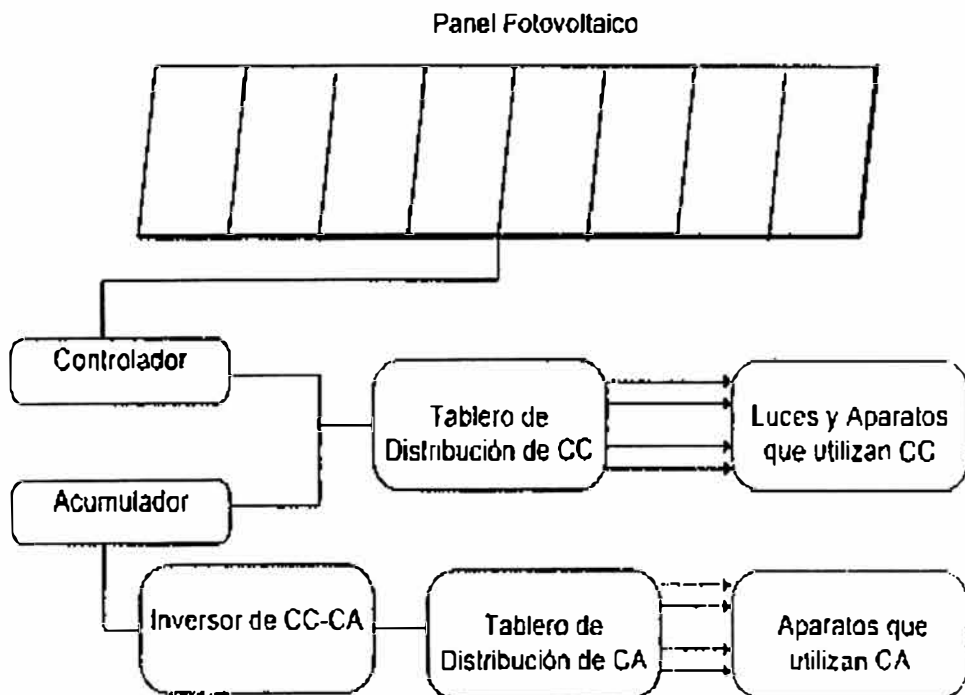


Fig N° 11. Sistema Independiente de Corriente Continua y Alterna

3.4.3 Sistema independiente de corriente alterna.

Por lo general, un sistema independiente de corriente alterna, consta de un panel de ocho o más módulos fotovoltaicos, una batería de acumuladores y uno o más inversores, fig N° 12.

Dos o más inversores en cascada resultan ideales para este tipo de sistema, ya que pueden funcionar en conjunto para suministrar una gran cantidad de corriente y si alguno falla, los demás podrán seguir en funcionamiento con menor capacidad, hasta que se lleven a cabo las reparaciones. Esta redundancia resulta importante para aparatos que requieren la operación constante, como las refrigeradoras y congeladoras.

En residencias o locales escolares grandes, un sistema de corriente alterna simplifica el cableado, ya que permite el uso de disyuntores, llaves, tomas y portalámparas que se adquieren fácilmente a bajo costo. Los ahorros resultan significativos al eliminar el uso de cableado de gran sección que normalmente se requiere para la eficiente transmisión de la corriente continua a baja tensión sobre distancias.

3.4.4 Sistema fotovoltaico combinado a un grupo electrógeno

La combinación de un grupo electrógeno con un sistema fotovoltaico puede ser una alternativa económica en lugares propensos a condiciones meteorológicas que sean adversas, fig N° 13. Así el tamaño del panel fotovoltaico que se instala no tendrá que corresponder a las peores condiciones climatológicas que se presentan en ciertos lugares, sino solamente a las que normalmente se esperan. Un generador a nafta, gas o diesel, equipado con un cargador para los acumuladores, reemplaza el panel fotovoltaico cuando el tiempo así lo requiera.

Si el tamaño del panel fotovoltaico corresponde a las condiciones normales, el generador entrará en servicio cuando el cielo permanezca nublado durante largo tiempo o cuando las necesidades de corriente sean mayores a la usada normalmente. Cuando el nivel de carga de los acumuladores sea bajo, el grupo electrógeno suministrará corriente a los

aparatos de corriente alterna de la casa, así, también como al cargador de los acumuladores.

Si el tamaño del panel fotovoltaico es mucho menor al que se requiere para uso normal, el grupo electrógeno suministrará la corriente durante los momentos de mayor demanda.

Además de permitir el empleo de un panel fotovoltaico de menor tamaño, un sistema cargador de reserva permite el uso de una batería de acumuladores más pequeña. Para asegurar una operación eficiente del sistema deberá tenerse el mayor cuidado en la determinación del tamaño del grupo electrógeno y de la batería de acumuladores.

Panel Fotovoltaico

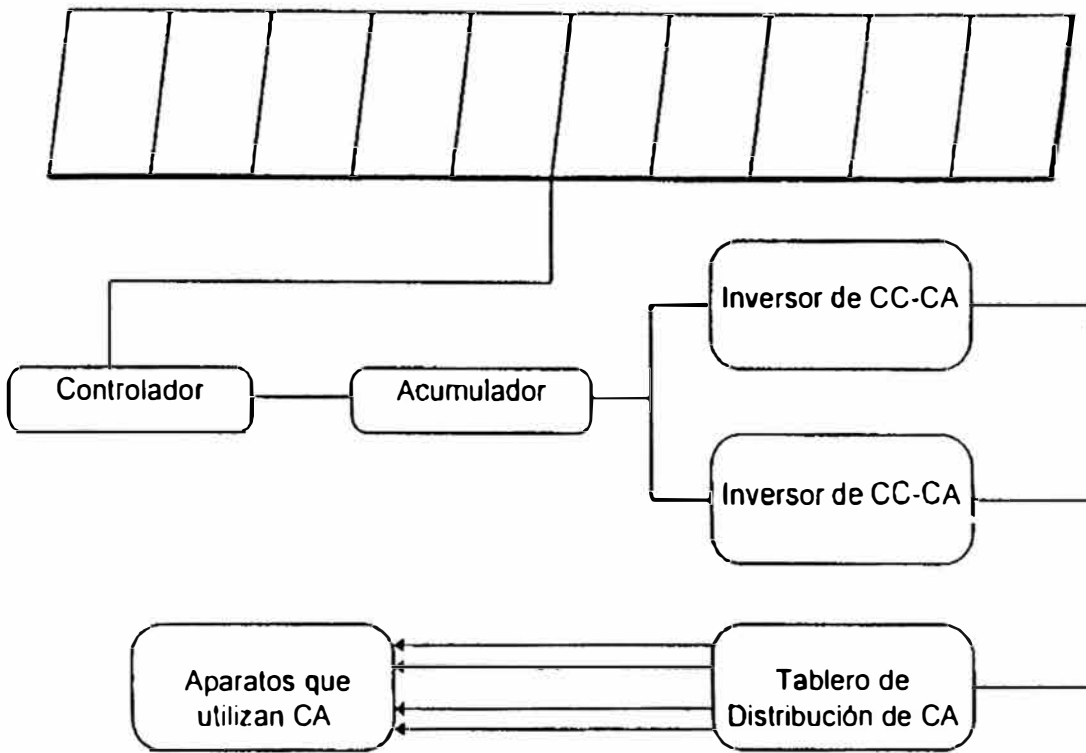


Fig N° 12. Sistema Independiente de Corriente Alterna

Panel Fotovoltaico

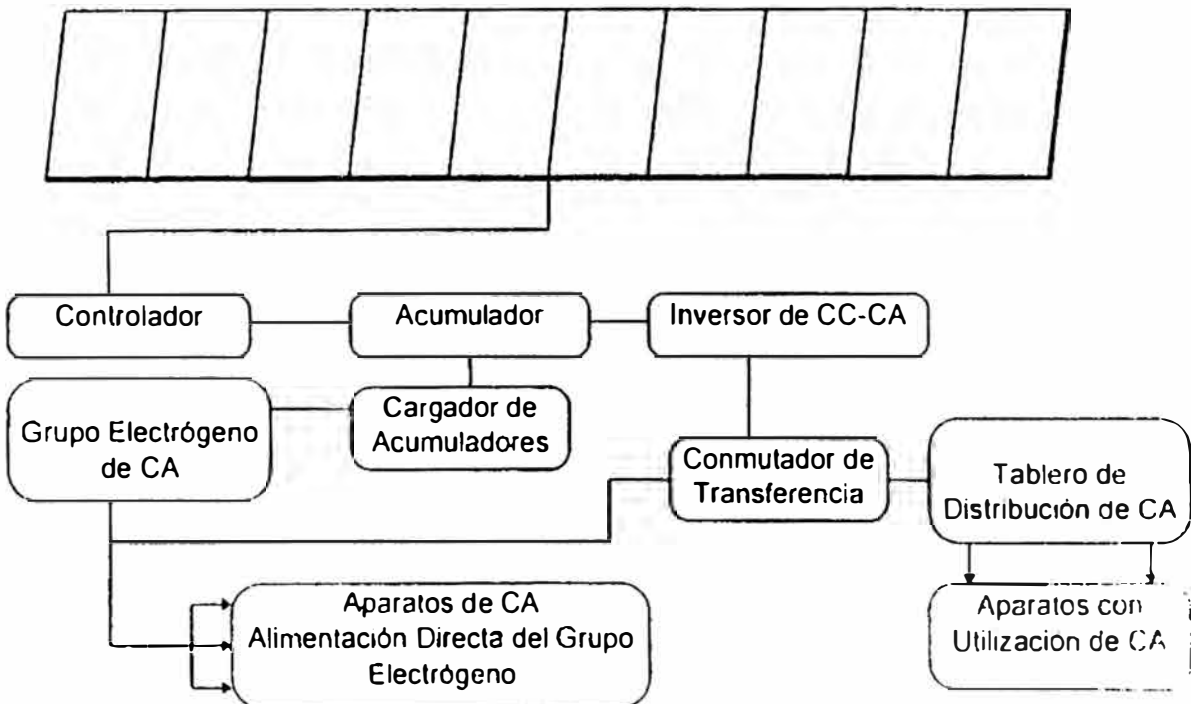


Fig N° 13. Sistema Fotovoltaico Combinado a un Grupo Electrónico

3.5 Determinación de los consumos de energía

Cálculo de amperes-hora consumidos diariamente por los aparatos de corriente continua y alterna

3.5.1 Cálculo de los consumos de corriente alterna (c.a)

3.5.1.1 Listar cada aparato de corriente alterna, su potencia en watts (W), y la cantidad de horas que se usará por semana (h/Sem). Multiplicar la potencia por las horas para determinar los watts-hora por semana (Wh/Sem), Tabla N° 02. La suma de la última columna representa los **Wh/Sem de corriente alterna**.

Tabla N° 02

Wh/Sem de corriente alterna

Aparato	Watts	x	h/Sem	=	Wh/Sem
			Total		

Nota : en la mayor parte de los casos, una placa al dorso del aparato o en el manual de operación, indicará la potencia del mismo en watts. Si indicase el "amperaje" del mismo (ejm. : 3 Amp) multiplique éste por la tensión de servicio (ejm. 220 V), y el resultado de esta operación es igual a la **potencia en watts** (ejm. : $3A \times 220 V = 660W$)

3.5.1.2 Multiplicar el resultado anterior por 1.15 para compensar las pérdidas ocasionadas por el inversor. Esta cifra representa los **Watts-hora efectivos de corriente alterna por semana**.

3.5.1.3 Apunte la tensión continua de entrada por lo general 12 o 24 V, véase "Inversores", Esta cifra representa la **tensión continua del sistema**.

3.5.1.4 Divida el valor del punto 3.5.1.2 por el del punto 3.5.1.3. Esta cifra representa el **total de amperes-hora por semana usado por los aparatos de corriente alterna.**

3.5.2 Cálculo del consumo de corriente continua (c.c)

3.5.2.1 Listar cada aparato de corriente continua que se utilice, Tabla N° 03.

Tabla N° 03

Wh/Sem de corriente continua

Aparato	Watts	x	h/Sem	=	Wh/Sem
			Total		

3.5.2.2 Apuntar la tensión continua de entrada, por lo general 12 ó 24 V (véase "Inversores"). Esta cifra representa la tensión continua del sistema

3.5.2.3 Dividir el valor del total del punto 3.5.2.1 por el del punto 3.5.2.2. Esta cifra representa el total de amperes-hora por semana usados por los aparatos de corriente continua.

3.5.2.4 Apuntar el total de amperes-hora por semana usados por los aparatos de corriente alterna en el punto 3.5.1.4.

3.5.2.5 Sumar los valores obtenidos en los punto 3.5.2.3 y 3.5.2.4. Esta cifra representa el total de amperes-hora por semana usado por todos los aparatos.

3.5.2.6 De 3.5.2.5 se puede calcular el **total de amperes-hora diarios**

3.6 Determinación del tamaño del panel fotovoltaico

3.6.1 Método

3.6.1.1 Apuntar el total de amperes-hora diarios 3.5.2.6

3.6.1.2 Multiplicar el valor del punto 3.6.1.1 por 1,2 para compensar las pérdidas que se originan al cargar y descargar los acumuladores.

