



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA
DE FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES
ELÉCTRICAS INDUSTRIALES**

Oscar Daniel García Quiñónez

Asesorado por el Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez

Guatemala, agosto de 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA DE FUENTE
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

OSCAR DANIEL GARCIA QUIÑONEZ

ASESORADO POR EL ING. GUSTAVO BENIGNO OROZCO GODINEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, AGOSTO DE 2009

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. José Milton De León Bran
VOCAL V	Br. Isaac Sultán Mejía
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonné Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luís Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA DE FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 10 septiembre de 2008.



Oscar Daniel Garza Quiñónez

Guatemala, 09 de Julio de 2009

Ingeniero
Otto Fernando Andrino Gonzáles
Coordinador del Área Básica
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Estimado Ingeniero Andrino:

De acuerdo con la designación hecha por la Dirección de Escuela, me permito informarle que he tenido a bien asesorar el Trabajo de Graduación titulado: PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA DE FUENTE DE ENERGIA ELECTRICA EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES, desarrollado por el estudiante OSCAR DANIEL GARCIA QUIÑONEZ, carné 2003-13238 y, encontrándolo satisfactorio en su contenido y resultados, me permito dar aprobación al mismo remitiéndole a esa Coordinación para el trámite pertinente, en el entendido que el Autor y este Asesor somos responsables del contenido y conclusiones del Trabajo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,



Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez.
ASESOR



Ref. EIME 27.2009
Guatemala, 3 de agosto 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martinez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA DE
FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES
ELÉCTRICAS INDUSTRIALES, del estudiante; Oscar Daniel Garcia
Quiñónez, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS



Ing. Otto Fernando Andrino González
Coordinador Área de Electrotécnica

OFAG/sro



REF. EIME 45. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Oscar Daniel García Quiñónes titulado: PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA DE FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES., procede a la autorización del mismo.


Ing. María Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 6 DE AGOSTO 2,009.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTA DE PANELES SOLARES COMO ALTERNATIVA DE FUENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES**, presentado por el estudiante universitario **Oscar Daniel García Quiñonez**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy  **Stymo Paiz Recinos**
Decano



Guatemala, agosto de 2009

ACTO QUE DEDICO A:

- DIOS:** Por ser la luz, el entendimiento y la sabiduría para alcanzar el triunfo trazado años atrás.
- MIS PADRES:** Magdaluvia Quiñónez Soto, por haber sido mi motivación con su ejemplo de esfuerzo para seguir adelante, de cualquier adversidad.
Jesús Edwin García Salazar (*in memoriam*) por el don de la vida y sé que te alegras desde el cielo por este triunfo.
- MI HERMANO:** Edwin Rodolfo García Quiñónez, por siempre estar en los mejores momentos desde los inicios de este sueño que hoy se convierte en realidad.
- MI PRIMO:** Josué Morales Quiñónez, por compartir este sueño.
- MIS AMIGOS:** Por todos sus consejos, su ayuda y su amistad para lograr este triunfo.
- MI FAMILIA:** Por acompañarme a lo largo de estos años hasta la realización de este trabajo de graduación.

AGRECIAMIENTOS A:

**La Universidad
de San Carlos
Guatemala:**

Por ser la institución a quien debo mi enseñanza universitaria.

Ing. Gustavo Orozco:

Por ser la persona que asesoró este trabajo de graduación, por su dedicación y sus consejos.

Inga. Alba Guerrero:

Por su apoyo incondicional y su motivación para terminar este trabajo de graduación.

**Mis Compañeros
Facultad**

Por todos los momentos vividos dentro y de fuera de las aulas universitarias.

**Familia Hernández
Tobías**

Por su apoyo incondicional desde el principio hasta la conclusión de este trabajo de graduación.

**Familia Flores
Castro**

Por acompañarme en la realización de este trabajo de graduación.

Todas las personas:

En especial a las que hicieron posible de una u otra manera la culminación de este trabajo de graduación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. CONCEPTOS GENERALES SOBRE ENERGÍA SOLAR	
FOTOVOLTAICA	1
1.1. Energía solar	1
1.2. Fundamentos de radiación solar	2
1.3. Tipos de radiación solar	3
1.3.1. Radiación directa	3
1.3.2. Radiación difusa	4
1.3.3. Radiación reflejada	4
1.3.4. Radiación global	4
1.4. Instrumentos de medición de radiación solar	5
1.4.1. Medición de la radiación solar directa	5
1.4.2. Medición de la radiación difusa	6
1.4.3. Medición de la radiación global diaria	8
1.4.4. Medición del brillo solar o insolación	9

2. CELDA SOLAR	13
2.1. Estructura de una celda solar	15
2.1.1. Banda prohibida	19
2.1.2. Conducción intrínseca y dopaje	20
2.1.3. Recombinación y tiempo de vida de portadores	22
2.1.4. Campo eléctrico interno la juntura P-N	23
2.1.5. Características óptimas de funcionamiento	24
2.1.6. Contactos eléctricos	25
2.1.7. Capa antirreflectante	27
2.2. Tipos de celdas solares	29
2.2.1. Celdas solares de silicio monocristalino	31
2.2.2. Celdas solares de silicio multicristalino	31
2.2.2.1. Diferencia entre las celdas fabricadas con silicio monocristalino y multicristalino	32
2.2.3. Celdas solares de silicio de alto rendimiento	33
2.2.4. Celdas solares de compuestos III-V	34
2.2.5. Celdas solares AlGaAs-GaAs	35
2.2.6. Celdas monolíticas para dispositivos multiespectrales	36
2.2.7. Celdas solares de materiales amorfos	37
2.3. Parámetros de funcionamiento de las celdas solares	39
2.3.1. Efectos de la radiación y la temperatura en las celdas solares	41
2.4. Características eléctricas de las celdas solares	43
3. SISTEMA FOTOVOLTAICO	47
3.1. Subsistema de captación de energía	48
3.1.1. Módulos fotovoltaicos	48
3.1.1.1. Parámetros del panel fotovoltaico	51
3.1.2. Interconexión de módulos fotovoltaicos	53
3.1.2.1. Módulos conectados en serie	53
3.1.2.2. Módulos conectados en paralelo	54

3.1.2.3. Módulos conectados en serie y paralelo	55
3.1.3. Condiciones estándar y TCNO	56
3.1.4. Cableado de las instalaciones de módulos fotovoltaicos	59
3.2. Subsistema de almacenamiento	65
3.2.1. Baterías	65
3.2.1.1. Baterías de Plomo-Acido (Pb-Acido)	71
3.2.1.2. Baterías de Níquel-Cadmio	73
3.3. Subsistema de conversión de energía	75
3.3.1. Convertidores CC/CC	75
3.3.2. Convertidores CC/AC	77
3.4. Subsistema de regulación	78
3.4.1. Diodos de bloqueo	79
3.4.2. Tipos de reguladores de carga	80
3.5. Subsistema de distribución	81
4. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	83
4.1. Protección de falla a tierra y desconexión del campo fotovoltaico	83
4.1.1. Protección contra sobrecorrientes	85
4.1.2. Medios de conexión y desconexión	91
4.2. Desconexión de módulos fotovoltaicos	91
4.2.1. Desconexión de equipos	91
4.2.2. Desconexión de baterías	92
4.2.3. Desconexión del regulador de carga	92
4.3. Puesta a tierra de módulos fotovoltaicos	95
4.4. Ampacidad de los conductores	96

5. PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES	101
5.1. Método para dimensionar sistemas fotovoltaicos	103
5.1.1. Determinación de la energía eléctrica diaria requerida	105
5.1.2. Determinación del promedio de radiación diaria disponible	109
5.1.3. Cálculo del cociente mensual entre el promedio de energía eléctrica y el promedio de la radiación diaria disponible	111
5.1.4. Determinación del peor mes o el mes más desfavorable	112
5.1.5. Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos	112
5.1.6. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos	113
5.1.7. Cálculo de la conexión de los módulos	114
5.1.8. Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento de energía eléctrica	118
5.1.9. Dimensionamiento del subsistema de regulación	122
5.1.10. Dimensionamiento del subsistema de adaptación de energía	126
5.1.11. Dimensionamiento del Subsistema de distribución	127
5.2. Aplicación del método a la instalación eléctrica fotovoltaica para edificios de oficinas en ciudad de Guatemala.	130
5.2.1. Determinación de la energía eléctrica diaria solicitada por la instalación	130
5.2.2. Determinación del promedio de radiación diaria disponible del lugar de instalación	132
5.2.3. Cálculo del cociente mensual entre el promedio de energía eléctrica y el promedio de la radiación	133

5.2.4. Determinación del peor mes o el mes más desfavorable	133
5.2.5. Elección del tipo paneles fotovoltaicos	134
5.2.6. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos	134
5.2.7. Cálculos del número de módulos conectados en serie, en paralelo y número final de módulos	135
5.2.8. Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento de energía eléctrica	138
5.2.8.1. Número de baterías conectadas en serie	140
5.2.8.2. Número de baterías conectadas en paralelo	140
5.2.8.3. Número total de baterías	141
5.2.9. Replanteo de la instalación fotovoltaica	141
5.2.10. Dimensionamiento del subsistema de regulación	143
5.2.11. Dimensionamiento del subsistema de adaptación de energía	145
5.2.11.1. Potencia del inversor en servicio continuo	146
5.2.11.2. Potencia pico o en servicio intermitente	147
5.2.12. Dimensionamiento del subsistema de distribución	148
5.2.12.1. Módulos fotovoltaicos	150
5.2.12.2. Subsistema de captación de energía	151
5.2.12.3. Línea de alimentación (CC) de las baterías a los inversores	152

6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS CON PANELES SOLARES GASTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL	155
6.1. Inversión del proyecto analizado	156
6.2. Análisis comparativo	157
6.2.1. VAN (Valor Actual Neto)	157
6.2.2. TMAR (Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento)	159

6.3. Análisis de sensibilidad	163
6.3.1. Incentivos fiscales y venta de bonos de carbono	163
6.3.2. Instalaciones con demanda de energía de 2000 kWh mensuales	166
CONCLUSIONES	171
RECOMENDACIONES	173
BIBLIOGRAFÍA	175

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Geometría básica de los pirheliómetros	6
2. Esquema de un piranómetro	7
3. Heliógrafo Campbell-Stokes	10
4. Formación de campo eléctrico en unión p-n	14
5. Esquema de una celda solar fotovoltaica a un circuito eléctrico	16
6. Banda de energías de los electrones	22
7. Rejilla de contacto en la superficie iluminada de la celda	26
8. Texturizado de Superficie superior de celdas solares	28
9. Estructura de una celda Solar	29
10. Diferencias estructurales entre el silicio monocristalino y multicristalino	32
11. Esquema de sección transversal de una celda solar de silicio	33
12. Estructura de celdas solares fabricadas con silicio amorfo	38
13. Parámetros de funcionamiento de las celdas solares Curvas I-V	40
14. Dependencia de las curvas I-V de una celda solar con la radiación solar	41