3.6.1.3 Apuntar el promedio de horas de sol útiles por día en el lugar de la instalación.

3.6.1.4 Dividir el valor del punto 3.6.1.2 por el valor del punto 3.6.1.3. Esta cifra representa **el total de amperes que el panel tendrá que producir.**

3.6.1.5 Anotar el amperaje máximo del módulo solar. (módulo típico : 3A)

3.6.1.6 Dividir el punto **3.6.1.4** entre el valor del punto **3.6.1.5**. Esta cifra representa **el número de módulos en paralelo que se necesitan**

3.6.1.7 Redondear el valor obtenido en el punto anterior al número inmediato superior.

3.6.1.8 Número de módulos que se necesitan conectar en serie para proporcionar la tensión de carga a los acumuladores, Tabla N° 04 :

Tabla N° 04

Determinación de Módulos en serie

Tensión de Carga (Vcc) de los Acumuladores	Números de Módulos Conectados en Serie
12	1
24	2
32	3
48	4

3.6.1.9 Multiplicar el valor del punto 3.6.1.7 por el valor del punto 3.6.1.8. Esta cifra representan **el número de módulos solares que se necesitan.**

3.7 Selección de los acumuladores

3.7.1 Acumuladores

Se debe tomar diversas decisiones que resulten acertadas, para lo cual debe estudiarse detenidamente y entender las especificaciones de baterías

y de costo por ampere-hora de capacidad. El proyectista debe conocer las características y el costo de diferentes clases de baterías para poder tomar una decisión inteligente. Recuerde que es más importante comprar baterías de alta calidad diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas que satisfacer un valor exacto de almacenaje de ampere-horas. Las baterías de automóviles no se deben usar para aplicaciones fotovoltaicas. Estas baterías están diseñadas para producir un alto valor de amperes durante un corto período de tiempo para poder arrancar motores fríos y luego se recargan rápidamente. Las baterías fotovoltaicas funcionan de un modo distinto y son diseñadas en forma diferente.

Usted debe decidir el número de días de almacenaje de energía para el sistema que desea. Este valor está relacionado con el grado de disponibilidad del sistema.

3.7.2 Tipos de acumuladores

Los sistemas fotovoltaicos independientes requieren de uno o varios acumuladores. Los módulos fotovoltaicos cargan los acumuladores durante las horas de sol y estos suministran la corriente eléctrica cuando se la necesita, muchas veces de noche o durante períodos de cielo nublado.

- ***Acumuladores de plomo***

En principio, los acumuladores que se usaron fueron los acumuladores de plomo, similares a los que se usan en los automóviles, pero con diferencias en su diseño. No siendo los más adecuados ni económicos para los sistemas fotovoltaicos. Estos acumuladores toman su nombre del hecho de que consisten en una serie de placas de plomo sumergidas en electrolito; una solución de ácido sulfúrico y agua.

- ***Acumuladores de plomo-calcio***

Los acumuladores de plomo-calcio si pueden ser descargados en forma repetida, del 50 al 80% de su capacidad, por lo que resultan idóneos para los sistemas fotovoltaicos. Sin embargo, su diseño les permita resistir fuertes descargas de más de 50% de su capacidad.

- **Baterías de electrolito absorbido**

La mejor opción en baterías para sistemas fotovoltaicos son las denominadas "*baterías de electrolito absorbido*". Las baterías son de tipo estacionarias, selladas, libres de mantenimiento, alta seguridad operativa y baja autodescarga.

Esta nueva tecnología es la del electrolito absorbido o inmovilizado. Este nuevo tipo de acumulador tiene dos componentes fundamentales:

- Un material de micro-fibras de 2 micrones de diámetro, el que actúa simultáneamente como material separador, y como estructura de soporte del electrolito, el cual es retenido inmovilizado.

- Rejillas fundidas en una aleación de muy bajo contenido de antimonio

Se logra así aumentar el sobre potencial de H₂, tensiones de flote más elevadas, disminución de la autodescarga, mayor vida útil con descargas profundas y disminución de la resistencia interna del acumulador.

Las nuevas características eléctricas de estos acumuladores las resumimos a continuación:

- Mayor tensión de salida a altas corrientes de descarga
- Mayor rendimiento de bajas temperaturas ambientes
- Muy baja autodescarga : 1,5% mensual

3.7.3 Ventajas operacionales

Los acumuladores de plomo y antimonio de electrolito absorbido no producen gases en condiciones normales de operación. No producen nieblas corrosivas.

Estos acumuladores tampoco tienen pérdida de ácido aún en caso de una rotura causada en el mismo por agentes externos. No hay peligro de explosión pues no liberan oxígeno ni tampoco hidrógeno al ambiente, como así tampoco pueden penetrar llamas o chispas al interior del acumulador. Debido a la retención capilar del electrolito, pueden operar en cualquier posición, y lógicamente, ser transportados con toda seguridad. No poseen

taponos a la vista, pues no necesitan de agua durante el transcurso de su vida útil.

Estos acumuladores tienen vida más prolongada, como resultado de una mayor retención del material activo de las placas. No poseen problemas de estratificación del electrolito, y no corren peligro de congelamiento.

Poseen válvulas de seguridad para evitar accidentes por fallas eventuales del equipo de carga.

Por todas las razones antedichas, estos acumuladores cubren el vacío que existía allí donde se requería en su uso las siguientes características:

- Alta seguridad en el manipuleo y transporte
- Libre mantenimiento para equipos de instalación remota o de difícil acceso, o que no cuenten con personal idóneo para realizar el mantenimiento convencional.
- Atmósferas libres de agentes oxidantes o nieblas corrosivas en las cercanías de las baterías.
- Alta seguridad en lugares donde exista el riesgo de explosión
- Alta resistencia a las altas variaciones de temperatura

Estas características hacen que estas baterías de nuevo diseño y tecnología, sean las más adecuadas para aquellos usos, no convencionales, donde sea importante la seguridad de funcionamiento de los sistemas de energía y la confiabilidad de la operación de los mismos.

3.7.4 Capacidad de almacenamiento

El tamaño de la batería de acumuladores, dependerá de la capacidad de almacenamiento que requiera, el nivel de descarga máximo en un determinado momento, el nivel máximo de carga y la temperatura ambiente de los acumuladores.

Todos estos factores deben tomarse en cuenta y aquel que requiera la mayor capacidad, determinará el tamaño de su batería de acumuladores.

Por lo general, la capacidad de almacenamiento de un acumulador, o sea la cantidad de energía eléctrica que puede retener, se expresa en amperes-hora.

El o los acumuladores de un sistema fotovoltaico deben contar con suficientes amperes-horas de capacidad para suministrar la energía que se consumirá durante el período máximo que se espera de cielo nublado, sin que se descarguen en más del 80% de su capacidad nominal.

Si se cuenta con otra fuente de energía, por ejemplo, un grupo electrógeno o bien una conexión a la red de la compañía de electricidad, no será necesario elegir un acumulador de tamaño suficiente para las peores condiciones meteorológicas.

3.7.5 Régimen de descarga

La capacidad de almacenamiento expresada en amperes-hora es válida solamente a determinado régimen de descarga. El régimen de descarga de un acumulador, es el lapso de tiempo durante el cual el acumulador suministrará corriente a nivel máximo. Por ejemplo, un acumulador de 100 amperes-hora de capacidad nominal a un régimen de descarga de 20 horas, ha sido diseñado para suministrar 5 A por hora, y en 20 horas habrá agotado su carga total de 100 amperes-hora.

Si se descarga un acumulador más rápidamente, su capacidad de descarga será menor. A la inversa, si el acumulador se descarga más lentamente, su capacidad será mayor.

Si un acumulador de 100 amperes-hora se descarga a razón de 20 A en vez de 5A, su capacidad se reducirá a solamente 60 amperes-horas . Así que, a un régimen de descarga de 5 horas, e citado acumulador de solamente 60 amperes-horas.

Cargar un acumulador demasiado rápido (con demasiados amperes), resulta en la acumulación de calor excesivo dentro del acumulador, lo cual acorta su vida.

Normalmente, un acumulador puede cargarse sin daño aplicándole una corriente (“amperaje”) igual a una décima parte, o menos, de su capacidad correspondiente de amperes-hora. Cuanto más lentamente se cargue un acumulador, más eficiente será la carga.

Esto se explica por el hecho de que el calor provocado por una carga rápida, es energía que pierde el sistema.

3.7.6 Temperatura ambiente

Al seleccionar los acumuladores, debe tomarse en cuenta la temperatura ambiente en la que estarán en funcionamiento.

La capacidad nominal de un acumulador (amperes-hora) es la correcta cuando se encuentra operando a 27° C. Sin embargo, si ese mismo acumulador se encontrase operando a 5° C, su capacidad efectiva será de solo el 75% de su capacidad nominal, a - 18° C su capacidad efectiva será de sólo el 50% de su capacidad nominal.

Si los acumuladores a utilizar se van a colocar en un lugar que no cuenta con calefacción, la determinación del tamaño de los mismos, debe basarse en la temperatura más baja que se presentará en ese lugar

3.7.7 Método para determinar el tamaño de la batería de acumuladores

3.7.7.1 Apuntar el total de amperes-hora diarias (valor del punto 3.5.2.6 Determinación de consumo de energía)

3.7.7.2 Apuntar el máximo de días nublados consecutivos que pueden presentarse (entre 5 y 10 días en la mayoría de los lugares)

3.7.7.3 Multiplicar el valor del punto 3.7.7.1 por el valor del punto 3.7.7.2. Apuntar el resultado.

3.7.7.4 Dividir el valor del punto 3.7.7.3 por 0,8 para que quede una reserva del 20% después de un período de descarga intensiva. Si el sistema no presenta las condiciones especiales indicadas a continuación, pasar al punto 3.7.7.11.

Condición Especial N° 1. Consumo intenso de corriente:

3.7.7.5 Apuntar el amperaje máximo que consumirán los aparatos conectados durante lapsos de 10 minutos o más.

3.7.7.6 Apuntar el régimen de descarga de los acumuladores, si este dato es desconocido, es crucial averiguarlo con el fabricante o con la empresa que los comercializa

3.7.7.7 Multiplicar el valor del punto 3.7.7.5 por el valor del punto 3.7.7.6.

Condición Especial N° 2. Grupo Electrónico:

3.7.7.8 Apuntar el amperaje máximo de salida del panel fotovoltaico o del cargador de acumuladores alimentado por un acumulador

3.7.7.9 Multiplicar el valor del punto 3.7.7.8 por el valor correspondiente indicado en el punto 3.7.7.10.

3.7.7.10 Factor de corrección, Tabla N° 05, según el promedio de la temperatura ambiente de los acumuladores durante el invierno.

Tabla N° 05. Factor de Corrección por Temperatura

Temperatura Ambiente	Factor de Corrección
27°C°	1,00
21° C	1,04
16° C	1,11
10°	1,19
4°C	1,30
-1°C	1,40
-7°C	1,59

3.7.7.11 Apuntar la cantidad de amperes-hora básicos (puntos 3.7.7.4). En caso de condiciones especiales, usar el mayor de los resultados arrojados por los puntos 3.7.7.4, 3.7.7.7 ó 3.7.7.9.

3.7.7.12 Multiplicar el valor del punto 3.7.7.11 por el valor del punto 3.7.7.10. Esta cifra representa el **tamaño óptimo del acumulador**. Apuntar este valor.

3.7.7.13 Apuntar los amperes-hora del acumulador (típicamente, 100 amperes-hora para un acumulador de 12 V.)

3.7.7.14 Dividir el valor del punto 3.7.7.12 por el valor del punto 3.7.7.13. Esta cifra representa el número de acumuladores conectados en paralelo que será requeridos para el sistema.

3.7.7.15 Redondear al número completo inmediato superior al valor obtenido en el punto m.

3.7.7.16 Dividir la tensión del sistema por la tensión del acumulador

3.7.7.11 Finalmente, multiplicar el valor del punto n por el valor del punto o. Esta cifra representa **el número total de acumuladores** que son necesarios para los requerimientos **del sistema**

3.8 Controladores

3.8.1 Especificaciones

Los controladores de recarga se incluyen en muchos sistemas fotovoltaicos para proteger las baterías contra sobrecargas y descargas excesivas. La mayoría de los controladores detectan la tensión de la batería y actúan de acuerdo con los niveles de tensión. Algunos controladores tienen circuitos de compensación de temperatura para neutralizar el efecto de la temperatura sobre la tensión de la batería y su estado de carga. Seleccione un controlador con el número mínimo requerido de funciones necesarias. Las funciones innecesarias aumentan la complejidad al sistema y disminuyen su confiabilidad.

Los controladores causan más problemas que cualquier otro componente de los sistemas fotovoltaicos independientes. No son aparatos muy simples, porque el estado de recarga de la batería depende de muchos factores y es difícil de medir. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente producida por el conjunto fotovoltaico. Multiplique la corriente de cortocircuito del conjunto fotovoltaico por 1,25 para acomodar la corriente excesiva causada por el aumento de irradiancia que a veces producen las nubes durante cortos periodos de

tiempo. Este valor máximo de corriente y la tensión del sistema constituyen el mínimo de parámetros necesarios para especificar un controlador. Otras funciones comunes de estos dispositivos son :

- Puntos de control ajustables para :
 - ** Desconexión de alta tensión
 - ** Desconexión de baja tensión
- Compensación de temperatura
- Alarma de baja tensión
- Protección contra el flujo inverso de corriente
- Funcionamiento en el punto de potencia máxima
- Instrumentos medidores de tensión (voltímetros)

El proyectista debe seleccionar las funciones necesarias para la aplicación deseada. Los datos de fábrica deben ser estudiados para seleccionar un controlador que satisfaga los requisitos y proporcione algunas o todas las funciones deseadas. Será necesario tomar ciertas decisiones de transacción.

La fig N° 14, muestra una curva de estado de carga de una batería. La tensión cambia lentamente desde un estado de carga del 95% hasta un 20%. Si se debe limitar la descarga de la batería a un nivel preciso de 40%, por ejemplo, es difícil seleccionar un solo valor de tensión que represente este estado de carga. El problema se complica si se consideran los efectos del tiempo y de la temperatura sobre el estado de carga. También, cuando se desconecta el conjunto fotovoltaico o la carga de artefactos, la tensión de la batería cambiará entre 15 y 25%, lo que requiere el ajuste manual del controlador. Si los puntos de control ajustables del controlador han sido ajustados muy cerca uno del otro, pudiera ocurrir que el ciclo se repita en forma continua. Esta repetición puede causar el mal funcionamiento del sistema y la falla del controlador. A medida que aumenta la capacidad y la complejidad del sistema, se hace necesario obtener consejos de expertos en materia de controladores.

En la mayoría de los controladores se incluye un mecanismo que evita el flujo de corriente desde la batería hasta el conjunto durante la noche. El proyectista debe asegurarse que este tipo de circuito esté incluido en el controlador. Algunos controladores pequeños usan relés mecánicos para conmutar la corriente, aunque aumenta constantemente el uso de dispositivos de estado sólido. Estos dispositivos fallarán normalmente en condición abierta, mientras que los controladores que usan relés mecánicos están diseñados para fallar en condición cerrada.

Si el relé falla en condición cerrada y ocurre también una falla a tierra en el conjunto fotovoltaico, la corriente de la batería pasará a tierra a través de dicho conjunto. Para evitarlo, se deben instalar fusibles entre el controlador y el conjunto. Use un fusible de elemento doble que no se abra a menos que ocurra una falla definitiva (no transitoria).

Se recomienda incorporar protección de desconexión de baja tensión en todos los sistemas fotovoltaicos independientes. Muchos controladores de recarga cuentan con este circuito protector para evitar una descarga excesiva de la batería. Esto se logra al apagar temporalmente las cargas de los artefactos eléctricos, activar luces o alarmas para alertar al usuario que la tensión de la batería está muy baja o encender otra fuente de alimentación para reforzar el sistema. La función de desconexión de carga se limita usualmente a reguladores con capacidad menor de 20 A. Para la comunicación de intensidades más altas de c.c. se requieren interruptores más grandes. Por lo tanto, es común usar el controlador para excitar un relé, el que a su vez excitará los interruptores de mayor capacidad.

3.8.2 Tipo

Los sistemas generadores fotovoltaicos usan comúnmente controladores de una sola etapa y también de etapas múltiples. La mayoría de los controladores de etapa sencilla cuentan con ajustes de la tensión usada para conmutar la corriente, según la condición de la tensión de la batería. Los controladores de etapa sencilla pueden ser del tipo en serie o del tipo en

derivación. Se recomiendan los del tipo de conexión en serie. Los controladores en derivación evitan las sobrecargas al desviar la corriente del conjunto fotovoltaico hacia un dispositivo disipador de potencia cuando la tensión de la batería excede el límite predeterminado. El calor generado por el dispositivo disipador de potencia constituye una desventaja. El controlador del tipo en serie de etapa sencilla desconecta el conjunto cuando la tensión de la batería alcanza un nivel predeterminado. Este método elimina el uso de dispositivos para absorber el calor. El uso de ambos tipos se limita a sistemas pequeños, pero se han podido controlar conjuntos de mayor capacidad por medio de unidades múltiples conectadas en paralelo.

Los controladores de etapas múltiples permiten usar diferentes corrientes de recarga, dependiendo del estado de la batería. La unidad más común es un controlador de dos etapas. Esta unidad permite que toda la corriente del conjunto fotovoltaico recargue la batería hasta que alcance cierto nivel de tensión. Enseguida, la unidad desvía o desconecta la mayor parte de la corriente y deja pasar solamente pequeña corriente para mantener la batería completamente cargada, esta acción aumenta el rendimiento, disminuye el de proceso descarga y debe prolongar la vida útil de la batería. Se han usado múltiples controladores de etapa sencilla para obtener el mismo tipo de control.

3.8.3 Instalación

El controlador siempre se debe proteger contra la intemperie, instalándolo preferiblemente en un gabinete o panel a prueba de polvo, Un calor excesivo causará la falla del dispositivo, Por lo tanto, instale el controlador si es posible en un área con sombra y provea una ventilación adecuada. Los controladores del tipo de conmutación no deben ser instalados en la cercanía de baterías que produzcan gases.

Se pueden usar múltiples controladores en paralelo si la corriente total del sistema excede la capacidad de corriente de los controladores comunes. Esta disposición permitirá el uso de interruptores estándar, reducirá el costo

y podrá aumentar la confiabilidad del sistema, al suministrar cierta redundancia. El conjunto fotovoltaico debe estar dividido eléctricamente y cada controlador debe ser conectado separadamente. La salida de cada controlador se puede conectar en paralelo con la entrada a la batería. No conecte en paralelo la entrada fotovoltaica a los controladores, ya que cuando se desconecta el primer controlador se puede producir una falla por sobrecarga en los demás.

La fig 15, muestra la conexión en paralelo de dos controladores usados en un sistema fotovoltaico independiente de 12 V c.c. El conjunto fotovoltaico fue dividido eléctricamente en dos mitades, con cada mitad conectada a un controlador. Se recomiendan controladores con puntos de control ajustables a mano para permitir un mejor control del proceso de recarga de la batería. Estos puntos se deben ajustar a diferentes niveles, cuando se utilizan controladores en paralelo, para evitar el reciclaje entre ellos.

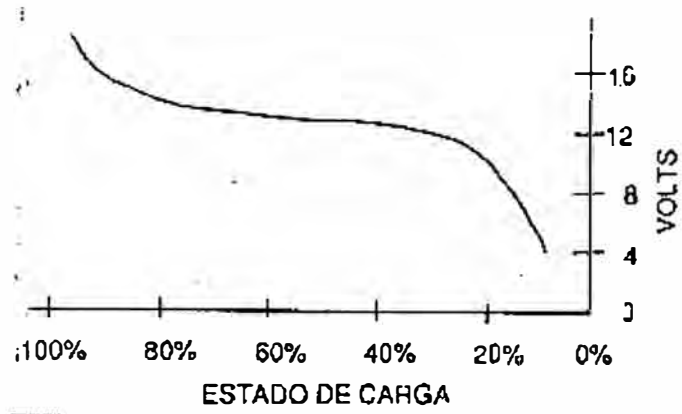


Fig N° 14. Curva del Estado de Carga de una Batería

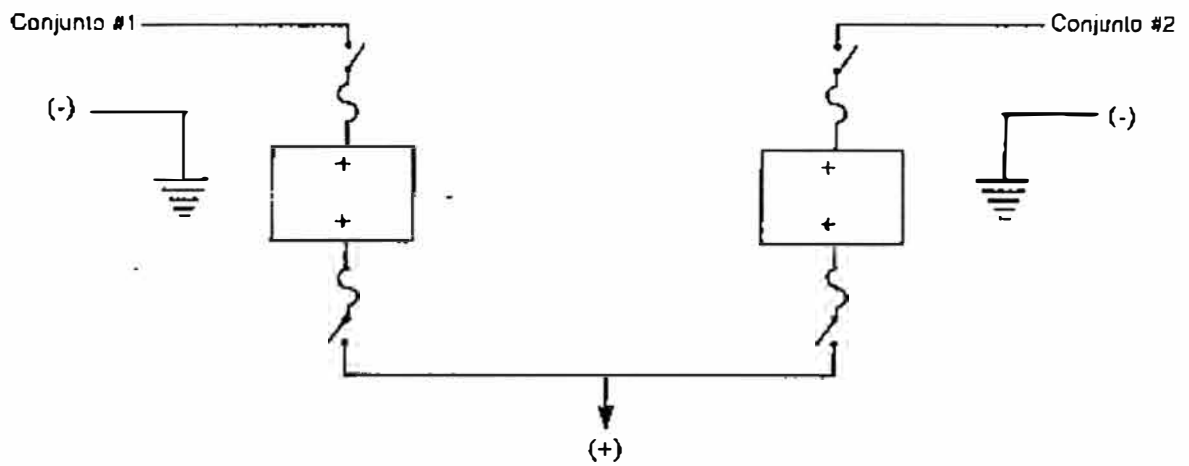


Fig N° 15. Conexión en Paralelo de dos Controladores

3.9 Selección del inversor

3.9.1 Especificaciones

Los inversores estáticos convierten la corriente continua almacenada en los acumuladores en corriente alterna que puede utilizarse según se necesite.

Las unidades acondicionadoras de potencia, llamadas comúnmente inversores, son componente importantes de cualquier sistema fotovoltaico independiente que debe alimentar cargas de artefactos eléctricos de c.a. Los requisitos del inversor deben ser determinados mediante la hoja de especificaciones funcionales. Esta hoja también contiene la especificación de un convertor de c.c. a c.c., si se necesita para alimentar cargas de artefactos eléctricos que funcionen en distintas tensiones. El método usado para especificar el inversor también se aplica directamente al convertor.

La selección del inversor influirá en el rendimiento y economía del sistema, es el tercer componente más costoso, después del conjunto fotovoltaico y la batería y está sujeto al mayor número de fallas, particularmente si se especifica incorrectamente para el tipo de aplicación deseado.

Para poder especificar un inversor correctamente, es necesario conocer no solamente su capacidad sino también las características de demanda de carga y la información de fábrica acerca del funcionamiento y las características del inversor. Algunas de las características que deben ser consideradas por el proyectista del sistema son las siguientes

- Demanda total de potencia de c.a.
- Forma de onda de salida del inversor
- Corriente de régimen mínimo
- Tensión de entrada
- Tensión de salida
- Capacidad de soportar sobretensiones transitorias
- Protección contra sobretensiones

- Régimen de funcionamiento
- Rendimiento
- Factor de potencia
- Modularidad

Otras características que poseen algunos inversores son :

- Capacidad de recarga de la batería
- Instrumentos de medición
- control remoto
- Interruptor de transferencia de carga externa

Se debe hacer una lista de las características requeridas y deseadas y consultar los datos de fábrica con el fin de seleccionar el mejor inversor para la aplicación. Las especificaciones de la unidad seleccionada deben ser resumidas en la hoja de especificaciones funcionales.

La selección de un inversor para un sistema solar de energía eléctrica que funcione en forma independiente, dependerá principalmente de la carga máxima, la máxima sobrecarga momentánea que pueda presentarse, la tensión de salida que se requiere y las características operativas que se deseen.

El tamaño de un inversor se evalúa por su máxima potencia continua de salida la cual se mide en watts. Esta potencia nominal tiene que ser superior a la potencia total usada por todos los aparatos de corriente alterna que funcionen al mismo tiempo dentro del sistema. El tamaño del inversor puede ser menor si se reduce el número de aparatos que funcionarán simultáneamente.

Por lo general, se indica la potencia de cada aparato en la placa que se encuentra cerca del cable eléctrico que sale del aparato, o bien en las instrucciones de uso

3.9.2 Forma de Onda

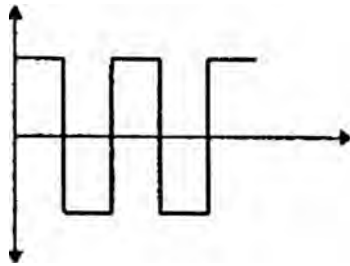
Uno de los factores que influye en la selección de un inversor es la forma de onda de la corriente alterna requerida por los aparatos eléctricos que se

utilizarán, fig N° 16. Las ondas de la energía eléctrica suministrada sobre las redes públicas de distribución, son sinusoides puras.

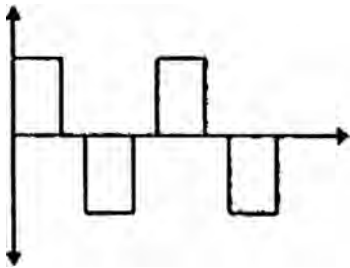
Los inversores suministran corriente alternas con las siguientes posible formas de onda : cuadrada, sinusoidal modificada, o sinusoidal pura.

Los inversores de bajo costo suministran corriente alterna de tipo rectangular, la cual contiene aproximadamente un 40% de distorsión armónica. No se podrán usar motores de inducción o luces fluorescentes con este tipo de inversor. En cambio, sí sirve para otros dos tipos de aparatos : los dispositivos electrónicos y motores universales (que funcionan indistintamente con corriente alterna o continua) que se emplean en pequeño aparatos caseros, herramientas eléctricas pequeñas y aspiradoras.

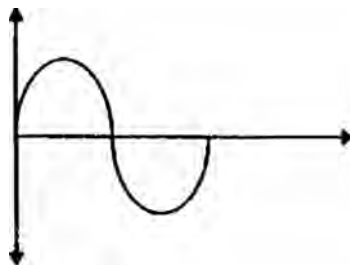
La mayor parte de los inversores de buena calidad que se venden para uso doméstico, producen una onda sinusoidal modificada. Por lo general, funcionan mejor que aquellos que suministran una forma de onda cuadrada. Sin embargo, su costo por Watt es bastante mayor.



Onda Cuadrada



Onda Sinusoidal Modificada



Onda Sinusoidal Pura

Fig N° 16. Forma de Ondas producidas por los Inversores

3.9.3 Rendimiento de la conversión de potencia

Es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. El rendimiento de los inversores para sistemas independientes variará en alto grado según el tipo y la demanda de carga de artefactos eléctricos. El proyectista debe saber que es difícil medir la potencia de una salida no sinusoidal debido al gran número de armónicas presentes. No confíe mucho en los folletos de inversores que anuncian rendimientos de más del 90%. Los valores que aparecen en las especificaciones de fábrica son los máximos que se pueden esperar. Sin embargo, cuando se alimentan ciertos tipos de motores, el rendimiento real puede ser menor del 50%.

3.9.4 Potencia de régimen.

Indica el número de watts que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal. Seleccione un inversor que pueda proporcionar no menos del 125% de la demanda máxima de carga, para dejar un margen en caso que aumente la demanda en el futuro. El régimen de funcionamiento también es importante.

3.9.5 Régimen de funcionamiento

Es el período de tiempo que el inversor puede alimentar la máxima carga de artefactos eléctricos. El exceder este tiempo puede causar la falla del equipo. Esta es otra razón para comprar un inversor con exceso de capacidad, por ejemplo 2,5 kW para una carga de 2,0 kW.

3.9.6 Tensión de entrada

Es determinada por la potencia total que requieren todas las cargas de artefactos de c.a. Mientras mayor sea la demanda de carga, mayor deberá ser la tensión de funcionamiento del inversor.

3.9.7 Capacidad de sobretensión transitoria o sobrecarga momentánea

Si el inversor va a alimentar motores de inducción, tales como los que se encuentran en las lavadoras de ropa o de platos, refrigeradores y grandes herramientas eléctricas, deberá tener la capacidad de suministrar corriente

adicional durante cortos períodos de tiempo para el arranque de estos motores.