15. Dependencia de las curvas I-V de una celda solar con la temperatura	42
16. Circuito equivalente de una celda solar	45
17. Elementos del módulo o panel solar.	50
18. Interconexión de módulos fotovoltaicos en serie	54
19. Interconexión de módulos fotovoltaicos en paralelo	55
20. Interconexión de módulos fotovoltaicos en serie y paralelo	56
21. Componentes de las baterías de Plomo-Acido	73
22. Componentes de las baterías de Níquel-Cadmio	74
23. Principio de funcionamiento de un convertidor CC/CC	76
24. Diagrama de bloques de un convertidor CC/AC	77
25. Diagrama de conexión de diodo de bloqueo	79
26. Principios de operación de un regulador en paralelo	81
27. Protección contra sobrecorrientes en instalaciones fotovoltaicas	89
28. Desconexión de subsistema de almacenamiento	93
29. Desconexión del regulador de carga	94
30. Ejemplo de puesta a tierra de una instalación fotovoltaica	97
31. Diagrama de instalación eléctrica fotovoltaica	154

TABLAS

I. Instrumentos para la medición de radiación solar	5
II. Especificaciones eléctricas de módulos fotovoltaicos	58
III. Tipo de aislamientos para cables en instalaciones fotovoltaicas	62
IV. Valores de resistividad eléctrica del cobre y del aluminio	64
V. Comparación de características entre baterías para instalaciones fotovoltaicas	70
VI. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60 °C a 90 °C.	99
VII. Datos de Radiación solar y temperatura para la ciudad de Guatemala	102
VIII. Determinación de la energía eléctrica diaria requerida	107
IX. Cargas receptoras en instalación fotovoltaica	131
X. Consumo medio total diario de energía eléctrica	132
XI. Cociente mensual del promedio de energía eléctrica y promedio de radiación solar	133
XII. Hoja de especificaciones del módulo fotovoltaico ATERA A-230	135
XIII. Hoja de especificaciones de baterías de Pb- ácido tipo estacionarias	139

XIV. Características técnicas del regulador de carga STECA POWER TAROM 4140	145
XV. Características técnicas de los inversores xantrex	149
XVI. Gastos de operación del sistema actual	155
XVII. Costos de la inversión de la instalación de energía fotovoltaica	156
XVIII. Gastos de operación de la instalación	157
XIX. Análisis de valor presente neto para la situación actual	160
XX. Análisis de valor presente neto para la propuesta de la instalación fotovoltaica	161
XXI. Análisis de valor presente neto para la propuesta de la instalación fotovoltaica incluyendo incentivos fiscales y venta de bonos de carbono	165
XXII. Gastos de operación de la instalación de 2000 kWh	166
XXIII. Costos de la inversión de la instalación de 2000 kWh	167
XXIV. Gastos de operación del proyecto de la instalación fotovoltaica para 2000 kWh	168
XXV. Análisis de valor presente neto de la situación actual para 2000 kWh mensuales de demanda de energía	169
XXVI. Análisis de valor presente neto para la propuesta de la instalación fotovoltaica de 2000 kWh incluyendo incentivos fiscales y bonos de carbono	170

LISTA DE SÍMBOLOS

F_s	Factor de seguridad
E_g	Banda prohibida
E_c	Energía de los electrones donadores
E_A	Energía de los electrones receptores
I_{sc}	Short-circuit Current (Corriente de Corto circuito)
V_{oc}	Open-Circuit voltaje (voltaje de circuito abierto)
P_p	Potencia máxima o potencia pico
$I_{M,P}$	Corriente a máxima potencia
$V_{M,P}$	Voltaje a máxima potencia
CC	Corriente continua o directa
CA	Corriente alterna
FF	Factor de forma
η	Eficiencia o rendimiento
Ah	Amperios-hora
M_{peor}	Peor mes del año de radiación eléctrica
E_{elec}	Energía eléctrica diaria
H_s	Promedio de radiación diaria

N_{mod}	Números de módulos fotovoltaicos
HSP	Horas de sol pico
$V_{T, \text{alm}}$	Tensión de trabajo del subsistema de almacenamiento.
$P_{D, \text{diaria}}$	Profundidad máxima de descarga diaria o superficial de baterías
$P_{D, \text{máx}}$	Profundidad máxima de descarga profunda u ocasional de baterías
N_D	Número de días de autonomía de las baterías
$P_{P, \text{inv}}$	Potencia pico o en servicio intermitente del inversor

GLOSARIO

AlGaAs	Aleación de aluminio y arseniuro de galio.
Amperio	Unidad de medida de la corriente eléctrica en el sistema internacional de unidades.
Armstrongs	Medida de longitud del orden del átomo, equivale a la diez millonésima parte de un milímetro.
Átomo	Es la unidad más pequeña de un elemento químico, que mantiene su propiedad y no se puede dividir, mediante procesos químicos.
AWG	American Wire Gauge.
Campo eléctrico	Es un campo de fuerzas creado por la atracción y repulsión de cargas eléctricas y se mide en voltios por metro (V/m).

Carga eléctrica	Propiedad intrínseca de algunas partículas subatómicas que se manifiesta mediante atracciones y repulsiones que determinan las interacciones electromagnéticas.
Celda Solar	Dispositivo que convierte la energía de la luz del sol en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustión
Constante de Boltzmann	Constante física que relaciona la temperatura absoluta y la energía. Su valor es 1.38×10^{-23} Joules/ ^o K.
Corriente eléctrica	Flujo de carga por unidad de tiempo que recorre un material en una trayectoria, debido a los electrones en el interior.
CTOC	Capa transparente de óxido conductor
Coulomb	Unidad de medida de la carga eléctrica en el sistema internacional de medidas.

Diodo	Dispositivo semiconductor que permite el paso de la corriente en una única dirección.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima
Efecto Fotovoltaico	Proceso mediante el cual una celda solar convierte luz solar en electricidad.
Efecto Joule	Transformación de la energía cinética de los electrones cuando circula corriente eléctrica en calor debido a los choques que sufren con los átomos del material conductor por el que circula.
Electrón	Partícula subatómica con carga eléctrica negativa.
FEM	Fuerza Electromotriz, energía proveniente de cualquier fuente, medio o dispositivo que suministre corriente alterna.
Irradiancia	Magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética, en unidades del sistema internacional .

KWh/m²	Kilovatio hora metro cuadrado, medida de la radiación solar en unidades del sistema internacional.
NEC	National Electric Code (Código Eléctrico Nacional).
PbO₂	Dióxido de plomo
Radiación solar	Conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol.
Resistividad	Grado de dificultad que encuentran los electrones en sus desplazamientos en una trayectoria.
Semiconductor	Elemento cuya conductividad eléctrica puede considerarse situada entre las de un aislante y la de un conductor.
TCNO	Temperatura en Condiciones Normales de Operación.

RESUMEN

Los estudios de instalaciones fotovoltaicas han estado ligados en Guatemala a las áreas rurales donde no cuentan con el servicio de energía eléctrica.

El siguiente documento propone instalaciones eléctricas fotovoltaicas en un nivel industrial, donde se tiene mayor demanda de energía eléctrica, servicio continuo y donde las exigencias de voltajes regulados en comparación de las áreas rurales donde se tienen sistemas fotovoltaicos en Guatemala son mayores.

En los primeros capítulos se exponen términos que nos sirve para cuantificar la cantidad de energía que se puede aprovechar procedente de sol, así como los diferentes instrumentos de medición de radiación solar que nos dan una idea de las características técnicas del lugar donde se quisiera realizar una instalación fotovoltaica.

La conversión de energía solar en energía eléctrica se conoce como efecto fotovoltaico, y se realiza por medio de la celda solar, que se considera como la parte fundamental de la instalación, ya que convierte la energía de la luz de sol en energía eléctrica en forma directa sin la necesidad de algún tipo de combustión.

Las celdas solares pueden estar compuestas de diferentes materiales semiconductores como por ejemplo, silicio, germanio, materiales amorfos como se describe en el capítulo 2, según el material de los módulos fotovoltaicos que están compuestos por varias celdas solares, varían en sus características eléctricas, su eficiencia y su costo.

El sistema fotovoltaico está formado por el subsistema de captación de energía que comprende los elementos para obtener la energía necesaria que la instalación demande, el subsistema de almacenamiento que comprende los dispositivos para almacenar la energía producida por el subsistema de captación, el subsistema de regulación de energía que se encarga de controlar el estado de la carga de las baterías, el subsistema de conversión el cual se encarga de convertir la corriente directa que entregan los módulos fotovoltaicos en corriente alterna que demandan las cargas.

En toda instalación fotovoltaica debe de contar con dispositivos y sistemas de protección para cada uno de los subsistemas antes mencionados, ya que la instalación debe ser confiable para todos los equipos dentro de la misma. En el capítulo 4 se expone las protecciones eléctricas para cada uno de los subsistemas dentro de la instalación fotovoltaica, así como diagramas de conexión y desconexión por medio de fusibles o disyuntores, protecciones contra sobrecorrientes y protecciones contra fallas a tierras del subsistema de captación de energía.

El método desarrollado para diseñar y dimensionar sistemas fotovoltaicos es el llamado método del peor mes, el cual consiste en obtener la información de radiación solar del mes más desfavorable del año del lugar de ubicación de la instalación fotovoltaica, y con base a este mes se realizar los cálculos para los subsistemas que conforman la instalación eléctrica.

OBJETIVOS

General

El objetivo de este trabajo de graduación es el estudio, diseño y dimensionamiento de instalaciones eléctricas fotovoltaicas, para cubrir la demanda de energía eléctrica del sector industrial de Guatemala.

Específicos:

1. Analizar diferentes propuestas de instalación de energía solar fotovoltaica, por medio de paneles solares y compararlas con instalaciones eléctricas convencionales.
2. Describir las protecciones eléctricas para que una instalación de paneles solares sea confiable, segura y que brinde un servicio continuo de energía eléctrica.
3. Evaluar por medio de técnicas estadísticas el impacto económico de la obtención de la energía eléctrica, por medio de paneles solares en comparación con las diferentes tecnologías actuales, para la obtención de la misma.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se buscan otras formas de obtener energía eléctrica dado el incremento de los combustibles convencionales para la generación de la misma, hace que se incremente cada vez el precio de la energía eléctrica.

Ya que la industria guatemalteca se ve afectada con el incremento en precio de la energía eléctrica, se proyecta una solución para prescindir de ella con alternativas como lo es la energía solar fotovoltaica, por medio de la instalación de paneles solares.

La alternativa que ofrece la energía solar tiene cada vez más aceptación. Nos ofrecen actualmente la mejor fuente opcional de energía. Este tipo de energía se encuentra disponible en todas partes del mundo, la tecnología necesaria para aprovecharla está enteramente perfeccionada, no cuesta nada ni está sometida a la inflación, es limpia y no contamina.