Esta capacidad de sobrecarga transitoria, o sea la potencia que el inversor pueda suministrar momentáneamente, debe ser de 6 a 10 veces la potencia nominal del motor más grande que vaya a usarse. Por ejemplo, si se indica que una lavadora requiere 700 W, es poco probable que funcione bien con un inversor que tenga una capacidad de sobrecarga transitoria inferior a los 6000 W (6 kW)

3.9.8 Regulación de tensión

Indica las variaciones de tensión de salida. Los mejores inversores producen un valor de tensión eficaz (RMS) casi constante para una gran variedad de niveles de carga.

3.9.9 Protección de tensión

El inversor puede ser dañado si se exceden los niveles de tensión de entrada de c.c. recuerde que la tensión de una batería puede exceder considerablemente su valor nominal si dicha batería está sobrecargada. Una batería de 12 V puede alcanzar hasta 16 V, y un inversor de 12 V puede dañarse si se le aplica una tensión de entrada de 16 V. Por lo tanto, los inversores deben estar provistos con circuitos protectores que desconecten el inversor de la batería si se presenta una tensión de entrada demasiada alta o baja.

3.9.10 Frecuencia

La mayoría de las cargas de artefactos eléctricos en los Estados Unidos requieren corriente de 60 Hz, mientras que en otros países se usa generalmente 50 Hz. Los equipos de alta calidad requieren una regulación de frecuencia precisa. Cualquier variación puede causar un mal funcionamiento de relojes u otros dispositivos electrónicos con control de tiempo.

3.9.11 Modularidad

Es la formación de un sistema con unidades o módulos interconectables. Resulta ventajoso usar inversores múltiples en algunos sistemas. Estos inversores pueden ser conectados en paralelo o usado para alimentar diferentes tipos de cargas de artefactos eléctricos. La conmutación manual de la carga a veces se provee para permitir que un inversor pueda alimentar algunas cargas críticas en caso de falla de otro inversor. Esta redundancia aumenta la confiabilidad del sistema.

3.9.12 Factor de potencia

Es el coseno de ángulo entre las formas de onda de la tensión y de la corriente producidas por un inversor. Este factor varía de acuerdo con el tipo de carga. Las unidades de mejor calidad tienen circuitos diseñados para compensar el valor del factor de potencia. Especifique un valor cerca de 1

3.9.13 Consideraciones finales sobre la selección de inversores

Un potencial nominal superior a la suma de las cargas que vayan a funcionar al mismo tiempo.

Una capacidad de sobre carga transitoria más de 6 veces mayor a la potencia del motor de inducción más grande a utilizarse

Un regulador de frecuencia, si es que alguno de los aparatos posee un motor sincrónico (ejemplos: tocadiscos estereofónicos, grabadoras y relojes)
Tensión alterna apropiada (220 V, 60 Hz)

3.10 Instalación

El inversor no debe ser instalado en el mismo compartimiento de las baterías, porque los gases que desprenden las baterías, en el caso de no usar las adecuadas, son corrosivos y pueden dañar los circuitos electrónicos. Además la conmutación el inversor puede producir chispas que podrían causar una explosión. Sin embargo, el inversor debe ser instalado cerca de las baterías para disminuir las pérdidas resistivas debidas a corrientes elevadas.

Después de la conversión a c.a. se puede reducir el calibre de los conductores porque la tensión de c.a. es más alta y la corriente es más baja.

Se deben seguir todos los procedimientos de instalación descritos en los códigos eléctricos pertinentes. El inversor debe ser instalado en condiciones ambientales controladas debido a que las altas temperaturas y el polvo excesivo reducirán la vida útil del dispositivo y podrían causar fallas. Consulte las instrucciones de fábrica acerca de la temperatura de funcionamiento y de almacenaje. Tanto la entrada como la salida del inversor deben estar protegidas con fusibles. También asegúrese de instalar un interruptor de desconexión en los lados de c.a. y de c.c. Estos interruptores de seguridad deben ser accesibles y estar marcados claramente. Se recomienda el uso de un movistor (varistor de óxido de metal) en el inversor para proporcionar protección contra rayos en la mayoría de las áreas. La fig 17, muestra un movistor en la entrada positiva de un sistema conectado a tierra. Este componente hace pasar a tierra las corrientes transitorias excesivas. Si cae un rayo cerca del inversor se podría destruir el movistor, pero se protegería el inversor, con el consiguiente ahorro de grandes gastos de reparaciones. Si el sistema no está conectado a tierra (modo flotantes), use un movistor en los conductores de ambas polaridades.

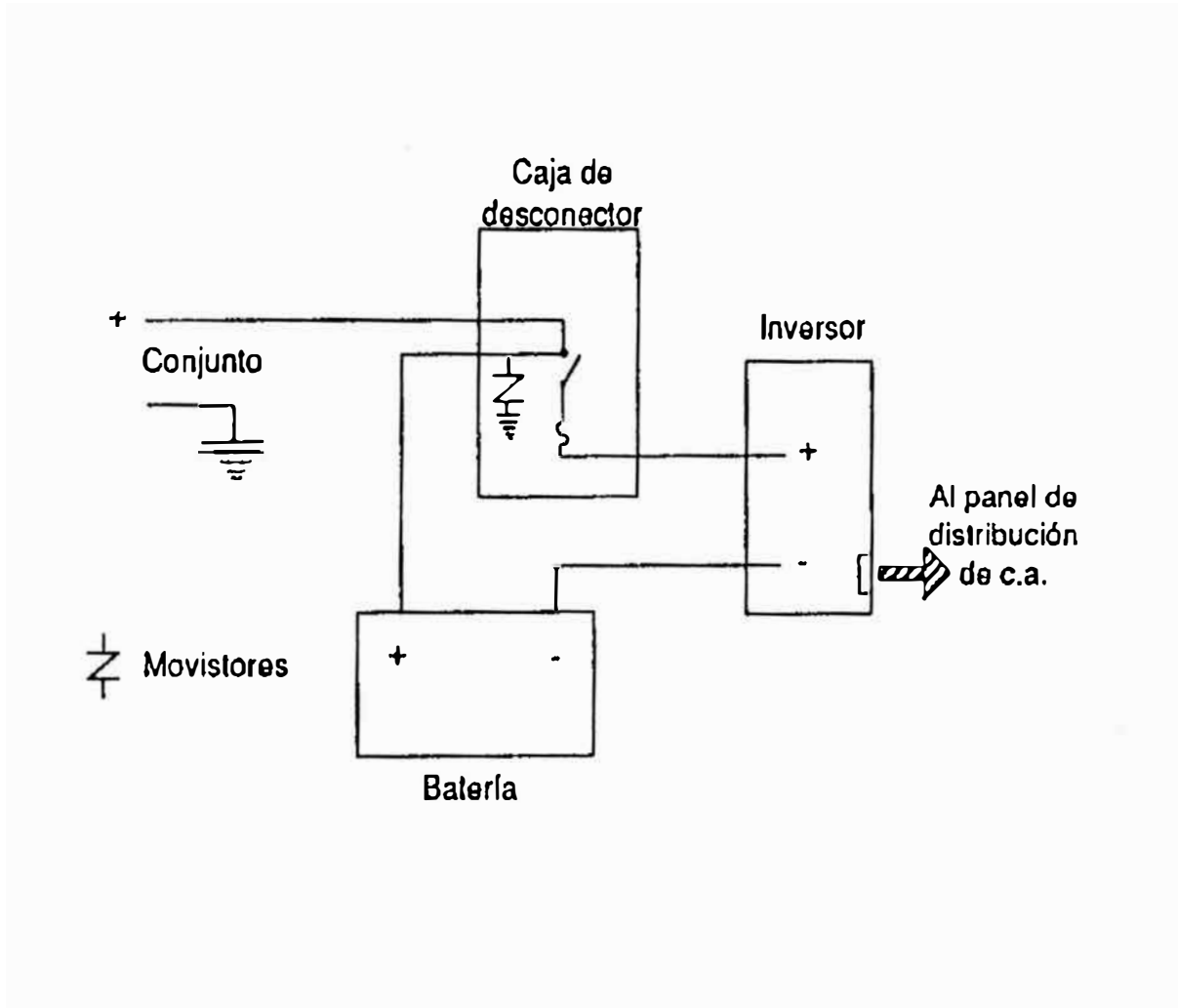


Fig N° 17. **Movistor en la entrada positiva de un sistema conectado a tierra**

3.11 Mantenimiento

El sistema de energía solar requiere de un mínimo de atención para funcionar óptimamente.

3.11.1 Módulos solares

Una vez instalados los módulos solares, sólo se limpian al empolvarse o ensuciarse su superficie de vidrio. Puede usarse con este propósito agua simple o cualquier producto que comúnmente sirve para limpiar ventanas

3.11.2 Estructura de Montaje

Los pernos y tornillos de montaje y ensamble deben revisarse una vez al año, para confirmar que no se hallan aflojado.

3.11.3 Acumuladores Sellados

De tener instalados acumuladores sellados, tendrá que utilizar un voltímetro para determinar el estado de carga de los mismos. La tabla N° 06, a continuación, indica la relación que la tensión guarda con respecto al estado de carga

Tabla N° 06. Estado de carga

Tensión (a 25° C aprox.)	Porcentaje de Carga Completa
13,0 V	100%
12,5 V	80%
12,1 V	60%
11,7 V	40%
11,5 V	20 %
11,0 V	0 %

Para efectuar esta medición habrá que hacerla a primera hora de la mañana antes de que salga el sol desconectando todas las cargas una hora antes para que se estabilice la tensión a medir.

Estos valores pueden variar según el tipo de acumuladores que se usen y la temperatura de lo mismo.

Cualquier sea el tipo de acumuladores usados, una vez al año averiguar si hay corrosión en cada uno de los interconectores. De estar sucios, se deberán limpiar y de ser necesario, reemplazarlos. Asegurarse del buen contacto en todos los tornillos de los interconectores (los tornillos deben estar bien ajustados)

3.12 Consideraciones finales en la instalación del sistema fotovoltaico

3.12.1 Instalación de la estructura de soporte del módulo

Instale esta estructura en el techo, pared o soporte vertical, según lo haya determinado anteriormente, después que la estructura haya sido fijada en forma adecuada, instale el módulo solar a la estructura. Asegurando que el módulo esté orientado al norte, y que el ángulo de inclinación sea el adecuado con respecto a la horizontal (línea del horizonte).

3.12.2 Instalaciones de los cables eléctricos del módulo solar al tablero de control

Antes de comenzar esta instalación, asegúrese que los cortocircuitos estén en la posición de "off", instale los alambres que vienen del módulo solar al tablero de control, Uno de estos alambres, el que está marcado con positivo, entrara al tablero de control por la parte superior céntrica y el otro, marcado negativo, entrara por el costado derecho superior. Los alambres entran al tablero de control a través de conectores de estrangulación y soporte, ajuste bien los conectores.

Conecte los alambres que vienen del módulo solar. Es muy importante mantener la polaridad de los alambres, positivo (+) con positivo (+) y negativo (-) con negativo (-). Es importante que los cables no queden colgando, Estos deben de sujetarse a la pared o al techo a través de todo su recorrido mediante grapas especiales para este propósito.

3.12.3 Chequeo del funcionamiento del tablero de control

Después de que haya conectado los cables del módulo solar al tablero de control, los cortacircuitos deben ser puestos en la posición "on". Si hay

suficiente sol, o sea que es un día claro, la luz indicadora cambiará de color en forma intermitente, se prenderá roja-verde-roja, indicando que el sistema está instalado correctamente y que el regulador de voltaje y el desconectador automático de batería está funcionando correctamente.

3.12.4 Instalación de los cables eléctricos para las lámparas

Instale los cables de las lámparas fluorescentes al centro de control. El alambre rojo o blanco de la lámpara va al positivo y el alambre negro de la lámpara va al negativo, cuando haga estas instalaciones asegúrese que los corta-circuitos estén en la posición "off", o apagados.

3.12.5 Instalación de los cables de la batería

Instale el cable mellizo forrado, a través del conector de estrangulación y soporte metálico al tablero de control, "Alambrado del sistema", asegúrese que los conectores de estrangulación y soporte estén bien ajustados de tal forma que cuando estos se jalen no se muevan ni deslicen.

3.12.6 Instalación a la batería

Instale los cables que conectó en el paso anterior a los bordes de la batería, manteniendo la polaridad correcta, rojo o blanco al positivo (+) y negro al negativo (-).

3.12.7 Chequeo del funcionamiento del sistema completo y cargado de la batería

Asegúrese que los interruptores de las lámparas fluorescentes estén apagados, posea los corta-circuitos en la posesión ON, si la batería está debidamente cargada, y su voltaje es de más de 13 voltios, la luz prenderá de color verde, esto indica que el sistema está listo para ser usado ; sin embargo, es aconsejable cargar la batería por unos dos a tres días, antes de usar las lámparas, para esto los corta-circuitos deben estar en la posesión OFF.

3.12.8 Desconexión automática de las luces

Si las luces son usadas con exceso, es posible que la batería se descargue, si el voltaje bajase a 11.1 voltios aproximadamente, las luces

fluorescentes se desconectarán automáticamente, la luz indicadora se prenderá roja y se mantendrá en este estado hasta que la batería se haya recargado y el voltaje haya subido a 12.5 voltios aproximadamente.

3.12.9 Mantenimiento y cuidado de la batería, módulo y del sistema en general

El regulador de voltaje instalado en la caja de conexiones del módulo solar, prevendrá que la batería se sobrecargue, evitando que se deteriore. La batería no debe de ser usada para otros fines excepto, el de proveer electricidad a los artefactos y equipos que alimenta el sistema fotovoltaico, no se debe de tratar de arrancar carros u otros vehículos con la batería del sistema solar.

CAPITULO IV EVALUACION ECONOMICA: CALCULO DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA UTIL

4.1 Descripción

Existen diferentes opciones de generación de energía para suministrar electricidad a cualquier instalación ubicada en un sitio remoto. Mediante el cálculo del costo del ciclo de vida útil, que es una forma de análisis económico, se puede hacer una comparación directa del costo de las diversas opciones, tales como un sistema fotovoltaico, un generador de funcionamiento con petróleo o la extensión de la red eléctrica de la empresa de servicios públicos.