Con la instalación de celdas fotovoltaicas se podrá tener un servicio de electricidad autónoma, es decir, que cualquier tipo de proceso industrial pueda generar la energía eléctrica para consumo propio siguiendo el principio de transformar la energía proveniente del sol (por medio de la radiación solar) en energía eléctrica.

En términos medio ambientales, la utilización de la energía fotovoltaica como alternativa de generación de energía eléctrica es de gran beneficio, ya que por ser energía denominada renovable, no contamina el medio ambiente con emisiones de gases de dióxido de carbono (CO₂), evita la denominada lluvia ácida y los gases de efecto invernadero.

Las instalaciones eléctricas mediante paneles solares con el simple hecho de estar instaladas pueden obtener ganancias monetarias, ya que por el acuerdo internacional del protocolo de Kyoto, que tiene por objetivo reducir las emisiones gases que provocan el calentamiento de global, los países industrializados de la unión europea acordaron reducir las toneladas de CO₂, esto lo están realizando por medio de la compra de bonos de carbono, lo que tratan estos bonos es de pagar a países que no están suscritos en el protocolo de Kyoto por las toneladas de CO₂ que dejan de emitir a la atmósfera.

1. CONCEPTOS GENERALES SOBRE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 Energía solar

La energía solar es la energía producida en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión; llega a la tierra a través del espacio en quantums de energía llamados fotones, que interactúan con la atmosfera y la superficie terrestre. La intensidad de la energía solar disponible en un punto determinado de la tierra, de forma complicada pero predecible, del día del año, la hora y la latitud. Además, la cantidad de energía solar que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor.

La característica principal de la energía solar es que es un tipo de energía renovable y confiable, es decir que puede ser utilizada una y otra vez sin temor a que se agote. La utilización de este tipo de energía contribuye a mejorar la calidad de vida sin interferir con el clima; al proveernos electricidad para alimentar los sistemas de calefacción, iluminación eléctrica y cualquier otro tipo de dispositivo que necesite para su funcionamiento electricidad.

El aprovechamiento activo de la energía solar se puede regir bajo dos puntos de vista bien diferenciados: la conversión térmica o aprovechamiento del calor contenido en la radiación solar, y la conversión eléctrica o aprovechamiento de la energía luminosa (fotones), para generar directamente energía eléctrica (efecto fotovoltaico).

1.2 Fundamentos de radiación solar

La radiación solar es la propagación de la energía por el espacio, de forma análoga a la luz. La radiación solar que nos llega, aportando luz y calor establece los ciclos naturales, tales como el ciclo del carbono y el agua, dando indirectamente lugar al resto de formas de energía natural, es decir, toda la actividad atmosférica tiene como fuente energética al sol.

La atmosfera refleja, absorbe y transmite la radiación solar que le llega. Además la combinación de tres factores: distancia de la tierra al sol, diámetro solar y la temperatura del sol determinan el flujo de energía que incide sobre la atmosfera.

La radiación emitida por el sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la tierra, dan por resultado que, sobre la atmosfera terrestre, incida una cantidad de radiación solar casi constante, por lo tanto podemos decir que la constante solar es el flujo de energía proveniente del sol que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a una distancia media de la tierra al sol, fuera de la atmosfera.

En el estudio de la radiación solar son fundamentales los términos de irradiancia y la irradiación, que nos cuantifican la cantidad de energía que se puede aprovechar, en forma de ondas electromagnéticas procedentes del sol.

La irradiancia es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie sobre un plano dado de todo tipo de radiación. Se mide en KW/m^2 . En tanto, el término irradiación se refiere a la energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado y a lo largo de un cierto período de tiempo, se mide en KWh/m^2 .

Al llegar a la superficie terrestre la radiación solar debe atravesar la atmosfera donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la intensidad final.

1.3 Tipos de radiación solar

La clasificación de la radiación solar se realiza por la cantidad de energía que lleve cada fotón que irradie la superficie terrestre.

1.3.1 Radiación directa

Es toda aquella radiación que llega en línea recta desde la fuente. Se caracteriza porque se forman sombras fuertes y bien delimitadas. Un día claro (con sombras fuertes) tiene una radiación directa entre 80 y 85%, un día de sombras difusas (ligeramente nublado) tiene radiación directa menor al 80% y en días de sombra inapreciable, la radiación directa se considera nula.

1.3.2 Radiación difusa

Es toda aquella radiación que no procede directamente de la fuente, porque ha sufrido refracciones (nubes, polvo, etc.). Estas sustancias traslucidas y transparentes, refractan el rayo solar y le cambian de dirección. En días claros, se puede considerar que un 20% de la radiación total es difusa y que en días sin sombras, la radiación es totalmente difusa.

1.3.3 Radiación reflejada

Es toda aquella radiación que llega reflejada por superficies de cuerpos sólidos cercanos, con alto y mediano índice de reflexión (concreto, ventanales, rótulos, etc.) o por parte de la superficie terrestre (nieve, lagos, ríos, etc.).

De los tipos de radiación antes mencionados, la mejor calidad energética la tienen los rayos directos, pero en nuestro país predomina la radiación difusa en algunas regiones y/o épocas del año. Se puede decir que la energía solar térmica aprovecha, tanto la luz directa como la difusa y para la conversión fotovoltaica, la radiación directa.

1.3.4 Radiación global

La radiación global es la suma de la radiación que procede directamente del disco solar (radiación directa) y la radiación solar dispersada a su paso por la atmósfera (radiación difusa).

1.4 Instrumentos de medición de radiación solar

La medición de radiación solar es un proceso clave para definir el aprovechamiento de la energía solar, ya que por medio de esta se puede conocer la incidencia que hay en la superficie terrestre de los diferentes tipos de radiación solar. En la tabla I, se indican los diferentes tipos de instrumentos usados para medición de radiación solar, así como los tipos de radiación para los cuales se utilizan.

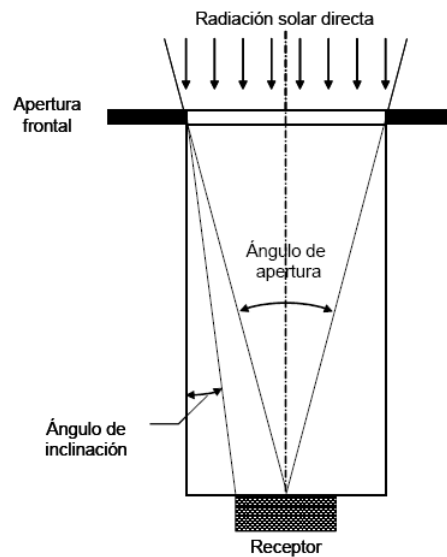
Tabla I. Instrumentos para la medición de radiación solar

Tipo de instrumento	Parámetro de medida
Piranómetro	Radiación directa, radiación difusa Radiación solar reflejada.
Pirheliómetro	Radiación directa
Actinógrafo	Radiación global
Heliógrafo	Brillo solar

1.4.1 Medición de la radiación solar directa

La radiación solar directa se mide por medio de pirheliómetros, instrumentos cuya superficie receptora se dispone perpendicularmente a los rayos solares incidentes.

Figura 1. Geometría básica de los pirheliómetros



Fuente: Valeriano Ruiz Hernández, **Radiación solar medidas y cálculos**, Página 27

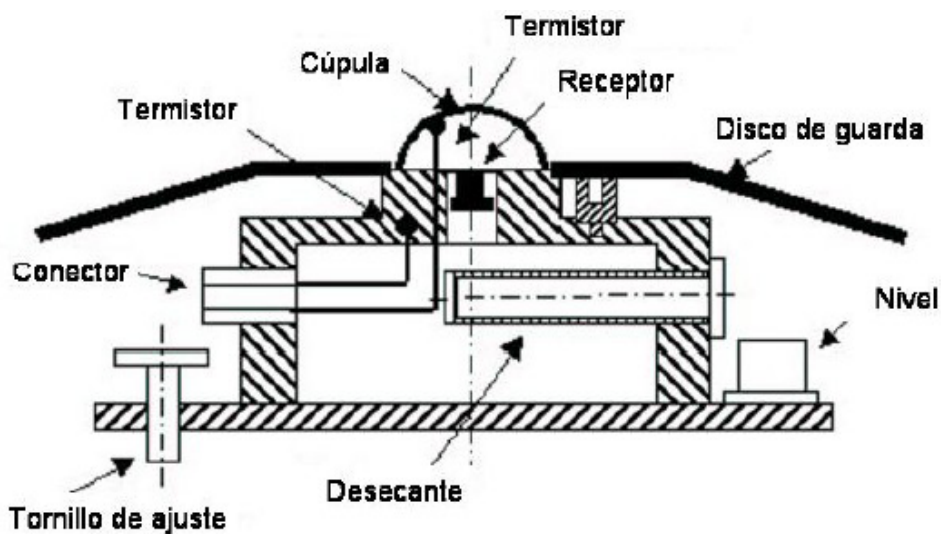
El pirheliómetro es un instrumento que se enfoca directamente al Sol para medir exclusivamente la radiación que proviene de él y de sus alrededores cercanos. El pirheliómetro debe contar con un sistema de movimiento de relojería para seguir al Sol con gran precisión.

1.4.2 Medición de la radiación difusa

El instrumento para medir la radiación solar difusa es el piranómetro. Consta de dos cúpulas, cuya función principal es filtrar la radiación infrarroja procedente de la atmósfera y la radiación de onda corta procedente del Sol, evitando que alcance al receptor.

El cuerpo del instrumento está constituido por una pieza cilíndrica de bronce protegida por un disco de guarda pintado para reducir la absorción de irradiancia solar, aloja la circuitería electrónica y sirve de sumidero de calor para la unión fría de la termopila. El instrumento está dotado de un desecante (usualmente es silica gel) para evitar la condensación en el interior del instrumento y de un nivel de burbuja para facilitar la nivelación. Mientras que su respuesta espectral es prácticamente plana en todo el intervalo de interés, la mayor fuente de incertidumbre es su respuesta direccional.

Figura 2. Esquema de un piranómetro



Fuente: Valeriano Ruiz Hernández, **Radiación solar medidas y cálculos**, Página 30

Algunos piranómetros son llamados B/N (blanco y negro). Estos emplean una termopila, en este caso pintada de blanco y negro, como receptor. Las uniones frías de la termopila están unidas a la pintura blanca del detector y las uniones calientes a la pintura negra.

Al no requerirse mucha masa térmica para estabilizar las uniones frías, la señal es proporcional a la diferencia de temperatura ente las uniones frías y las uniones calientes.

1.4.3 Medición de la radiación global diaria

Para medir la radiación global diaria, se utiliza el instrumento llamado *Actinógrafo*. Este sensor está formado de tres láminas bimetálicas de iguales dimensiones, compuestas por dos metales de distintos coeficientes de dilatación. Posee una pluma inscriptora que registra sobre una faja de papel el desplazamiento producido, este se coloca sobre un tambor que gira con velocidad constante mediante un sistema de relojería.

Todo el equipo está protegido por una caja metálica que posee una cúpula semiesférica, transparente a la radiación global. Por debajo, se encuentra el sensor y el disco que tiene como objeto impedir el paso de la radiación al interior del actinógrafo. Debe instalarse perfectamente horizontal, la cúpula semiesférica se orienta hacia arriba para que reciba radiación en ángulo de 180°.

1.4.4 Medición del brillo solar o insolación

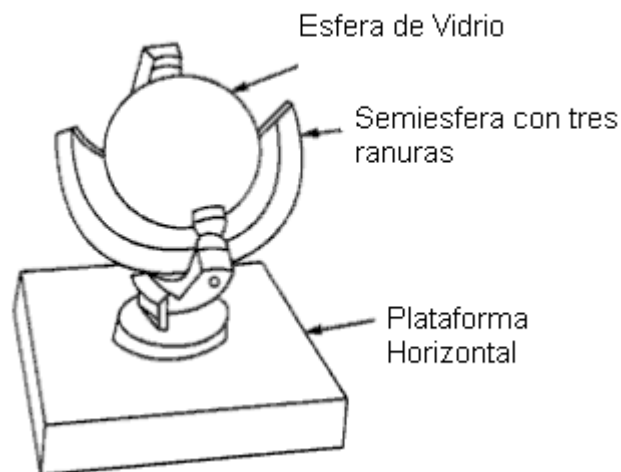
El instrumento que se utiliza para medir la duración del brillo solar se llama *Heliógrafo*. Consta de una esfera de cristal que actúa como lente convergente en todas direcciones, el foco se forma sobre una banda de registro de cartulina teñida de azul que se dispone concéntricamente con la esfera. Cuando el sol brilla, quema la caratula dejando marcado sobre la banda un surco en la salida hasta la puesta del sol. Puede utilizarse una brújula para orientar el instrumento al meridiano.

La banda se fija por medio de ranuras a un soporte curvo y concéntrico con la esfera y tiene impresa una escala de 30 minutos. Si el sol luce durante todo el día sobre la banda se forma una traza carbonizada continua y la duración del brillo solar o de la insolación se determina midiendo la longitud de la traza carbonizada. Si el sol brilla de forma discontinua, dicha traza es intermitente. En este caso, la insolación se determina sumando la longitud de las trazas resultantes.

Para obtener un registro correcto de las horas de sol, es fundamental que el instrumento este bien orientado. La instalación debe hacerse de forma que el instrumento sea paralelo al eje del mundo (eje polo N-S terrestre) y que su plano de simetría coincida con el plano meridiano del lugar de medición.

El más utilizado es el llamado Campbell-Stokes. El nombre se deriva porque fue inventado en Inglaterra por Campbell en 1853 y fue modificado por Stokes en 1879.

Figura 3. Heliógrafo Campbell-Stokes



Fuente: H.P. Garg, **Solar Energy, Fundamentals and Application**, Página 40

En la cara interior del instrumento, el soporte presenta tres sistemas de ranuras destinadas a tres sitios diferentes de fajas, que deben utilizarse según la época del año, de acuerdo con las variaciones de la declinación del sol. Por ejemplo:

- a) Desde comienzos de marzo hasta mediados de abril y desde comienzos de septiembre hasta mediados de octubre (alrededor de cada equinoccio) se utilizan bandas rectas. Son llamadas bandas equinocciales y se acoplan a las ranuras centrales del soporte.

- b) Desde la mitad de octubre hasta fin de febrero se utilizan curvas cortas, que se colocan en las ranuras superiores.

- c) El resto del año, de mediados de abril hasta el fin de agosto, se usan bandas curvadas largas, colocadas entre las ranuras inferiores.

2. CELDA SOLAR

Una celda solar es un dispositivo que convierte la energía de la luz del sol en energía eléctrica en forma directa, sin la necesidad de piezas móviles o algún tipo de combustión. El efecto fotovoltaico, es decir, la conversión de la luz solar en electricidad se produce en materiales conocidos como semiconductores, los cuales son materiales cuya conductividad puede ser modificada, y además generar una corriente eléctrica con cargas negativas, positivas o ambas.

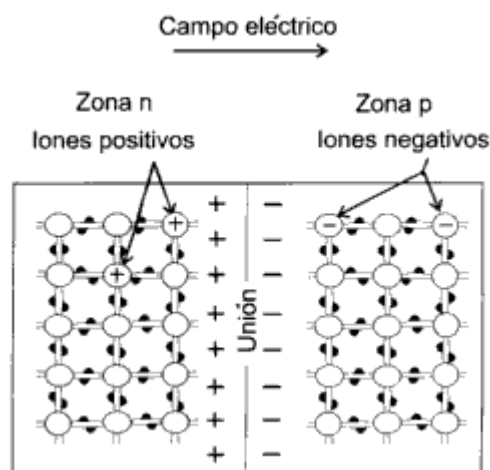
Al incidir los rayos del sol en un semiconductor, algunos de los electrones de la banda de valencia absorben energía de los fotones y pasan a la banda de conducción donde pueden ser llevados fácilmente a un circuito externo generando por tanto una corriente eléctrica.

El funcionamiento de la celda solar se basa en la formación de uniones entre materiales semiconductores con distintos dopajes; estas uniones generan un campo eléctrico. Se denomina unión $p-n$, al contacto entre una zona de tipo “ p ” y una zona de tipo “ n ” de un mismo semiconductor, no presentándose en la unión discontinuidad notable de la red cristalina. La primera de dichas zonas tiene mayoría de cargas positivas libres o comúnmente llamadas huecos como portadores de carga, con los correspondientes iones negativos ligados a la red cristalina; la otra zona, de tipo n , tiene, en cambio, una mayoría de electrones libres como portadores de carga y los correspondientes iones positivos ligados.

Al poner en contacto un semiconductor tipo “*p*” con un tipo “*n*”, la movilidad de los electrones hace que estos se difundan hacia el primero, dejando atrás una capa positivamente cargada por los átomos donantes. De forma análoga, los huecos se difunden hacia la zona tipo “*n*” dejando una zona cargada negativamente. Próxima a la unión, se origina una zona sin, prácticamente, cargas móviles.

De este modo, suponiendo el cristal aislado, las cargas fijas de los átomos dopantes dan lugar al establecimiento de una diferencia de potencial estática de equilibrio entre ambas regiones que impide la continuación de las corrientes de difusión de unos y otros portadores a través de la unión y, por tanto, la igualación de las concentraciones de portadores de carga de ambas zonas, como se muestra en la figura 4.

Figura 4. Formación de campo eléctrico en unión p-n



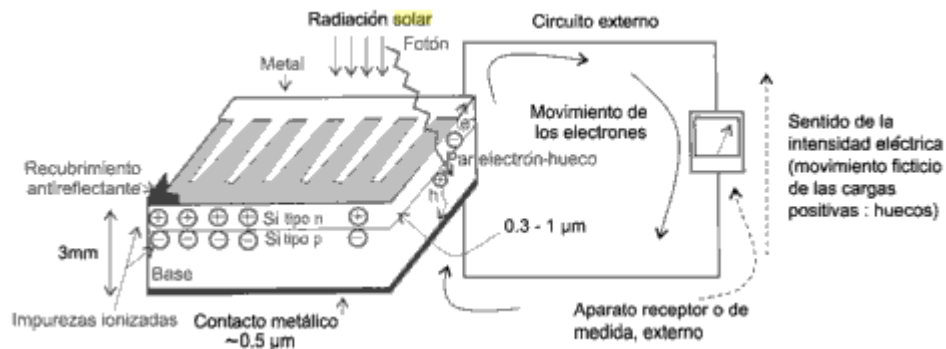
Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 140

La diferencia de potencial generada es del orden de unos 0.5 V en caso del Silicio. El campo eléctrico creado en esta unión empuja a nuevos electrones y huecos promovidos a la banda de conducción a moverse en direcciones opuestas, siendo expulsados fuera de la zona de unión, de modo que, si se conecta un circuito eléctrico exterior, se establece una corriente eléctrica, originada por los electrones que han sido expulsados por el campo eléctrico y que, tras recorrer el circuito eléctrico externo, vuelven a entrar en el semiconductor por la cara opuesta. Las celdas solares se comportan de igual manera que un diodo semiconductor.

2.1 Estructura de una celda solar

Una celda fotovoltaica convencional de silicio se fabrica a partir de una barra cristalina de silicio dopado con boro, cortado en discos de un espesor de 0.3 mm. Una de sus caras se coloca en una atmósfera gaseosa, a alta temperatura, rica en fósforo con que, mediante procesos de difusión, se consigue una elevada concentración de fósforo en dicho extremo (en un espesor de 0,3 y 1 mm, aproximadamente), superior a la concentración inicial del boro. Con ello, se constituye una unión p-n, fundamento de la celda solar fotovoltaica. Seguidamente, se deposita una rejilla conductora metálica sobre esta cara, y una capa metálica conductora sobre la cara opuesta, a fin de que actúen de electrodos colectores de las cargas eléctricas generadas y para establecer las conexiones eléctricas entre celdas.

Figura 5. Esquema de una celda solar fotovoltaica a un circuito eléctrico



Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 143

Cuando el flujo de fotones incide sobre la celda construida a partir de la unión entre semiconductores tipo “p” y tipo “n” descritos anteriormente, parte de ellos son absorbidos en el material. Los fotones que poseen una energía mayor al salto energético entre la banda de conducción y la de valencia pueden ser absorbidos y forzar el salto de un electrón entre estas dos bandas.

Cuando este salto deja un hueco en la banda de valencia, se dice que la absorción de un fotón genera un par *electrón-hueco*. Si esta generación tiene lugar a una distancia de la unión inferior a la denominada *longitud de difusión*, existe una alta probabilidad de que estos portadores de carga eléctrica (el electrón y el hueco) sean separados por el elevado campo eléctrico existente en la unión p-n, produciéndose la separación de ambas cargas, el electrón se desplaza hacia la zona “n”.

Si se conectan ambas regiones mediante un circuito eléctrico exterior, se establece una corriente eléctrica a través de éste. En esto consiste, precisamente el efecto fotovoltaico.

El diseño estructural de la celda solar depende de las limitaciones del material utilizado para la fabricación de la misma. Los tres diseños básicos son:

- Homounión
- Heterounión
- Multiunión o multijunta

En la *Homounión* el material más utilizado es el silicio cristalino, con el lado tipo “*p*” dominado por los huecos y el lado tipo “*n*” dominado por los electrones negativos. Requiere el uso de materiales que puedan ser de tipo “*p*” y de tipo “*n*” al doparlos, y no muchos materiales fotovoltaicos tiene esta propiedad.

En la *Heterounión* el material más utilizado en este tipo de diseño es el *CIS*, donde la ensambladura está formada con dos semiconductores *CdS* y *CuInSe₂* (*Diselenio de cobre-indio*). Esta estructura se elige a menudo para producir celdas hechas de los materiales de película delgada que absorben la luz mucho mejor que el silicio. Este diseño no precisa que el material sea tipo “*p*” y tipo “*n*”.