Existen varias razones para usar el análisis del costo del ciclo de vida útil (que abreviaremos CCVU) en lugar de comparar simplemente el costo inicial de diversos sistemas de suministro de energía. Los gastos de instalación constituyen solamente uno de los numerosos factores del costo total de un sistema. La necesidad o proporción de mantenimiento, reparaciones y combustible puede variar entre sistemas. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico puede tener un costo inicial superior al de un generador de gas, pero no requiere combustible y su mantenimiento es mucho menor. Con el análisis CCVU el proyectista puede evaluar todos los costos relacionados con la instalación y utilización de un sistema de energía eléctrica durante un período de 20 a 30 años. Este análisis permite obtener una evaluación real del costo a través de toda la vida útil del sistema.

Debido a que el análisis CCVU requiere la identificación específica del costo de cada componente (tal como el reemplazo de la batería), el proyectista puede estudiar el impacto económico del uso de diferentes

componentes de costos diversos, con diferentes factores de confiabilidad. Así podrá diseñar el sistema que resulte más económico en función del costo.

Con el análisis CCVU el proyectista también podrá estudiar el impacto de cambiar ciertas variables económicas, tales como las tasas de interés y los niveles de inflación. Esta información le permitirá al proyectista determinar los límites económicos de un proyecto.

El análisis CCVU constituye una ayuda útil y sencilla para comparar costos y optimizar el diseño de sistemas fotovoltaicos, siempre que se aplique de manera uniforme. Debido a que en esta clase de análisis sólo se toman en cuenta los costos, la demanda de carga de artefactos y la disponibilidad de energía deben ser iguales. Si ambos sistemas pueden efectuar el mismo trabajo con la misma confiabilidad, el beneficio será idéntico y la comparación de costos indicará cual sistema tiene el costo del ciclo de vida útil más bajo.

A menudo, los sistemas que se comparan tienen diferente capacidad de carga y confiabilidad. La diferencia entre sistemas fotovoltaicos y de querosene para refrigeración de vacunas es un buen ejemplo. La refrigeración fotovoltaica (95% de disponibilidad) es más confiable que la de querosene (50% de disponibilidad) y, por lo tanto, reduce las pérdidas de vacunas, factor que no se toma en consideración en el análisis CCVU. Para comparar los dos tipos de sistemas con el análisis CCVU, ambos deben tener la misma confiabilidad, lo que se puede lograr mejorando el diseño del sistema menos confiable hasta igualar la confiabilidad del mejor. En el caso del ejemplo, podría ser necesario instalar dos refrigeradores de querosén, de manera que uno permanezca en reserva para entrar en servicio en caso que falle el otro.

Una limitación que tiene el análisis CCVU es el hecho de que hay consideraciones a las cuales no se puede fijar un valor monetario. Por ejemplo, se conoce el precio de un litro de combustible diesel, pero no se

puede cuantificar el costo de la contaminación del aire ni el efecto del ruido por un generador. Todos los buenos análisis económicos son influenciados por factores sociales, ambientales y políticos que pueden ser más importantes que el simple estudio para lograr un ciclo de vida útil económico.

4.2 Método

El costo del ciclo de vida útil de un proyecto se puede representar con la fórmula :

$$LCC = C_{va} + M_{va} + E_{va} + R_{va} - V_{va}$$

El costo del capital (C) de un proyecto incluye el capital inicial necesario para los gastos de equipos, diseño e ingeniería del sistema y su instalación. Este costo se calcula siempre como un solo pago que ocurre en el primer año del proyecto, no importa como sea financiado.

El costo de mantenimiento (M) equivale a la suma de todos los costos anuales de mantenimiento programado y operación. El mantenimiento no incluye los costos de combustible o reemplazo de equipos, los cuales se calculan separadamente. Los costos de mantenimiento incluyen costos tales como el salario de un operador, inspecciones, seguros, impuestos sobre la propiedad y todo el mantenimiento programado.

El costo de energía (E) de un sistema es la suma de los costos anuales de combustible o energía. Un sistema fotovoltaico independiente no tendrá gastos de energía, pero un sistema híbrido necesitará uso de combustible diesel o propano para hacer funcionar un generador. El costo de energía se calcula separadamente del costo de operación y mantenimiento, para poder considerar el factor de inflación en el precio del combustible.

El costo de reemplazo (R) es la suma de todos los costos previstos de reparación y reemplazo de equipos durante la vida útil del sistema. El reemplazo de una batería es un buen ejemplo de tal costo, que puede ocurrir una o dos veces durante la vida útil de un sistema fotovoltaico. Normalmente, estos costos ocurren en años específicos y se incluyen como

una suma global en dichos años, en lugar de calcularse como un costo medio anual.

El valor de recuperación (V) de un sistema es su valor neto o de rescate en el último año del ciclo de vida útil. Es práctica común asignar un valor de 20% de costo original a los equipos mecánicos que pueden ser recuperados. Este porcentaje puede ser modificado de acuerdo con factores tales como obsolescencia o envejecimiento y el grado de mantenimiento.

El costo del ciclo de vida útil (CCVU) de cualquier tipo de sistema generador de energía se puede calcular a partir de los cuatro factores de costo y el valor de recuperación. El subíndice "va" de cada factor de costo significa que los costos futuros se deben presentar en términos de su "valor actual", o sea el valor hoy en día. Este cálculo se puede efectuar con el método de análisis simplificado CCVU que se describe más adelante, sin necesidad de calculadora o computadora.

Debido a que en el análisis CCVU se suman los costos que ocurren en distintos años, es necesario convertirlos a cantidades equivalentes en moneda de valor actual. Se usa una tasa o tipo de descuento para convertir las cantidades a su valor actual.

Los costos futuros tienen que ser descontados (o sea calculados con un porcentaje de descuento) debido a la variación de valor que tiene el dinero con el tiempo. Por ejemplo, un dólar recibido hoy vale más que la promesa de recibir un dólar el año próximo, porque el dólar de hoy se puede invertir y ganar intereses. Las futuras sumas de dinero también tienen que ser descontadas debido al riesgo inherente de que los eventos futuros no sucedan en la forma prevista.

Para el descuento de los costos futuros se pueden usar los factores de multiplicación que contienen las tablas 7 y 8 de este capítulo. La tabla 7 indica los factores simples de valor actual. Estos factores se usan para el descuento de un costo que ocurra en un año determinado, tal como el reemplazo de la batería el décimo año de un proyecto o instalación. La tabla

8 indica los factores uniformes de valor actual, que se emplean para el descuento de costos que se repiten anualmente, tal como el costo anual de combustible para un generador. Para aplicar estas tablas, simplemente elija la columna apropiada de la tasa de descuento y lea el factor de multiplicación correspondiente al año o grupo de años correcto.

La tasa de descuento elegida para un análisis de CCVU tendrá un gran impacto sobre los resultados finales. Una baja tasa de descuento enfatizará los costos futuros (por descontarlos menos que los costos actuales o iniciales). Una alta tasa de descuento tendrá justamente el efecto contrario : enfatizará los costos iniciales sobre los costos futuros.

La tasa de descuento debe reflejar el nivel potencial de ganancias del propietario del sistema. No importa si el propietario es un gobierno nacional, una pequeña población o una persona particular, el dinero gastado en un proyecto se podría haber invertido en cualquier otra forma para ganar un interés cierto. Por ejemplo, una persona podría obtener un rendimiento anual de 10% con una inversión segura en bonos durante el período considerado en el análisis del ciclo de vida útil.

La tasa nominal de inversión, sin embargo, no es la tasa de rendimiento real que recibe un inversionista por el dinero colocado en un proyecto. La inflación, o sea la tendencia al aumento de los precios con el tiempo, hará disminuir el valor de las ganancias futuras. Por lo tanto, el porcentaje de inflación debe restarse de la tasa de rendimiento nominal del inversionista para obtener la tasa de descuento neta. Por ejemplo, si la tasa nominal de inversión era de 10%, y se asumió que la inflación general llegaría al 5% durante el período del análisis CCVU, la tasa de descuento neta sería de 5%.

Debido a que a menudo la inflación afecta a diversos productos en forma diferente, la tasa de inflación general puede resultar demasiado baja o demasiado alta para ciertos productos. En un mundo ávido de energía, por ejemplo, los precios de combustibles se elevan con mayor rapidez que la

inflación general. Las fuentes gubernamentales publican periódicamente tasas diferenciales de la inflación de combustibles, que es la diferencia entre la inflación de los combustibles y la inflación general. El efecto de la inflación diferencial para cualquier tipo de producto o servicio se puede calcular con mucha aproximación restando dicha inflación de la tasa de descuento neto y usando dicha tasa modificada para determinar el valor actual del producto o servicio. Por ejemplo, si la inflación diferencial del combustible diesel fuera 2% y la tasa de descuento neto fuera 5%, se usaría una tasa de descuento de 3% para calcular el valor actual de los costos futuros del combustible (La fórmula exacta para calcular el efecto de la inflación se indica más adelante en la Nota Técnica)

Es necesario tomar en consideración varios factores al elegir el período de duración para efectuar un análisis CCVU. El primero es la vida útil del equipo sistema. Los módulos fotovoltaicos deben funcionar sin fallas durante 20 años, o más. Por lo tanto, para analizar un sistema fotovoltaico sobre un período de 5 años habría que descontar su durabilidad y confiabilidad. También se debe considerar la vida económica de un sistema ya que, debido al creciente desarrollo tecnológico, el sistema puede quedar anticuado antes que termine su vida física. El período normal elegido para evaluar proyectos fotovoltaicos es de 20 a 30 años.

4.3 Análisis de sensibilidad

Debido a que en los análisis de CCVU es necesario tomar en cuenta ciertas suposiciones acerca de futuras cantidades variables económicas y técnicas, el proyectista de un sistema, si desean, podría comprobar el impacto de dichas suposiciones. La comprobación puede efectuarse mediante un análisis de sensibilidad, en el cual se varía cierto parámetro (tal como la inflación del combustible o la vida útil de una batería) para determinar su impacto particular sobre los costos totales del ciclo de vida útil.

Por ejemplo, el análisis CCVU sirve para evaluar el impacto de diferentes tasas de inflación. Este método de análisis de sensibilidad también puede resultar valioso para llegar a decisiones de compromiso con respecto a las especificaciones de equipos y operaciones. Por ejemplo, la instalación de una batería de mayor capacidad de un sistema fotovoltaico puede reducir la profundidad de descarga y prolongar la vida útil de la batería, pero se requiere una inversión inicial mayor. El análisis de sensibilidad también se puede usar para calcular el costo de diferentes suposiciones del ciclo de descarga de la batería. Los resultados le ayudarán al proyectista a tomar una decisión definitiva, si ya conoce el costo y el período de vida útil de la batería.

De igual manera se pueden analizar las consecuencias económicas de las decisiones de compromiso, ya sea entre la capacidad de la batería, entre el uso de agua y el de una batería de almacenaje en los sistemas de bombeo, o entre la capacidad fotovoltaica y de generación en los sistemas híbridos.

Los proyectistas que usan frecuentemente computadoras pueden transferir fácilmente la hoja de cálculos CCVU a un programa, en cuya forma pueden hacer rápidamente iteraciones automáticas empleando diversas suposiciones económicas o técnicas.

4.4 Notas técnicas

- La fórmula para el valor actual simple (V) de una suma futura de dinero (F) en un año dado (N) a una tasa de descuento dada (D) es:

$$V = F / (1 + D)^N$$

- La fórmula para el valor actual uniforme (V) de una suma anual (A) recibida durante un número de años (N) a una tasa de descuento dada (D) es :

$$V = A [1 - (1 + D)^{-N}] / D$$

- La fórmula para el valor actual uniforme modificado (V) de una suma anual (A) que aumenta en un porcentaje de escalación (E) durante un período de años (N) a una tasa de descuento dada (D) es

$$V = A \left[\frac{1 + E}{D - E} \times \left(1 - \left[\frac{1 + E}{1 + D} \right]^N \right) \right]$$

- La fórmula para el pago anual (A) de un préstamo cuya suma principal o capital (C) a una tasa de interés (I) durante un período de años dado (N) es

$$A = C \left\{ \frac{I}{1 - (1 + I)^{-N}} \right\}$$

CAPITULO V EVALUACIÓN PRACTICA

5.1 Caso práctico

Cuando se rehabilitó el C.E N° 20868 San Jerónimo del distrito de Viñac en la provincia de Yauyos se consideraron dos opciones para el suministro de electricidad, el uso de un generador a petróleo o la instalación de un sistema fotovoltaico independiente. Para poder tomar una buena decisión, efectuó un análisis del costo del ciclo de vida útil (CCVU) de las dos opciones, usando para cada ejemplo la hoja de cálculos del CCVU.

El sistema generador propuesto consistía en un generador de 4 kW, un banco de baterías de 500 Ah y un inversor de 2,5kW. Se calculó que la instalación de este sistema costaría inicialmente \$ 7,800. El generador consumiría \$ 200 al año en combustible, requeriría una afinación anual que costaría \$ 75 y tendría que ser reconstruido cada 5 años a un costo estimado en \$ 500. Adicionalmente, el banco de baterías tendría que cambiarse cada 8 años. El costo de la inspección anual de las baterías y los controles sería de \$ 75.

El sistema fotovoltaico consistía en un conjunto de paneles de 560 W, una batería de 750 Ah y un inversor de 2,5 kW. Se estimó en \$ 11,500 el costo de este sistema, completamente instalado. El único costo futuro de este sistema sería el cambio del banco de baterías cada 8 años y una inspección anual a un costo de \$ 75.

ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO : Sistema generador por combustión para el C.E N° 20868

PARÁMETROS ECONÓMICOS :

1. Años del ciclo de vida útil	20	3. Tasa de inflación general	0.05
2. Tasa de inversión	0.10	4. Tasa de inflación del combustible	0.08
Tasa de descuento neto (2-3)	0.05	Inflación diferencial del Combustible (4 - 3)	0.03

Item	Valor actual de un año	Valor actual uniforme en "x" año	Cantidad en dólares		Factor de valor actual (Tabla 4 ó 5)		Monto de valor actual
1 Capital par equipo e instalación			7,800	x	1	=	\$ 7,800
2 Operación y mantenimiento							
• Mano de Obra : Afinación		20	75	x	12.46	=	935
• Inspección anual		20	75	x	12.46	=	935
• Seguro		---	---	x	---	=	---
• Otros		---	---	x	---	=	---
3 Costos de energía							
• Combustible de generador		20	200	x	16.35	=	3.270
• (Tasa de descuento = 0.02)		---	---	x	---	=	---
4 Reparaciones y repuestos o recambios							
• Banco de baterías	8		960	x	0.677	=	650
• Banco de baterías	16		960	x	0.458	=	440
• Recons. del generador	5		500	x	0.784	=	392
• Recons. del generador	10		500	x	0.614	=	307
• Recons. del generador	15		500	x	0.481	=	241
5 Valor residual							
80% del original	20		1,360	x	0.149	=	(203)
Costo de equipo (US \$ 6,800)	---		---	x	---	=	---
COSTO TOTAL DEL CICLO DE VIDA UTIL (ITEMS 1 + 2 + 3 +4 +5)							\$ 14,767

El período del ciclo de vida útil se estableció en 20 años para que coincidiera con la vida económica anticipada del sistema de alimentación eléctrica. El MED podría ganar un 10% de interés anual sobre una inversión fija durante 20 años. Se estimó una inflación general de 5% por año. Por lo tanto la tasa de descuento neto fue fijada en 5% (10% de ganancia por interés menos 5% de inflación). La inflación anual del combustible fue estimada en 8%. Por lo tanto, la tasa diferencial de inflación del combustible se fijó en 3% al año (8% menos 5%). Una vez hechas las suposiciones básicas para cada sistema, se llenó la hoja de cálculos del CCVU.

ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA UTIL (CCVU)

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO: Sistema generador fotovoltaico para el C.E N° 20868

PARÁMETROS ECONÓMICOS:

1. Años del ciclo de vida útil	20	3. Tasa de inflación general	0.05
2. Tasa de inversión	0.10	4. Tasa de inflación del combustible	0.08
Tasa de descuento neto (2-3)	0.05	Inflación diferencial del combustible (4 - 3) =	0.03

Item	Valor actual de un año	Valor actual uniforme e en "x" año	Cantidad en dólares	x	Factor de valor actual	=	Monto de valor actual
1 Capital par equipo e instalación			11,500	x	1	=	\$ 11,500
2 Operación y mantenimiento							
• Mano de Obra : Afinación		20	75	x	12.46	=	935
• Inspección anual		---	---	x	---	=	---
• Seguro		---	---	x	---	=	---
• Otros		---	---	x	---	=	---
3 Costos de energía							
• Combustible de generador		---	---	x	---	=	---
• (Tasa de descuento = 0.02)		---	---	x	---	=	---
4 Reparaciones y repuestos o recambios							
• Banco de baterías	8		1,300	x	0.677	=	880
• Banco de baterías	16		1,300	x	0.458	=	590
5 Valor residual							
80% del original	20		2,100	x	0.148	=	(313)
Costo de equipo (US \$ 6,800)	---		---	x	---	=	---
COSTO TOTAL DEL CICLO DE VIDA UTIL (ITEMS 1 + 2 + 3 +4 +5)							\$ 13,608

El costo inicial de capital del sistema generador, incluyendo el costo del equipo y la mano de obra de instalación, sería de \$ 7,800. Esta cantidad se consideró como un pago que ocurre en el año 0 del ciclo de vida útil del sistema, y no está sujeto a descuento porque los costos de financiamiento no deben ser incluidos en el análisis del CCVU.

El costo de afinación anual se calcula bajo el rubro de mantenimiento. Este es un costo que ocurre anualmente y, por lo tanto, se descuenta de acuerdo con la Tabla 8, usando una tasa de descuento neto de 5%. El costo de energía también ocurre anualmente y se calcula en la misma forma, excepto que la tasa de descuento es diferente. Debido a que la inflación diferencial del combustible es de 3% la tasa de descuento neto para el combustible es de 2%, que es la diferencia entre la tasa de descuento neto y el porcentaje de inflación diferencial del combustible.

Los costos de reparaciones se descuentan en forma distinta porque ocurren en un año específico. El valor actual de cada reparación se calcula usando el año en que ocurre, una tasa de descuento neto de 5% y la Tabla 7 " Factores únicos de valor actual". Con una tasa de descuento de 0.05, el factor para el año 8 sería de 0,677. El costo actual se multiplica entonces por este factor y se anota en la columna del valor actual. Esta operación se hace para cada trabajo de reparación ; en este caso, para dos cambios de baterías y tres reconstrucciones del generador

El factor final del costo es el valor de recuperación. En este caso se considera el 20% del valor original de los equipos del sistema (\$ 1.360) y este valor se anota y se descuenta en el año 20. En el 10% de descuento usado en el cálculo del valor de recuperación no se ha tomado en cuenta la inflación.

Ahora se suman las cifras del valor actual y se resta el valor de recuperación, lo que resulta en un total de \$ 14,767, que es el costo del ciclo de vida útil del generador.

Se efectuaron los mismos cálculos para el sistema fotovoltaico. El costo inicial se estimó en \$ 11,500, pero los costos más bajos de operación y mantenimiento compensaron este costo inicial más alto, dando como resultado un CCVU de \$ 13,598. Como el sistema fotovoltaico costaba menos y proporcionaba energía en forma confiable y silenciosa, El MED decidió invertir en dicho sistema. Una vez tomada la decisión, desearon verificar el costo anual del financiamiento del sistema para poder conocer la cantidad de efectivo que iban a necesitar. Con el uso de una tabla de pagos por los préstamos, tal como la Tabla 9, calcularon el capital y el interés para cubrir el costo inicial de \$ 11,500. El resultado fue de \$ 1.332 anuales para pagar una hipoteca por 20 años a un interés de 10%.

ANÁLISIS DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU)

Item	Valor actual del sistema generador por combustión	Valor actual del sistema fotovoltaico
1 Capital par equipo e instalación	7,800	\$ 11,500
2 Operación y mantenimiento		
• Mano de Obra: Afinación	935	935
• Inspección anual	935	
• Seguro		
• Otros		
3 Costos de energía		
• Combustible de generador	3,270	
• (Tasa de descuento = 0.02)		
4 Reparaciones y repuestos o recambios		
• Banco de baterías año 8	650	680
• Banco de baterías año 15	440	595
• Restauración del generador, año 5	392	
• Restauración del generador, año 10	307	
• Restauración del generador, año 15	241	
5 Valor residual		
20% del original	(200)	(313)
COSTO TOTAL DEL CICLO DE VIDA UTIL	\$ 14,787	\$ 13,608

CONCLUSIONES

- La solución para la electrificación de los locales escolares en zonas rurales y remotas deberá ser a través de la instalación de los sistemas fotovoltaicos, pues en cuanto a electrificación rural tiene insuperables ventajas frente a la electrificación convencional tales como costo, confiabilidad y complicación técnica para su instalación.
- Garantizar una educación de calidad en los centros educativos de las zonas rurales y remotas, es a través de la educación a distancia y disponer de equipos para teleeducación, laboratorios, equipo audio visual, computadoras, etc ; claro está que los equipos antes mencionados requieren para su funcionamiento de energía eléctrica que serán suministrado por los equipos fotovoltaicos.
- Es conveniente que el Ministerio de Educación realice un análisis adecuado para la tipificación de los usuarios, para determinar el tipo sistema fotovoltaico a fin de prestar un servicio eléctrico de características básicas, en forma permanente y confiable.
- El uso de los equipos de comunicación para la educación a distancia tendrá un impacto importante no solamente en el área de educación, sino también en salud, agricultura y prevención de desastres.

- En el área de educación el impacto es mayor, por cuanto se podrá implementar una educación de calidad en los niveles y modalidades del sistema educativo peruano, además de otros programas como el de alfabetización y motivación por el estudio en los alumnos de los lugares donde nunca antes gozaron del beneficio de la energía eléctrica.
- Evitar que suceda la diferencia esencial entre contar o no contar con disponibilidad de energía eléctrica, es decir , la extrema diferencia entre las formas típicas de vida del hombre de la ciudad y del habitante rural.

**ANEXO A
TABLAS**

TABLAS

Tabla N° 07
FACTORES UNICOS DE VALOR ACTUAL
TASA DE DESCUENTO NETO

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12
1	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926	0.917	0.909	0.901	0.893
2	0.980	0.961	0.943	0.925	0.904	0.890	0.873	0.857	0.842	0.826	0.812	0.797
3	0.971	0.942	0.915	0.889	0.864	0.840	0.816	0.794	0.772	0.751	0.731	0.712
4	0.961	0.924	0.888	0.856	0.823	0.792	0.763	0.735	0.708	0.683	0.659	0.636
5	0.951	0.906	0.863	0.822	0.784	0.747	0.713	0.681	0.650	0.621	0.593	0.567
6	0.942	0.888	0.837	0.790	0.746	0.706	0.666	0.630	0.359	0.564	0.535	0.507
7	0.933	0.871	0.813	0.760	0.711	0.665	0.623	0.583	0.547	0.513	0.482	0.452
8	0.923	0.853	0.789	0.731	0.677	0.627	0.582	0.540	0.502	0.467	0.434	0.404
9	0.914	0.837	0.766	0.703	0.645	0.592	0.544	0.500	0.460	0.424	0.391	0.361
10	0.905	0.820	0.744	0.676	0.614	0.558	0.608	0.463	0.422	0.386	0.352	0.322
11	0.896	0.804	0.722	0.650	0.585	0.527	0.475	0.429	0.388	0.350	0.317	0.287
12	0.887	0.788	0.701	0.625	0.557	0.497	0.444	0.397	0.356	0.319	0.286	0.257
13	0.879	0.773	0.681	0.601	0.530	0.469	0.415	0.368	0.326	0.290	0.258	0.229
14	0.870	0.758	0.661	0.577	0.505	0.442	0.388	0.340	0.299	0.263	0.232	0.205
15	0.861	0.743	0.642	0.555	0.481	0.417	0.362	0.315	0.275	0.239	0.209	0.183
16	0.853	0.728	0.623	0.534	0.458	0.394	0.339	0.292	0.252	0.218	0.188	0.163
17	0.844	0.714	0.605	0.513	0.436	0.371	0.317	0.270	0.231	0.198	0.170	0.146
18	0.836	0.700	0.587	0.494	0.416	0.350	0.296	0.250	0.212	0.180	0.153	0.130
19	0.828	0.686	0.570	0.475	0.396	0.331	0.277	0.232	0.194	0.164	0.138	0.116
20	0.820	0.673	0.554	0.456	0.377	0.312	0.258	0.215	0.178	0.149	0.124	0.104
21	0.811	0.661	0.538	0.439	0.359	0.294	0.242	0.199	0.164	0.135	0.112	0.093
22	0.803	0.647	0.522	0.422	0.342	0.278	0.226	0.184	0.150	0.123	0.101	0.083
23	0.795	0.634	0.507	0.406	0.326	0.262	0.211	0.170	0.138	0.112	0.091	0.074
24	0.788	0.622	0.492	0.390	0.310	0.247	0.197	0.158	0.126	0.102	0.082	0.066
25	0.780	0.610	0.478	0.378	0.295	0.233	0.184	0.146	0.116	0.092	0.074	0.059
26	0.772	0.598	0.464	0.361	0.281	0.220	0.172	0.135	0.106	0.084	0.066	0.053
27	0.764	0.586	0.450	0.347	0.288	0.207	0.161	0.125	0.098	0.076	0.060	0.047
28	0.757	0.574	0.437	0.333	0.255	0.196	0.150	0.116	0.090	0.069	0.054	0.042
29	0.749	0.583	0.424	0.321	0.243	0.185	0.141	0.107	0.082	0.063	0.048	0.037
30	0.742	0.552	0.412	0.308	0.231	0.174	0.131	0.099	0.075	0.057	0.044	0.033
35	0.706	0.500	0.355	0.253	0.1814	0.130	0.094	0.068	0.049	0.036	0.026	0.019
40	0.672	0.453	0.307	0.208	0.142	0.097	0.067	0.046	0.032	0.022	0.015	0.011
45	0.639	0.410	0.264	0.171	0.111	0.073	0.048	0.031	0.021	0.014	0.009	0.006
50	0.608	0.372	0.228	0.141	0.087	0.054	0.034	0.021	0.013	0.009	0.005	0.003
55	0.579	0.337	0.197	0.116	0.068	0.041	0.024	0.015	0.009	0.006	0.003	0.002
60	0.550	0.305	0.170	0.095	0.054	0.030	0.017	0.010	0.006	0.003	0.002	0.001
65	0.524	0.276	0.146	0.078	0.042	0.023	0.012	0.007	0.004	0.002	0.001	0.001
70	0.498	0.250	0.126	0.064	0.033	0.017	0.009	0.005	0.002	0.001	0.001	0.000
75	0.474	0.223	0.109	0.053	0.026	0.013	0.006	0.003	0.002	0.001	0.000	0.000