Y en la *Multiunión* con este tipo de diseño se consigue eliminar la limitación impuesta por la banda prohibida, que más adelante se explica, puesto que utiliza celdas diferentes con más de una junta para generar un voltaje. Este tipo de celdas son conocidas como celdas multiunión, multijunta, de cascada o tándem.

Los dispositivos multijunta pueden lograr una mayor eficiencia en la conversión total porque pueden convertir una fracción más grande del espectro luminoso en electricidad. Un dispositivo multijunta es un conjunto de celdas individuales de una sola junta, colocadas en orden descendente según el ancho de su banda prohibida.

La estructura física, o arreglo atómico, de los semiconductores con los que se pueden fabricar las celdas solares se puede dividir en tres grupos:

- Cristal simple
- Policristalino
- Amorfo

La estructura del cristal simple se caracteriza por un ordenamiento periódico de átomos obteniendo una forma geométrica tridimensional de un paralelepípedo. Tal es el caso del silicio el cual comparte cada uno de sus cuatro electrones de valencia en una unión covalente con cada átomo vecino de silicio.

El sólido por lo tanto, consiste en una unidad básica de cinco átomos de silicio, el átomo original más los cuatro átomos con los que comparte sus electrones de valencia.

Un material policristalino está compuesto de varias subsecciones, cada una de ellas con forma cristalina, estas subsecciones tienen una orientación independiente y regularmente, en sus interfaces se producen discontinuidades.

Un material amorfo no tiene una regularidad en su arreglo atómico, las celdas solares que son fabricadas con materiales policristalinos, son menos costosas de construir, por unidad de área, que las celdas solares de cristal simple; sin embargo tiene una menor eficiencia y a menudo una mayor sensibilidad a los cambios en las condiciones ambientales.

2.1.1 Banda prohibida

Para que se produzca un movimiento de electrones dentro del semiconductor, éstos deben absorber energía para poder acceder a una banda de energía capaz de provocar este flujo. La banda prohibida es la cantidad de energía requerida para desalojar un electrón de su enlace covalente y permitir que se convierta en parte de un circuito eléctrico, es decir, que para que se produzca una corriente eléctrica cuando incide la energía sobre el material semiconductor, es necesario que los fotones tengan una energía mayor que un valor mínimo determinado. A este valor mínimo también se le denomina “gap” de energía y se suele expresar en electrón-voltios.

$$1 \text{ eV (electrón-voltio)} = 1.602 \times 10^{-19} \text{ J (joules)}$$

Si los materiales utilizados en la fabricación de las celdas solares tienen una banda prohibida (E_g) muy pequeña, se desaprovechara mucha energía, en cambio si la E_g es muy grande, las celdas solares se mostrarían transparentes y se pudiera aprovechar con más eficiencia la energía solar. El valor optimo de la banda prohibida esta en torno a 1.5 eV.

Para liberar un electrón, la energía de un fotón debe ser por lo menos tan grande como la energía de la banda prohibida. Sin embargo, los fotones con más energía que la banda prohibida liberarán esa energía adicional como calor al liberar electrones.

Es importante que una celda solar sea ajustada, a través de modificaciones a nivel de estructura molecular del silicio, para optimizar la energía del fotón. La clave para obtener una celda solar eficiente es convertir tanta luz del sol como sea posible en electricidad.

2.1.2 Conducción intrínseca y dopaje

Al aumentar la temperatura de un cristal semiconductor, algunos de los electrones recibirán la suficiente energía térmica como para alcanzar la banda de conducción, en donde pueden formar parte de un flujo de electrones o corriente. Al perder un electrón, la banda de valencia produce un espacio, con carga positiva. La banda de valencia, al no estar completa, también sirve como medio para el transporte de corriente.

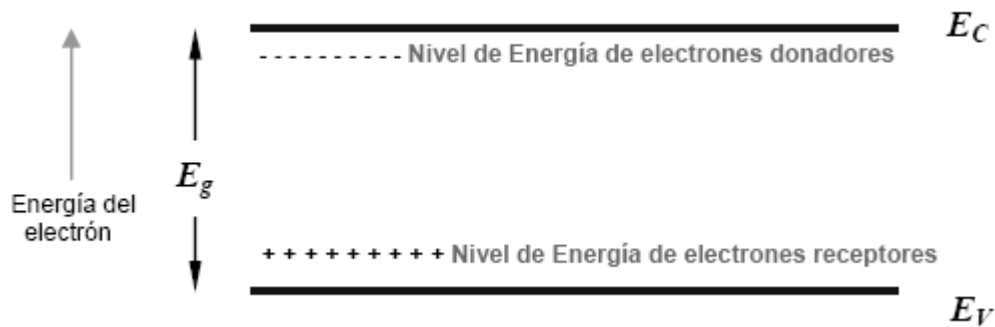
En un semiconductor puro y alrededor del cero absoluto (0° K), el número de huecos en la banda de valencia es igual al número de electrones en la banda de conducción. En condiciones normales la más probable distribución es que los electrones estén en la banda de conducción y los huecos en la de valencia, que es donde se minimiza la energía del cristal.

La alteración de conducción intrínseca es muy pequeña, casi despreciable, por lo que se aprovecha la propiedad de los semiconductores de alterar su conductividad con pequeñas cantidades de ciertos átomos llamados *impurezas*, este proceso es también conocido como dopaje. Dichas impurezas, dependiendo del átomo usado, entrega electrones o huecos adicionales, provocando que el material quede con portadores de carga negativa o positiva. Si la impureza se deriva en electrones adicionales, la impureza es conocida como *donante*, y si el efecto es una adición de huecos la impureza se conoce como *receptor*.

Para un átomo donante, la energía de los electrones, E_c , está ligeramente por debajo de la banda de conducción, como se muestra en la figura 6, por lo que el electrón puede alcanzar fácilmente energía para excitarse y entrar en la banda de conducción, donde actúa como portador de carga.

En un átomo receptor el nivel de energía de los electrones que lo orbita, E_A , está ligeramente por encima de la banda de valencia, en esta situación los electrones de la banda de valencia pueden ser fácilmente excitados por los átomos receptores.

Figura 6. Banda de energías de los electrones



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 15

2.1.3 Recombinación y tiempo de vida de portadores

Es posible estimular a los electrones de la banda de valencia para que estos pasen a la banda de conducción, con periodos de luz con longitudes de onda lo suficientemente cortas. Este proceso crea un par electrón–hueco. No todos esos pares electrón–hueco pueden ser recogidos y separados para formar una corriente, una fracción de ellos se recombinará dentro del semiconductor. Hay dos regiones en donde ocurre dicha recombinación, la primera, en el volumen interno del cristal, caracterizado por una estructura de red cristalina regular y periódica en donde están unidos los átomos, junto con un pequeño porcentaje de receptores y/o donadores, y un pequeño número de defectos, que son irregularidades en la periodicidad del cristal.

La otra región en la cual ocurre la recombinación es la superficie del cristal, caracterizado por el término de la estructura cristalina del semiconductor y la presencia de átomos foráneos sobre la superficie, en una región alrededor de 20 a 100 amstrongs de grueso.

La recombinación en la superficie depende también de factores que no dependen del cristal, por ejemplo en una típica celda solar de silicio, se produce una oxidación en la superficie provocando que las cargas de impurezas sean atrapadas en este óxido. La recombinación ocurre en niveles defectuosos de la banda prohibida, es decir desde la banda de valencia hasta la banda de conducción, debido a la energía que produce un fotón, o de un portador energético de carga.

En la construcción de celdas solares es de gran importancia que el tiempo de vida sea lo más alto posible, para preservar la generación óptica de pares electrón–hueco. En semiconductores tales como el germanio y el silicio es mucho mayor que en otros materiales.

2.1.4 Campo eléctrico interno la juntura P-N

El hecho de iluminar el silicio cristalino puede liberar electrones dentro del enrejado cristalino, pero para que estos electrones sean útiles se deben separar las cargas eléctricas. La celda solar de silicio debe tener un campo eléctrico interno incorporado. Uno de los métodos más utilizados para producir este campo eléctrico interno es la presencia de una juntura dentro de un semiconductor.

La celda del silicio, el tipo más común de celdas solares, tiene dos regiones dentro del semiconductor, una región “p” dopada con Boro, el cual tiene tres electrones de valencia (uno menos que el silicio) provocando una región con alta concentración de huecos. La otra región tipo “n” se obtiene al dopar el silicio con Fósforo, el cual tiene cinco electrones de valencia (uno más que el silicio) provocando una región con alta concentración de electrones. La diferencia de concentración entre electrones y huecos, entre ambas regiones provoca un campo eléctrico permanente que se encarga de separar los electrones y huecos adicionales que aparecen cuando la celda es iluminada con la luz del sol.

2.1.5 Características óptimas de funcionamiento

En una celda solar los fotones son absorbidos por el lado de la región “p”, por lo que es muy importante ajustar esta capa a las características de fotones entrantes para absorber tantos como sea posible, y así, liberar la mayor cantidad de electrones. Otro desafío es guardar los electrones para que se reúnan con los huecos y se recombinen con ellos antes de que puedan escaparse de la celda. Para hacer todo esto, se diseña el material para liberar los electrones tan cerca como se puede de la juntura, de modo que el campo eléctrico pueda ayudar a enviar los electrones libres a través de la capa de conducción (región “n”) y hacia fuera en el circuito eléctrico.

Optimizando todas estas características, mejoramos la eficiencia de conversión de la celda, que es cuanto de la energía de la luz es convertida en energía eléctrica por la celda.

2.1.6 Contactos eléctricos

Los contactos eléctricos son esenciales para una celda fotovoltaica ya que son el puente de conexión entre el material semiconductor y la carga eléctrica externa.

Los contactos traseros de la celda, el lado que está lejos de los rayos solares, son relativamente simples. Consisten generalmente en una capa de metal de aluminio o de molibdeno y cubre la cara posterior de la celda en forma completa, mientras que el contacto delantero, el que está en contacto con los rayos solares, es más complejo. Cuando la luz del sol ilumina la celda, una corriente de electrones fluye toda sobre su superficie. Si se unen contactos solamente en los bordes de ella, no trabajara bien debido a la gran resistencia eléctrica de la capa superior del semiconductor. Solamente un número pequeño de electrones haría contacto.

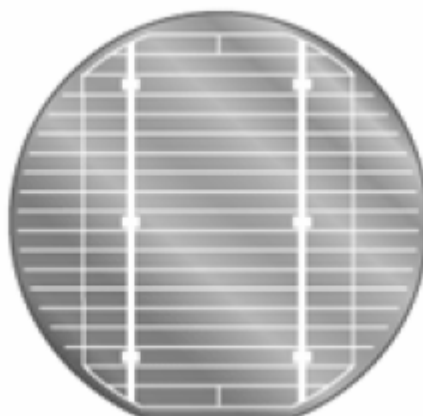
Con el fin de recolectar más corriente, se debe poner contactos a través de la superficie entera de la celda. Esto se hace normalmente con una "rejilla de tiras" de metal. Sin embargo, poner una rejilla grande, la cual es opaca, en la tapa de la celda daría sombra a las partes activas de esta misma, y por ende reduciría la eficiencia de conversión en forma considerable. Para mejorar la eficiencia de conversión, se debe reducir al mínimo estos efectos que ensombrecen la superficie de contacto con los rayos solares.

Otras pérdidas que hay que tratar de reducir al mínimo son las pérdidas por resistencia eléctrica de la rejilla al entrar en contacto con el material de la misma. Estas pérdidas se relacionan con la característica del material de la celda solar de oponerse al flujo de una corriente eléctrica, lo cual da lugar al calentamiento del material.

El diseño de las rejillas de las celdas solares se considera un enrejado con tiras finas, dispuestas en cada parte de la superficie de la celda. Las rejillas deben tener baja resistencia para conducir bien, pero a la vez no bloquear mucha de la luz entrante.

Esta clase de rejilla mantiene pérdidas de la resistencia bajas, mientras que ensombrece solamente cerca del 3% al 5% de la superficie de la celda. Un acercamiento a esta rejilla se muestra en la figura 7

Figura 7. Rejilla de contacto en la superficie iluminada de la celda



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 21

Una de las formas de fabricar estas rejillas es depositar vapores metálicos en una celda a través de una máscara o pintarlos vía un método de pantalla-impresión. La fotolitografía es el método preferido para conseguir altas calidades; este método implica transferir una imagen vía fotografía, como una impresión moderna.

Una alternativa a los contactos metálicos de la rejilla es un capa transparente de óxido conductor (CTOC) tal como el óxido de estaño (SnO_2). La ventaja del óxido conductor es que son casi invisibles a la luz entrante, y forman un buen puente entre el material del semiconductor y el circuito eléctrico.

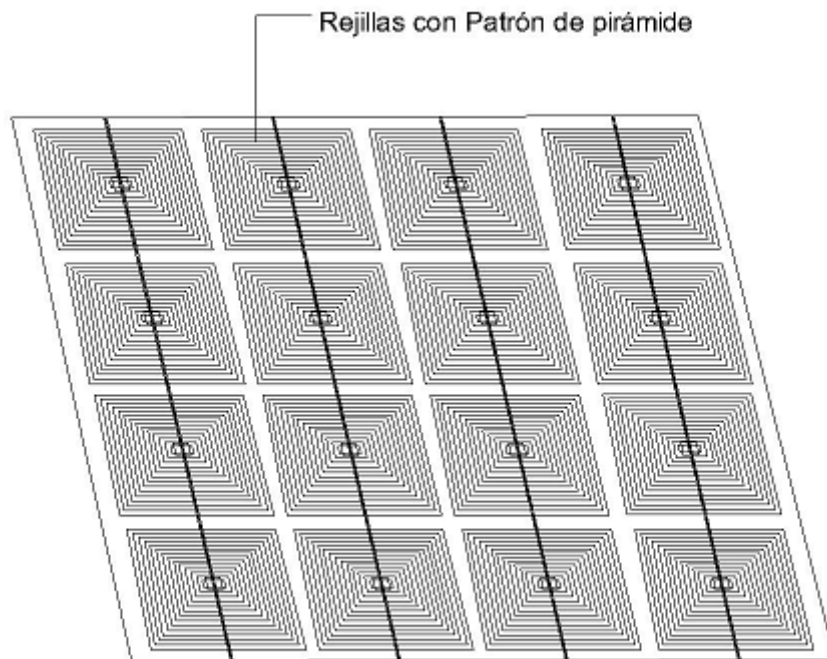
2.1.7 Capa antirreflectante

Es muy importante que los semiconductores que constituye una celda solar puedan actuar como un espejo para reducir al mínimo la cantidad de luz reflejada de modo que el material semiconductor pueda capturar tanta luz como sea posible y utilizar los electrones que se liberan. Podemos mencionar al silicio que es un material gris brillante que puede actuar como un espejo, reflejando más del 30% de la luz que incide sobre él.

Dos técnicas se utilizan comúnmente para reducir la reflexión. La primera técnica es cubrir la superficie superior con una capa delgada de monóxido de silicio (SiO). Una sola capa reduce la reflexión superficial cerca del 10% y una segunda capa puede bajar la reflexión a menos del 4%.

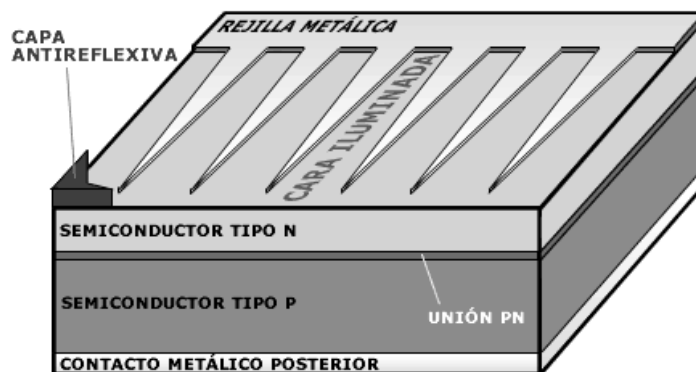
La segunda técnica es texturar la superficie superior. Se crea un patrón de cono o pirámides como se muestra en la figura 8, que capturan los rayos del sol que, de otra manera, pudieran ser desviados lejos de la celda. La luz reflejada es redirigida debajo en la celda, donde tiene otra oportunidad de ser absorbida.

Figura 8. Texturizado de Superficie superior de celdas solares



En la figura 9, se muestra una estructura completa de una celda solar convencional con todas las partes que anteriormente se describieron

Figura 9. Estructura de una celda Solar



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 23

2.2 Tipos de celdas solares

Los dispositivos fotovoltaicos de aplicación a la conversión de la energía solar deben construirse con materiales semiconductores sensibles a la radiación solar de forma que el efecto fotovoltaico se produzca de una forma eficiente.

No solamente es preciso disponer de un semiconductor sensible a todas las longitudes de onda del espectro solar, sino que además debe ser posible fabricar en serie con él, uniones fotovoltaicamente eficientes y a un costo moderado. Es claro que el rendimiento y costo son los dos parámetros fundamentales del éxito de una tecnología de celdas solares.

Se describen a continuación los rasgos más destacados de algunos tipos de celdas solares:

- a) Silicio mono y multicristalino, donde se pone énfasis en los aspectos de mejora del rendimiento mediante el diseño de estructuras sofisticadas.
- b) Materiales de la familia de los semiconductores III-V de la tabla periódica por ejemplo el Galio, arsénico, etc., poniendo énfasis en las aleaciones ternarias (GaAs) como método de resolver el problema de la recombinación superficial.
- c) Materiales de la familia de semiconductores II-VI como potencial alternativo de bajo costo y película delgada.
- d) Celdas solares de la familia de silicio amorfo con el énfasis en su integrabilidad en módulos.

2.2.1 Celdas solares de silicio monocristalino

Sin duda son las celdas solares más populares industrialmente, beneficiándose de la madurez alcanzada por la tecnología del silicio. El material semiconductor absorbe una fracción importante del costo de la celda por lo que ha habido intensos esfuerzos por conseguir silicio multicristalino con el que se pudiera producir celdas solares de rendimientos suficientemente altos.

Las celdas solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido. Durante el proceso de fabricación de estas celdas, las láminas de silicio obtenidas a partir de este único cristal cilíndrico son tratadas hasta convertirlas en células solares de silicio monocristalino. La eficiencia de las celdas solares de silicio monocristalino varían entre un 14% a un 18%.

2.2.2 Celdas solares de silicio multicristalino

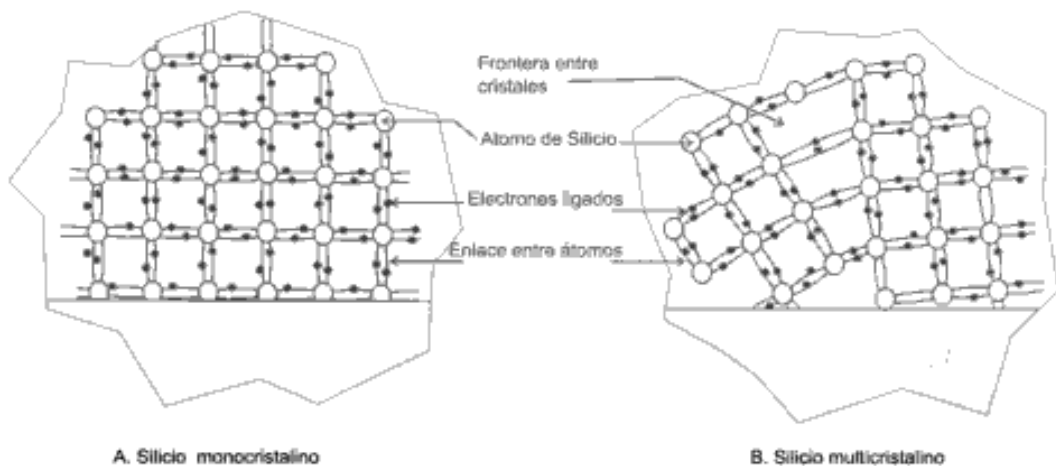
Las celdas solares de silicio multicristalino, se fabrican a partir de silicio fundido en bloques. De este proceso resultan cristales de tamaño relativamente grande con límites intercristalinos claramente visibles. De los bloques de silicio se extraen en primer lugar unos bloques rectangulares, a partir de los cuales se cortan laminas de silicio que posteriormente se procesaran para la fabricación de celdas solares de silicio multicristalino. La eficiencia de las celdas solares fabricadas de silicio multicristalino, es de un 12% a un 16%, suele ser inferior que las fabricadas de silicio cristalino.

2.2.2.1 Diferencia entre las celdas fabricadas con silicio monocristalino y multicristalino

La diferencia entre el silicio monocristalino y el multicristalino, es que el primero es caracterizado por una disposición ordenada y periódica en sus átomos, de forma que solo tiene una orientación cristalina, es decir que todos los átomos están dispuestos simétricamente como se muestra en la figura 10. Presentan un color azulado oscuro y con un cierto brillo metálico, y alcanzan un rendimiento de hasta el 18%. Mientras que en el segundo el silicio es depositado sobre otro sustrato, como una capa de 10 a 30 micrómetros y el tamaño de las rejillas entre 1 micrómetro y 1 milímetro.

Las direcciones de alineación van cambiando en cierto tiempo durante el proceso de deposición. Alcanzan rendimientos de hasta el 16%.