Tabla N° 08
FACTORES UNIFORMES DE VALOR ACTUAL
TASA DE DESCUENTO NETO

Año	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10	0.11	0.12
1	0.990	0.980	0.971	0.962	0.952	0.943	0.935	0.926	0.917	0.909	0.901	0.893
2	1.970	1.942	1.913	1.886	1.859	1.833	1.808	1.783	1.759	1.736	1.713	1.690
3	2.941	2.884	2.829	2.775	2.723	2.673	2.624	2.577	2.531	2.487	2.444	2.402
4	3.902	3.808	3.717	3.630	3.546	3.546	3.465	3.387	3.312	3.240	3.170	3.037
5	4.853	4.713	4.680	4.452	4.329	4.212	4.100	3.993	3.890	3.791	3.696	3.605
6	5.795	5.601	5.417	5.242	5.076	4.917	1.767	4.623	4.486	4.355	4.231	4.111
7	6.728	6.472	6.230	6.002	5.786	5.582	5.389	5.206	5.033	4.860	4.712	4.564
8	7.652	7.325	7.020	6.733	6.453	6.210	5.971	5.747	5.535	5.335	5.148	4.968
9	8.586	8.162	7.788	7.435	7.108	6.802	6.515	6.247	5.995	5.750	5.537	5.328
10	9.471	8.963	8.530	8.111	7.722	7.360	7.024	6.710	6.418	6.145	5.889	5.650
11	10.388	9.787	9.253	8.760	8.306	7.887	7.499	7.139	6.805	6.495	6.207	5.938
12	11.255	10.575	9.954	9.386	8.883	8.384	7.943	7.536	7.161	6.814	6.492	6.194
13	12.134	11.348	10.635	9.986	9.394	8.853	8.358	7.904	7.487	7.103	6.750	6.424
14	13.004	12.106	11.296	10.563	9.999	9.295	8.746	8.244	7.786	7.367	6.982	6.628
15	13.855	12.849	11.938	11.116	10.380	9.712	9.108	8.559	8.061	7.606	7.191	6.811
16	14.718	13.578	12.561	11.652	10.838	10.106	9.447	8.851	8.313	7.824	7.379	6.974
17	15.552	14.292	13.166	12.166	11.274	10.477	9.763	9.122	8.544	8.022	7.549	7.120
18	16.396	14.992	13.754	12.659	11.690	10.828	1.059	9.372	8.756	8.201	7.702	7.250
19	17.226	15.678	14.324	13.134	12.085	11.158	10.336	9.604	8.950	8.365	7.839	7.365
20	18.046	16.351	14.877	13.590	12.462	11.470	10.694	9.818	9.129	8.514	7.963	7.469
21	18.857	17.011	15.415	14.029	12.821	11.764	10.836	10.017	9.292	8.649	8.075	7.562
22	19.690	17.858	15.937	14.451	13.163	12.042	11.061	10.201	9.442	8.772	8.176	7.645
23	20.456	18.292	16.444	14.857	13.489	12.303	11.272	10.371	9.580	8.883	8.266	7.718
24	21.243	18.914	16.936	15.247	13.799	12.550	11.489	10.529	9.707	8.985	8.348	7.784
25	22.023	19.523	17.413	15.622	14.094	12.783	11.654	10.676	9.823	9.077	8.422	7.843
26	22.795	20.121	17.877	15.983	14.376	13.003	11.826	10.810	9.929	9.161	8.488	7.895
27	23.550	20.707	18.327	16.330	14.643	13.211	11.987	10.935	10.027	9.237	8.548	7.943
28	24.315	21.261	18.754	15.553	14.898	13.106	12.137	11.051	10.116	9.307	8.602	7.984
29	25.066	21.844	19.188	16.984	16.141	13.691	12.278	11.158	10.198	9.370	8.660	8.022
30	25.808	22.396	19.600	17.292	15.372	13.765	12.409	11.258	10.274	9.427	8.694	8.055
35	29.409	24.999	21.487	18.865	16.374	14.498	12.948	11.655	10.567	9.644	8.855	8.176
40	32.835	27.355	23.115	19.793	17.159	15.046	13.332	11.925	10.757	9.779	8.951	8.244
45	36.096	29.490	24.519	20.720	17.774	15.456	13.606	12.108	10.881	9.963	9.008	4.283
50	39.196	31.424	25.730	21.482	18.256	15.762	13.801	12.233	10.962	9.915	9.042	8.304
55	42.147	33.175	26.774	22.109	18.633	15.991	13.904	12.319	11.014	9.947	9.062	8.317
60	44.955	34.761	27.676	22.623	18.929	16.161	14.039	12.377	11.048	9.957	9.074	8.324
65	47.627	36.197	28.453	23.047	19.161	16.289	14.110	12.416	11.070	9.980	9.081	8.328
70	50.169	37.499	29.123	23.395	19.343	16.385	14.150	12.443	11.084	9.967	9.085	8.330
75	52.597	38.677	29.702	23.680	19.486	16.498	14.198	12.461	11.094	9.992	9.087	9.332

Tabla N° 09

CAPITAL E INTERÉS ANUAL POR UN PRÉSTAMO DE US \$ 1,000

Tasa de interés Año	Préstamo por 5 años	Préstamo por 10 años	Préstamo por 15 años	Préstamo por 20 años	Préstamo por 25 años
0.08	243.32	145.59	114.68	100.37	92.62
0.0825	244.76	147.18	116.42	102.25	94.61
0.085	246.20	148.78	118.17	104.14	96.63
0.0875	247.65	150.39	119.93	106.05	98.66
0.09	249.10	152.01	121.71	107.97	100.70
0.0925	250.56	153.64	123.50	109.90	102.77
0.095	252.02	155.28	125.31	111.86	104.84
0.0975	253.49	156.92	127.12	113.82	106.94
0.1	254.96	158.58	128.95	115.80	109.04
0.1025	256.44	160.25	130.79	117.80	111.17
0.105	257.93	161.92	132.65	119.81	113.30
0.1075	259.42	163.61	134.51	121.83	115.45
0.11	260.91	165.30	136.39	123.86	117.61
0.1125	262.41	167.00	138.28	125.91	119.79
0.115	263.91	168.71	140.18	127.97	121.98
0.1175	265.42	170.44	142.10	130.04	124.18
0.12	266.93	172.17	144.02	132.13	126.39
0.1225	268.45	173.80	145.96	134.23	128.61
0.125	269.98	175.65	147.90	136.34	130.84
0.1275	271.50	177.41	149.86	138.86	133.09
0.13	273.04	179.17	151.83	140.59	135.34
0.1325	274.58	180.95	168.81	142.73	137.60
0.135	276.12	182.73	155.80	144.88	139.88
0.1375	277.67	184.52	157.80	147.05	142.16
0.14	279.22	186.32	159.81	149.22	144.45
0.1425	280.78	188.13	161.63	151.41	146.75
0.145	282.34	169.94	163.86	153.60	146.06
0.1475	283.91	191.77	185.90	155.80	151.38
0.15	285.48	193.80	157.95	158.01	153.70
0.1525	287.06	195.44	170.01	160.24	156.03
0.155	288.64	197.29	172.08	162.47	158.37
0.1575	290.23	199.15	174.15	184.70	160.71
0.16	291.82	201.02	176.24	166.95	163.07
0.1625	293.41	202.89	178.34	189.21	165.42
0.165	295.01	204.77	180.45	171.47	167.79
0.1675	296.62	206.66	182.56	173.74	170.16
0.17	298.23	208.56	184.88	176.02	172.54
0.1725	299.85	210.46	186.81	178.30	174.92
0.175	301.47	212.37	188.95	180.59	177.30

0.1775	303.09	214.29	191.10	182.89	179.70
0.18	304.72	216.22	193.25	185.20	182.09
MULTIPLIQUE EL COSTO DECADA US \$ S,000 POR LA CANTIDAD TOTAL DEL PRÉSTAMO (EN MILES DE DÓLARES)					

Tabla N° 10

PROMEDIO ANUAL DE LA IRRADIACIÓN SOLAR DIARIA EN EL PERÚ

(Publicación del Ministerio de Energía y Minas del Perú, 1995)

Departamento	Provincia	Distrito	Latitud, ° W	longitud, °W	Altitud, msnm	Irradiación solar diaria, kW-h/m2-día
Ica	Ica	Manrique	13.7	76.0	4	4.52
Ica	Ica	Ica	14.0	75.7	390	4.89
Ica	Ica	Parcona	14.1	75.7	389	5.04
Ica	Nazca	Marcona	15.1	75.0	620	4.94
Arequipa	Caylloma	Sibayo	15.5	71.5	3847	4.94
Arequipa	Arequipa	Arequipa	16.3	71.5	2350	5.31
Arequipa	Arequipa	Characato	16.4	71.5	2451	5.32
Arequipa	Arequipa	Pampa de Majes	16.5	72.2	1440	5.61
Moquegua	Mariscal Nieto	Moquegua	17.2	70.8	1412	5.36
Tacna	Tarata	Paucarani	17.5	69.8	4541	5.41
Tacna	Tacna	Calana	17.9	70.2	675	4.99
Cajamarca	Cajamarca	Cajamarca	7.1	78.5	2640	4.47
Huánuco	Leoncio Prado	Tingo María	9.1	76.0	640	4.02
Huánuco	Huánuco	Huánuco	9.9	76.2	1895	4.52
Junín	Chanchamayo	Humaya	11.1	77.0	-1.0	4.65
Junín	Chanchamayo	San Ramón	11.1	75.3	800	3.98
Junín	Huancayo	Huachac	12.0	75.6	3350	4.87
Huancavelica	Castro Virreyña	Aconococha	13.1	75.2	4520	4.58
Ayacucho	Huamanga	Ayacucho	13.2	74.1	2760	4.89
Apurímac	Abancay	Abancay	13.6	72.9	2376	4.89
Cusco	La Convención	Santa Ana	12.9	72.7	920	4.01
Cusco	Cusco	San Jerónimo	13.6	71.9	3220	1.69
Puno	Huancaje	Huaraya-Moho	15.4	69.5	3890	5.16
Puno	Puno	Puno	15.8	70.0	3875	5.19
Puno	Chucuito	Juli	16.2	69.4	3852	5.05
Amazonas	Bagua	El Cénepa	5.1	78.4	240	2.89
Amazonas	Bagua	Hda Valor	5.7	78.6	421	4.49
San Martín	San Martín	Juan Guerra	6.6	76.4	330	3.95
Loreto	Maynas	Iquitos	3.8	73.3	125	3.73
Loreto	Requena	Requena	5.0	73.6	180	3.86
Loreto	Alto Amazonas	Santa María	5.1	76.1	179	3.58
Loreto	Alto Amazonas	Yurimaguas	5.9	76.1	185	4.14
Ucayali	Padre Abad	Padre Abad	9.5	74.9	270	4.02
Ucayali	Atalaya	Yurac-Yurua	9.0	75.0	-1	3.14
Madre de Dios	Tahuamanú	Iberia	11.4	69.6	350	3.68

TABLA N° 11

TABLA DE IRRADIACIÓN SOLAR EL PERÚ

(World Solar Irradiation Database)