Figura 10. Diferencias estructurales entre el silicio monocristalino y multicristalino

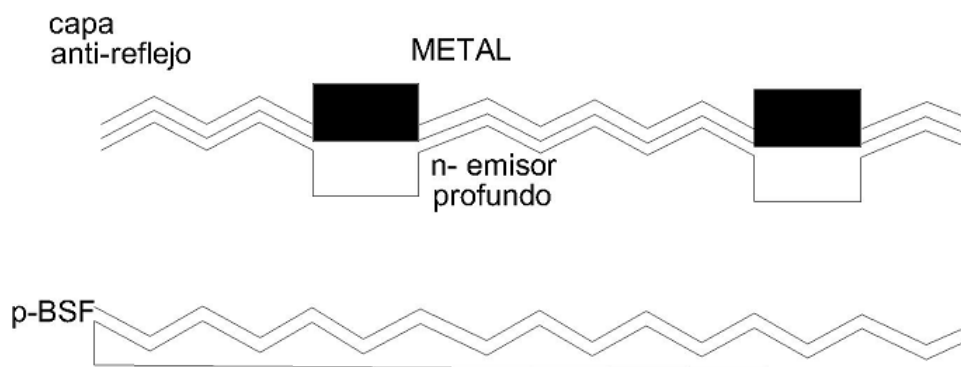


Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 153

2.2.3 Celdas solares de silicio de alto rendimiento

Se fabrican en la actualidad las celdas de alto rendimiento en estructuras bastante sofisticadas, una representación esquemática se muestra en la figura 11.

Figura11. Esquema de sección transversal de una celda solar de silicio



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 30

Se representa en la figura 11 esquemáticamente la implementación de la texturización superficial del silicio y la existencia de dos diseños distintos de emisor. La superficie frontal se encuentra pasiva por un óxido muy fino y por una capa antirreflejo. La superficie dorsal se encuentra totalmente contactada por el metal posterior.

2.2.4 Celdas solares de compuestos III-V

En el desarrollo que ha experimentado la tecnología fotovoltaica, los semiconductores compuestos, conseguidos mediante la mezcla estequiométrica de átomos de los grupos III (nos referimos al boro, aluminio, galio, indio y talio) y V (en el grupo V encontramos nitrógeno, fósforo, arsénico, antimonio y bismuto) de la tabla periódica de los elementos, tienen un papel relevante por varios motivos. Algunos de los semiconductores empleados para la construcción de celdas solares son de los grupos III y V son: Indio Fósforo (InP), Galio Arsénico (GaAs), Aluminio Antimonio (AlSb).

En primer lugar, una parte de estos semiconductores tiene el gap directo (cuando un fotón incide solo crea un par electrón-hueco). En porcentajes mayores al 90% de la corriente fotogenerada se produce en muy pocas micras de material a partir de la superficie. Esta circunstancia tiene un indudable interés en la tecnología fotovoltaica puesto que se precisa poco material semiconductor para hacer celdas solares de rendimientos elevados. Teniendo en cuenta que los semiconductores compuestos III-V tiene el inconveniente que su costo de producción es bastante elevado, por el costo de las especies y por su tecnología.

Desde el punto de vista tecnológico, estos materiales son de aplicación en dispositivos para comunicaciones ópticas y circuitos de alta velocidad o alta frecuencia, lo que genera la tecnología necesaria para que sea útil en la producción de dispositivos fotovoltaicos.

En particular pueden producirse aleaciones de más de un compuesto binario para crear semiconductores ternarios, así como aleaciones de ternarios para producir cuaternarios.

La aplicación fotovoltaica tiene unos requisitos muy claros que satisfacer: es preciso disponer de semiconductores de anchura de banda prohibida de 1.5 eV; es preciso poder hacer uniones p-n con ellos, es necesario poder crear dispositivos sobre un sustrato que sea barato y por último se debe alcanzar rendimientos de valor elevado.

2.2.5 Celdas solares AlGaAs-GaAs

Son semiconductores compuestos formados por una mezcla de tres y/o dos elementos, en el caso de las celdas solares de AlGaAs los elementos son aluminio, galio y arsénico, y las celdas solares de GaAs únicamente de galio y arsénico. El galio es un subproducto de la fundición de otros materiales, como del aluminio y del zinc.

El uso de las heteroestructuras de los elementos de las columnas III-V en la fabricación de las celdas solares puede incrementar aún más con la eficiente conversión de la energía solar en energía eléctrica. Esto es debido a que el arseniuro de galio (GaAs), tiene una banda prohibida (E_g) con un valor de 1.43 eV, casi ideal para la máxima eficiencia de aprovechamiento del espectro solar para una sola unión, tiene una absorbencia que permite una celda de solamente algunos micrones para absorber la luz del sol.

Al contrario de las celdas solares de silicio, las celdas de arseniuro de galio son relativamente insensibles al calor. Las temperaturas de la celda pueden ser muy altas. Las aleaciones hechas de GaAs y aluminio (AlGaAs) tienen características que son complementarias a las del arseniuro de galio, permitiendo gran flexibilidad en el diseño de la celda solar.

Una de las ventajas más grandes del arseniuro de galio y de sus aleaciones con otros elementos es que es favorable a una amplia gama de diseños, los que permite que el diseñador de la celda controle exactamente la generación de electrones y de huecos. La heteroestructura de estos elementos es iluminada por la incidencia de los rayos del sol.

2.2.6 Celdas monolíticas para dispositivos multiespectrales

De las limitaciones del rendimiento, se desprende la existencia de una relación muy directa entre la anchura de banda prohibida del material y la porción del espectro solar utilizable por el dispositivo fotovoltaico. Existe la posibilidad de dividir el espectro solar en partes de forma que cada parte sea aprovechada por una celda solar de gap distinto. Por ejemplo, si una de las celdas es de silicio, la parte aprovechada del espectro solar será la de longitudes de onda inferiores a 1.1 μm aproximadamente, siendo las longitudes de onda más cortas en las cuales el aprovechamiento es menor porque solo una parte de la energía de los fotones es aprovechada.

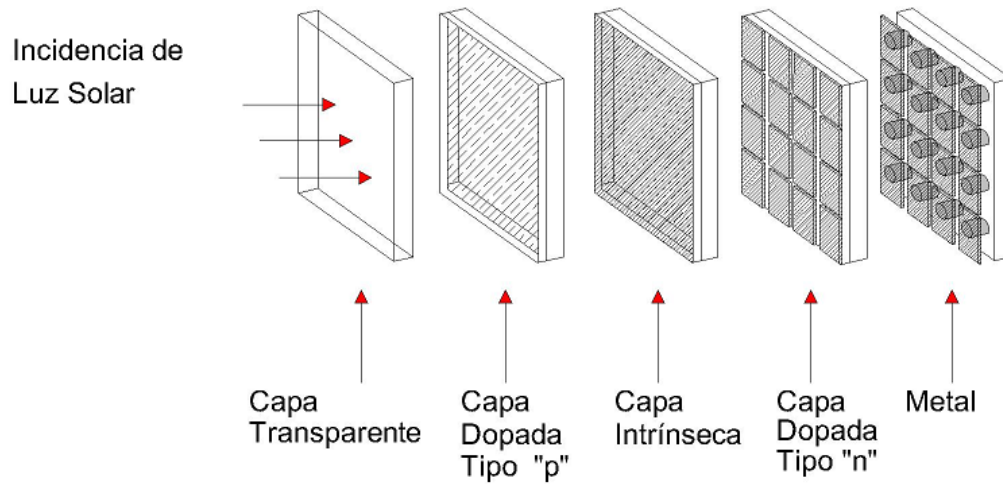
La selección de los diferentes materiales no es única por lo que es posible, dentro de la tecnología III-V, desarrollar sistemas consistentes en dos celdas, crecidas sucesivamente sobre el mismo sustrato, de forma que las longitudes de onda más cortas serán absorbidas en la celda más superficial y las longitudes de onda más largas sigan siendo aprovechadas por la celda más profunda.

2.2.7 Celdas solares de materiales amorfos

Las celdas solares basadas en el silicio amorfo son generalmente del tipo p-i-n, consiste en una capa ultra delgada dopada tipo “p” aproximadamente de 0.008 micrones; una capa gruesa sin dopar (intrínseca) que su espesor se encuentra entre 0.5 y 1 micrón; y una capa muy delgada (0.02 micrones) dopada tipo “n”.

La capa superior está hecha de manera relativamente delgada y transparente para que la mayoría de luz incidente pase a través de ella, para generar electrones libres en la capa intrínseca. Esta estructura permite que exista un campo eléctrico en la zona intrínseca que favorece el transporte de portadores y mejora la generación de corriente producida por la celda.

Figura 12. Estructura de celdas solares fabricadas con silicio amorfo.



El silicio amorfo absorbe la radiación solar con una eficiencia 40 veces superior a la del silicio cristalino, por lo que solo se necesita una película de 1 micrómetro de espesor para absorber el 90% de la energía solar utilizable. Este es uno de los más importantes factores que afectan el bajo costo de fabricar celdas solares de silicio amorfo, es por esto que este material se utiliza para producir celdas solares de película delgada.

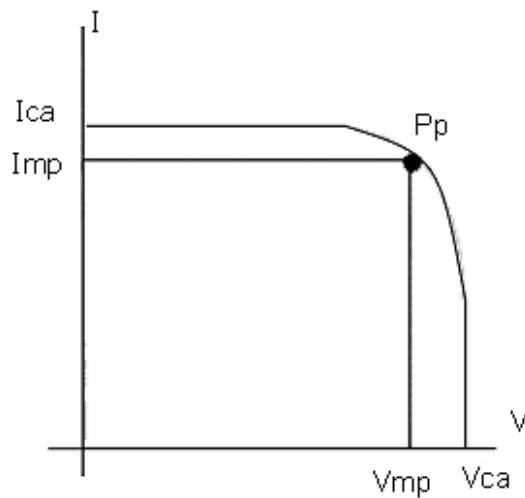
2.3 Parámetros de funcionamiento de las celdas Solares

Los parámetros de eléctricos de funcionamiento de la celda solar, se describen a continuación:

- *Intensidad de cortocircuito (I_{SC}):* Es la intensidad de la corriente eléctrica que se obtiene de la celda cuando, en ausencia de cargas externas y tras haber sido cortocircuitada en sus terminales, la tensión entre bornes es nula. Constituye la máxima corriente que puede obtenerse. Su valor típico es de decenas de miliamperios (aproximadamente de 10-40 mA.) por centímetro cuadrado de celda.
- *Tensión de circuito abierto (V_{OC}):* Constituye la máxima tensión que puede obtenerse de la celda, cuando no hay conectada ninguna carga, la intensidad que circula es nula en determinadas condiciones de radiación y temperatura. En dispositivos de silicio se sitúa en torno a 0.6 V., mientras que en las de GaAs, alrededor de 1 V.
- *Potencia máxima o Potencia pico (P_p):* La potencia que se extrae de la celda viene dada por el producto de corriente y tensión. Es la máxima potencia que puede suministrar una celda, y corresponde al punto de la curva donde el producto de la tensión por la corriente es el máximo. Todos los demás valores de la curva de la figura 12 generan valores inferiores.