Site	Lat	Long	Ele	Yr	Is	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	AVG	S R	
Abancay	13 63	S 72 88 W	2398	2	1	5.42	4.89	5.03	4.94	4.72	4.56	4.81	5.11	5.08	5.88	5.97	5.33	5.14	H	
Angostura	15 17	S 71 63 W	4155	3	1	5.47	5.47	4.92	4.89	4.97	4.83	4.89	5.36	5.42	6.06	6.14	5.64	5.28	H	
Ataccona	10 58	S 76 22 W	4023	2	1	4.78	4.44	4.75	5.08	5	4.94	5.11	5.28	4.94	5.53	5.44	5.11	5.03	H	
Sambamarca	6 68	S 78 52 W	2600	3	1	4.75	4.67	4.89	4.64	4.69	4.56	4.94	5.11	5.17	5.17	5.53	5.39	4.96	H	
Cajamarca	7 17	S 78 52 W	2750	1	1	4.56	4.89	4.25	4.44	4.58	4.28	4.44	5.08	4.72	4.75	5.11	5.08	4.68	H	
Cafana	17 93	S 70 18 W	590	3	1	6.44	6.19	5.72	5.11	4.33	4.03	4.11	4.69	5.28	6.39	6.44	6.42	5.43	P	
Campo de Marte	12 07	S 77 03 W	137	1	1	4.94	5.58	5.17	5.39	4.06	2.89	2.58	2.83	3.58	3.5	5.28	5.08	4.24	H	
Capachica	15 63	S 69 83 W	3868	3	1	5.47	5.44	5.19	5.31	4.89	4.83	5.03	5.44	5.78	6.17	6.28	5.64	5.46	H	
Cañete	13 10	S 76 30 W	36	3	1	5.19	5.19	5.14	4.97	3.92	2.97	2.92	3.17	3.56	4.25	4.75	5.22	4.27	H	
Cartavio	7 92	S 79 17 W	51	3	1	5.53	5.44	5.5	5	4.89	4.06	4.14	4.08	4.5	5.06	5.67	5.67	4.96	H	
Casa grande	7 77	S 79 17 W	158	2	1	5.39	5	5.19	3.92	4.06	4.28	4.42	4.97	5.14	5.53	4.88	4.76	7.19	H	
Caylloma	15 18	S 71 77 W	4320	3	1	5.56	4.92	4.78	4.86	4.75	4.78	4.97	5.44	5.31	6.06	6.14	5.86	5.28	H	
Cayara	6 88	S 79 57 W	150	2	1	5.36	5.81	5.5	5.39	5.25	4.44	4.72	5.08	5.22	5.78	5.66	6.03	5.37	H	
Characato	16 47	S 71 45 W	2461	3	1	6.14	5.33	5.56	5.5	5.22	4.81	5.19	5.64	6.11	6.92	7.08	8.58	5.84	H	
Conoccocha	10 12	S 77 33 W	4020	3	1	4.86	4.33	4.44	4.72	4.78	4.89	5.17	5.42	5.25	4.89	5.53	5.08	4.95	H	
Carocha	Rio 15 48	S 70 67 W	4260	3	1	5.47	4.81	5	5.14	4.89	4.83	4.94	5.36	5.42	5.94	5.92	5.53	5.27	H	
Verde																				
Cusco	13 52	S 71 95 W	3365	3	1	5.19	4.69	4.92	5.03	4.81	4.78	5.06	5.11	5.17	5.64	5.75	5.22	5.11	H	
Desaguadero	16 65	S 69 00 W	3850	3	1	5.72	5.56	5.58	5.53	4.92	4.67	4.81	5.39	5.47	6.17	6.06	5.67	5.48	H	
San Martín	11 03	S 77 68 W	50	3	1	5.33	5.06	5.06	4.86	4	3.25	3.36	3.58	3.97	4.36	5.03	5.44	4.44	H	
El Fraile	16 15	S 71 18 W	4015	2	1	5.39	4.39	4.47	4.56	4.75	4.67	4.81	5.22	5.67	6.06	5.94	5.67	5.13	H	
Fundo Ikena	11 35	S 69 57 W	180	3	1	4.81	4.67	4.64	4.31	4.25	4.31	4.69	5.25	5.03	5	5.06	4.61	4.72	H	
Granja	M 5 52	S 79 92 W	45	1	1	5.75	5.81	6.22	6.26	5.83	5	4.86	5.31	5.81	6	5.94	5.89	5.72	H	
Sassabe																				
Guayabamba	3 75	S 73 23 W	122	1	1	4.44	4.22	4.25	4.36	4.28	4.14	4.36	4.64	0	5.33	4.78	5.22	4.17	H	
Hacienda Mejoro	14 83	S 74 97 W	620	3	1	5.56	5.72	5.81	5.06	5.03	4.28	4.53	5.06	5.81	6.58	6.36	5.94	5.48	H	
Haciendita	17 02	S 71 62 W	450	2	1	6.42	5.58	5.92	5.33	4.39	4.06	3.94	4.5	4.78	6.08	6.42	5.56	5.25	H	
Huaraz	9 53	S 77 52 W	3207	2	1	5.06	4.83	5.08	5.11	5.25	5.11	5.39	5.72	5.47	5.28	5.72	5.5	5.29	H	
Huancayo	12 05	S 75 18 W	33 50	3	1	5.25	4.86	4.94	4.54	4.92	4.83	5	5.11	5.33	5.83	5.39	5.1	5	H	
Huancayo	12 12	S 75 33 W	33 80	3	1	7.38	6.71	6.54	6.54	6.18	6.28	6.3	6.75	7.18	7.47	7.75	7.21	6.86	P	
Huancayo					S	0.2	0.53	0.45	0.36	0.42	0.14	0.18	0.28	0.13	0.64	0.37	0.25	0.16	P	
Huánuco	9 90	S 75 75 W	1912	2	1	4.67	4.53	4.64	4.64	4.78	4.58	4.81	5.14	4.86	5.08	5.33	4.89	4.83	H	
Huaya-Mono	15 35	S 69 50 W	3890	3	1	5.25	4.69	5	5.31	4.83	4.83	5.14	5.56	5.69	5.86	6.03	5.31	5.29	H	
Ica	14 08	S 75 53 W	398	2	1	5.86	5	5.42	5.11	4.78	5.75	4.17	4.81	5.25	6.17	6.44	6.14	5.41	H	
Umat	15 82	S 71 07 W	4405	3	1	5.25	4.81	4.78	4.94	4.81	4.72	5	5.33	6.31	5.88	5.94	5.53	5.19	H	
	16 20	S 69 43 W	3862	2	1	5.5	4.81	4.47	5.25	5.11	4.78	4.97	4.97	5.47	6.06	6.06	5.33	5.23	H	
Kayla	13 55	S 71 88 W	3219	2	1	5	4.47	4.61	4.86	4.64	4.78	4.89	5.03	5.08	5.33	5.56	4.89	4.93	H	
Lagunillas	15 85	S 70 92 W	4280	3	1	5.57	5.22	5.11	5.03	4.67	4.53	4.89	5.53	5.58	6.28	6.39	5.75	5.39	H	
Lambayeque	6 70	S 79 90 W	18	3	1	5.17	5.61	5.5	5.31	5.08	4.64	4.39	4.72	5.03	5.47	5.64	5.81	5.2	H	
La Molina	12 08	S 76 95 W	251	3	1	5.03	5.17	5.25	5	3.97	3.33	3.31	3.56	3.75	4.36	4.83	5.08	4.39	H	
Pampas Alto	10 08	S 77 28 W	4030	3	1	4.78	4.11	4.56	4.78	4.72	5.25	5.42	5.25	4.87	5.44	4.97	4.52	4.88	H	
Lampas Bayo	10 07	S 77 37 W	3950	3	1	4.86	4.44	4.56	4.64	4.81	4.92	5.36	5.42	4.19	4.97	5.64	5.53	4.94	H	
La Punta	12 07	S 77 17 W	13	2	1	4.5	5.08	4.94	4.72	3.89	2.94	2.89	3	3.17	3.61	4.28	4.86	3.99	H	
La Salle	16 40	S 16 40 W	71 53	2330	3	1	6.14	5.33	5.58	5.33	5.22	4.72	5.11	5.64	5.94	6.58	4.06	6.58	H	
Laucan	6 68	S 78 52 W	2600	1	1	4.64	4.89	4.56	4.08	4.14	4.47	4.39	4.72	5.03	5.28	5.53	5.69	4.78	H	
Los Cedrus	3 13	S 80 67 W	5	3	1	4.78	5.39	5.44	5.25	5.28	4.53	4.61	4.67	4.39	4.58	4.66	5.39	4.93	H	
Moquegua	17 20	S 70 93 W	1420	2	1	7.67	5.19	5.89	5.92	5.14	4.92	5	5.75	6.5	7.03	7.33	7.28	6.13	P	
Nesnova	6 63	S 74 92 W	340	1	1	4.81	4.72	4.14	3.75	3.78	3.53	4.28	5.03	5.17	5.08	5.17	5.67	4.59	H	
Pampa Blanca	17 10	S 71 75 W	455	2	1	5.28	4.75	5.19	4.78	3.67	3.11	3.42	3.42	3.28	4.42	4.86	5.11	4.27	H	
Pampa de Majes	16 35	S 72 17 W	1433	3	1	6.58	5.97	6.08	5.69	5.22	4.89	5.81	6.22	7.03	7.31	6.92	6.09	6.92	H	
Rane	15 42	S 71 07 W	4524	3	1	5.03	4.69	4.58	4.57	4.33	4.81	4.64	4.83	4.83	5.22	5.72	5.31	4.87	H	
Puno	15 83	S 70 03 W	3875	2	1	5.69	5.22	5.28	5.28	4.97	4.78	5	5.61	5.78	6.39	6.61	5.67	5.52	H	
Punta de Coels	17 68	S 71 38 W	15	2	1	6.67	6.36	6.61	5.19	4.14	3.25	3	3.67	3.42	4.58	6.36	6.28	4.96	H	

Querocochas Site	9 68 Lat	S	77 35 Long	W	3935 Ele	1 Yr	I	4 33 JAN	4 22 FEB	4 56 MAR	4 83 APR	4 72 MAY	4 61 JUN	5 JUL	5 25 AUG	5 17 SEP	4 67 OCT	5 31 NOV	4 64 DEC	4 78 AVG	H S R
Colcabamba	12 83	S	72 72	W	1660	2	I	4 44	4 33	4 72	4 25	4 33	4 22	4 44	4 44	4 5	4 89	4 97	4 56	4 51	H
Salcedo	15 32	S	70 02	W	3852	3	I	5 47	5 11	5 11	5 14	4 83	4 61	4 61	4 89	5 28	5 5	6 17	6 38	5 04	H
San Jacinto	9 17	S	78 32	W	283	3	I	5 06	4 33	5 17	4 94	4 75	4	4 33	4 5	4 97	5 72	5 83	5 83	4 95	H
San Jorge	8 53	S	74 87	W	270	2	I	4 81	4 61	4 67	4 5	4 42	4 36	4 92	5 39	5	5 19	4 53	4 61	4 75	H
San Lorenzo	9 75	S	77 47	W	3750	1	I	4 86	4 44	4 56	4 92	4 72	5 28	5 42	5 38	5 19	5 75	5 19	5 04	5 75	H
San Ramón	11 15	S	75 38	W	800	3	I	4 5	4 33	4 44	4 5	4 53	4 25	4 64	4 69	4 72	5 19	5 14	5 14	4 67	H
Sicayo	15 48	S	71 45	W	3847	3	I	5 36	4 69	4 69	4 94	4 81	4 75	4 89	5	5 22	5 86	5 94	5 56	5 14	H
Tablazo	5 37	S	61 78	W	147	3	I	4 19	5 28	5 61	5 17	5 33	4 64	4 83	5 44	5 64	5 89	5 78	6 14	5 33	H
Tarapoto	5 58	S	76 32	W	356	3	I	4 75	4 67	4 36	4 28	4 17	4 06	4 58	4 83	4 72	4 72	4 89	4 83	4 57	H
Tenedores	4 75	S	80 23	W	2500	3	I	4 47	4 75	5 08	4 81	5 28	4 86	5 06	5 39	5 75	5 78	5 58	5 64	5 58	H
Tinajones	6 67	S	79 47	W	220	3	I	5 44	5 61	5 39	5 58	5 72	5 86	6	6 22	6 5	6 64	5 81	5 75	5 81	H
Tinoceros	13 12	S	75 07	W	4600	3	I	4 97	4 67	5 14	4 97	4 67	4 81	5 08	5 42	5 28	5 86	5 97	5 44	5 19	H
Yurac	9 00	S	75 67	W	420	3	I	4 31	4	4 14	4 11	3 94	3 67	4 17	4 72	4 69	4 67	4 64	4 31	4 28	H
Zorritos	3 67	S	80 67	W	5	2	I	5 03	5 53	5 08	5 42	5 25	5 11	4 75	4 25	4 58	5 11	5 42	5 33	5 07	H

ANEXO B
GLOSARIO DE TERMINOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Célula Fotovoltaica.- Dispositivos semiconductores de estado sólido que convierten la luz directamente en electricidad.

Conversión fotovoltaica . Transmisión directa de la luz solar en electricidad sin que intervenga un ciclo termodinámico, por medio de fotocélulas.

Corriente de cortocircuito.- Intensidad de corriente generada en una célula solar fotovoltaica cuando se ilumina bajo una determinada irradiancia y sus terminales se conectan en cortocircuito.

Energía solar.- Energía radiante emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas y engendrada por reacciones de fusión nuclear en su interior.

Espectro solar. - El espectro de la radiación electromagnética solar se extiende fundamentalmente en una gama de longitudes de onda comprendida entre $0,25\mu\text{m}$ y $3\mu\text{m}$. El 41 por 100 de su energía está comprendido entre $0,38$ y $0,78\mu\text{m}$, o dominio de la radiación visible. A la radiación ultravioleta, $< 0,38\mu\text{m}$ le corresponde un 8 por 100 y a la radiación infrarroja $> 0,78\mu\text{m}$ un 51 por 100. Fuera de la atmósfera terrestre este espectro presenta un máximo a $0,5\mu\text{m}$ (color azul). La absorción en la atmósfera modifica sustancialmente el espectro solar especialmente en la zona del infrarrojo por causa del vapor de agua y el CO_2 y en la zona de ultravioleta por causa del ozono.

Fotón.- Corpúsculo luminoso. Puede considerarse como un paquete de radiación electromagnética de energía $E = h\nu$, siendo h la constante de Planck y ν la frecuencia de la radiación.

Insolación diaria media. Promedio diario de energía solar (directa y difusa) recibida en una superficie horizontal de un lugar. Se expresa en cal/cm² o en MJ/M² día y se promedia a lo largo de un mes o de un año. Las líneas que unen puntos geográficos de igual insolación diaria media son las líneas de isoflujo.

Latitud.- La latitud de un lugar de la tierra es el desplazamiento angular por encima o por debajo del plano del ecuador medido desde el centro de la tierra. Al norte del ecuador es positiva y al sur del ecuador es negativa.

Lente de Fresnel.- Instrumento capaz de enfocar la luz solar. Es una lámina de plástico transparente donde se excavan una serie de surcos concéntricos cuyo ángulo es tal que la luz que les atraviesa se refracta según un ángulo ligeramente distinto y converge en un punto. Se utilizan como concentradores de la radiación para pequeñas células fotovoltaicas. Geométricamente no es más que la proyección de la superficie curva de una lente convencional sobre una superficie plana.

Longitud.- Arco del ecuador comprendido entre el meridiano de un lugar y el meridiano de referencia que pasa por Greenwich (Inglaterra). La longitud se expresa en grados o en unidades de tiempo.

Oblea.- Célula de silicio monocristalino de 75-100 mm de diámetro y 0,4 mm de espesor ; consta de una unión pn, cuya capa superficial es de tipo n. Para su uso de recubren en polivinilo y se fijan en marcos de aluminio anodizado

Piranómetro.- Instrumento que mide los componentes directos y difusos de la luz del sol.

Panel fotovoltaico.- Asociación de células fotovoltaicas en serie y en paralelo que suministran los niveles de corriente y tensión adecuados para una determinada aplicación.

Radiación solar.- Radiación electromagnética originada en el sol a una temperatura de 6,000 K y un intervalo de longitudes de onda comprendido

prácticamente entre 0,3 y 3 μ m. Puede recibirse en la superficie de la tierra en forma directa o difusa.

Rendimiento de una célula solar.- Es el cociente entre la potencia máxima eléctrica suministrada por la célula y la potencia solar incidente.

Silicio.- Elemento químico de número atómico 13, semimetálico en la naturaleza y excelente material semiconductor. Forma parte de la constitución de la arena y del cuarzo.

Silicio Amorfo.- Silicio con los átomos irregularmente distribuidos. Dopado con hidrógeno presenta propiedades fotovoltaicas, con rendimiento del orden del 5%.

Silicio EFG.- Silicio para células solares obtenido por crecimiento en forma de cinta. Es una de las técnicas más prometedoras para reducir el costo de las células de silicio.

Silicio Monocristalino.- Silicio puro en forma de monocristales utilizado en las células solares para la conversión directa de luz en electricidad.

Silicio Policristalino.- Silicio amorfo obtenido por condensación brusca en atmósfera de hidrógeno

Temperatura ambiente.- Temperatura del medio que rodea al sistema o aparato, objeto de nuestro estudio

BIBLIOGRAFIA

1. **Maintenance and operation of stand alone photovoltaic systems**
Naval Facilities Engineering Command.
2. **Documentacion técnica exclusiva Solarex Corporation**
División Policristalina SOLAREX CORPORATION.
3. **Publicación mensual de la revista energía y desarrollo**
PROPER - GTZ.
4. **Energía solar I**
Anibal Valera P. - UNI
5. **Diccionario energia solar**
J. Aguilar Peris - J.M Aguilar Civera.
6. **Solución energética fotovoltaica**
SOLAREX, Caracas 1994.