- *Corriente a máxima potencia ($I_{M,P}$):* Es la corriente que entrega la celda a potencia máxima bajo unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se utiliza como corriente nominal de la celda.
- *Tensión a máxima potencia ($V_{M,P}$):* Tensión que entrega la celda a potencia máxima bajo unas determinadas condiciones de radiación y temperatura. Se utiliza como tensión nominal de la celda.

Figura13. Parámetros de funcionamiento de las celdas solares. Curvas I-V

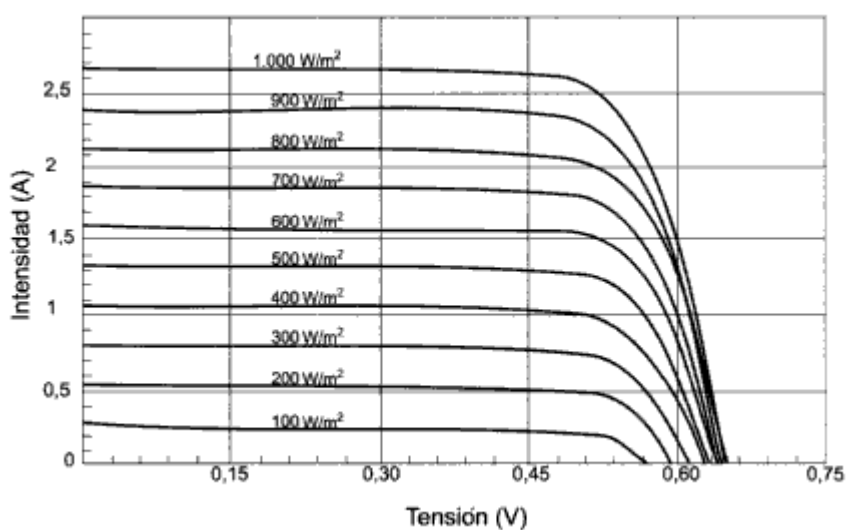


Fuente: Javier Méndez Muñiz, **Energía solar fotovoltaica**, Página 145

2.3.1 Efectos de la radiación y la temperatura en las celdas solares

Los dos parámetros de mayor influencia sobre la curva I-V de una celda solar son la radiación y la temperatura. Dado que las corrientes generadas a partir de la radiación luminosa es proporcional al flujo de fotones con energía superior a la anchura de la banda prohibida, la *intensidad de cortocircuito* de una celda solar es directamente proporcional a la intensidad de iluminación incidente. Ante un determinado aumento o disminución porcentual de la iluminación la intensidad de la corriente eléctrica generada se ve modificada con un cambio porcentual similar en el mismo sentido, como lo muestra la figura 14, la corriente se va haciendo más pequeña a medida que disminuye la radiación, mientras que la temperatura no sufre variaciones.

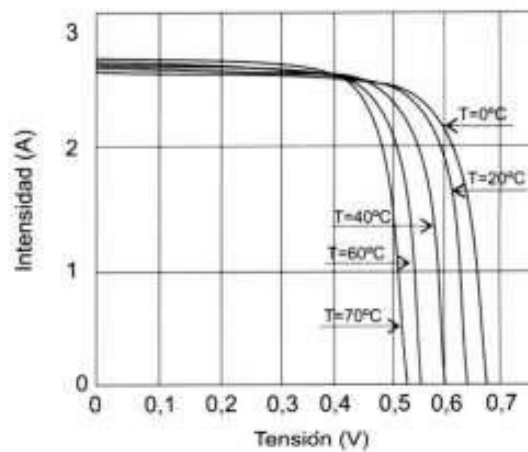
Figura 14. Dependencia de las curvas I-V de una celda solar con la radiación solar



Fuente: Javier Méndez Muñiz, **Energía solar fotovoltaica**, Página 147

El efecto de la temperatura sobre la curva I-V se muestra en la figura 15, al aumentar la temperatura la tensión del circuito abierto disminuye del orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado que aumenta la temperatura ($2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ para el Si y entre 2 y $2.2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ en el caso de GaAs). La corriente de cortocircuito, en cambio, permanece prácticamente constante.

Figura 15. Dependencia de las curvas I-V de una celda solar con la temperatura



Fuente: Javier Méndez Muñiz, **Energía solar fotovoltaica**, Página 147

2.4 Características eléctricas de las celdas solares

En la celda solar típica, la corriente generada en el semiconductor es extraída por los contactos en las caras anterior y posterior.

La estructura del contacto en la cara frontal está hecha con unas rejillas metálicas delgadas, ampliamente espaciadas, para permitir el paso de la radiación solar entre ellas. La celda es cubierta con una fina capa de material dieléctrico antirreflectante para minimizar las pérdidas por reflexión en la cara superior.

Si se conecta la cara interior y posterior de una celda fotovoltaica iluminada a un circuito exterior conseguiremos hacer circular por este una intensidad I (A). La curva I-V de una celda solar se puede obtener a partir del circuito equivalente del dispositivo. La estructura de una celda solar fotovoltaica es la misma que la de uno de los dispositivos de estado sólido más utilizado, como lo es el diodo.

En ausencia de iluminación, la intensidad eléctrica que circula a través de una celda, I , coincide con la un diodo, I_D , y es debida a la recombinación inducida dentro del dispositivo por efecto de la tensión V , esta expresada en función de la tensión V , y de la temperatura, $T(^{\circ}\text{K})$, según la ecuación:

$$I = I_D = I_0(T) = \left[\exp\left(\frac{q_E V}{K_B T}\right) - 1 \right] \quad [2.1]$$

Siendo K_B la constante de Boltzmann.

El parámetro $I_o(T)$, denominado corriente inversa de saturación del diodo, depende fuertemente de la temperatura T , según la siguiente expresión:

$$I_o(T) = \left[\exp\left(\frac{-E_g}{K_B T}\right) \right] \quad [2.2]$$

En presencia de iluminación, la generación de corriente I_L por la luz se representa por la corriente de un generador en paralelo con el diodo (que representa la unión p-n). La corriente de salida I es igual a la diferencia entre la corriente fotogenerada I_L y la corriente del diodo I_D :

$$I = I_L - I_o = \left[\exp\left(\frac{q_E V}{K_B T}\right) - 1 \right] \quad [2.3]$$

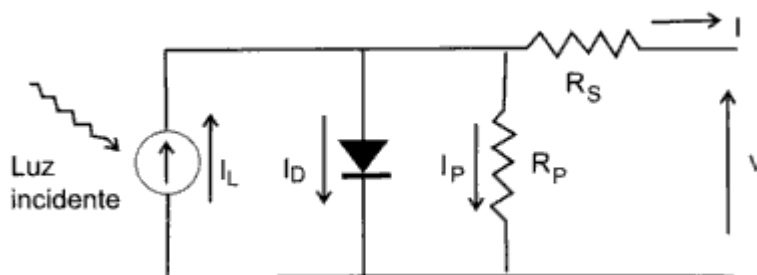
En circuito abierto, cuando $I=0$, toda la luz generada pasa a través del diodo. En cortocircuito ($V=0$), toda la corriente pasa a través de las cargas externas.

La curva ideal de una celda solar se ve alterada por la presencia de tres factores: *el factor de idealidad, la resistencia en serie y la resistencia en paralelo*. El factor de idealidad, n_I , es un factor de corrección cuyo valor suele estar comprendido entre 1 y 2. En el caso de una celda solar se toma $n_I = 1$. En cambio, en las celdas solares reales, con una importante influencia de los procesos de recombinación, el factor de idealidad se acerca más a 2.

La resistencia en serie R_s , es una resistencia interna de la celda y se debe a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del propio material semiconductor.

La resistencia en paralelo, R_p , tiene su origen en imperfecciones en la calidad de la unión p-n y es responsable de la existencia de fugas de corriente. El circuito equivalente de una celda fotovoltaica se ilustra en la figura 16.

Figura 16. Circuito equivalente de una celda solar.



Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 144

El silicio cristalino tiene una banda prohibida de 1.1 eV. Las energías de banda prohibida de otros semiconductores eficientes están entre 1.0 a 1.6 eV. En este rango, los electrones pueden ser liberados sin crear calor adicional.

La energía del fotón varía según las diversas longitudes de onda de la luz. El espectro entero de la luz del sol, de infrarrojo al ultravioleta, cubre un rango entre 0.5 a 2.9 eV. La mayoría de celdas solares no pueden utilizar más allá del 55% de la energía de la luz del sol, porque esta energía esta debajo de la banda prohibida del material o lleva exceso de energía.

3. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Un sistema fotovoltaico consta, principalmente de los siguientes subsistemas:

Subsistema de Captación de Energía: Este subsistema está formado por un conjunto de paneles o módulos fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo, que proporcionan la energía necesaria para el consumo.

Subsistema de Almacenamiento: Se encarga de almacenar parte de la energía producida por los paneles (la que no se consume inmediatamente) para disponer de ella en periodos de baja o nula radiación solar. El almacenamiento se realiza de forma de energía eléctrica mediante el uso de baterías.

Subsistema de Regulación: Consiste en los circuitos electrónicos necesarios para proteger a la batería frente a sobrecargas. Su principal función consiste en controlar constantemente el estado de la carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil.

Subsistema de Conversión: La electricidad que proporciona el sistema paneles-acumulador es continua, y se extrae a una tensión determinada, lo cual no siempre coincide con las exigencias de los equipos de consumo. Un convertidor de corriente continua a corriente alterna (CD/CA) permite alimentar equipos que funcionen con corriente alterna. También se pueden usar convertidores de corriente continua corriente continua (CD/CD) que transformen la corriente continua de las baterías en tensión de alimentación también continua pero de distinto valor.

3.1 Subsistema de captación de energía

El Subsistema de Captación de Energía está constituido por paneles o módulos fotovoltaicos que son un conjunto de celdas solares (es donde se produce la conversión de energía solar en energía eléctrica) asociadas eléctricamente para proporcionar los valores de corriente y de voltaje necesarios para una aplicación determinada, y convenientemente encapsuladas para proporcionar aislamiento y proteger a las células de la humedad y la corrosión.

3.1.1 Módulos fotovoltaicos

La transformación directa de la energía solar en energía eléctrica se realiza mediante un equipo llamado módulo o panel fotovoltaico. El módulo está constituido por varias celdas iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie y/o paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el módulo se incrementa hasta ajustarse al valor deseado.

Actualmente el mercado ofrece diferentes tipos de módulos, el más característico está constituido por entre 32 y 36 celdas solares de silicio cristalino, todas de igual tamaño. La superficie del panel puede variar entre 0.1 y 0.5 m² y presenta dos bornes de salida, positivo y negativo. A veces tiene algún borne intermedio para colocar los diodos de protección. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero celdas en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo hasta conseguir el nivel de corriente deseado.

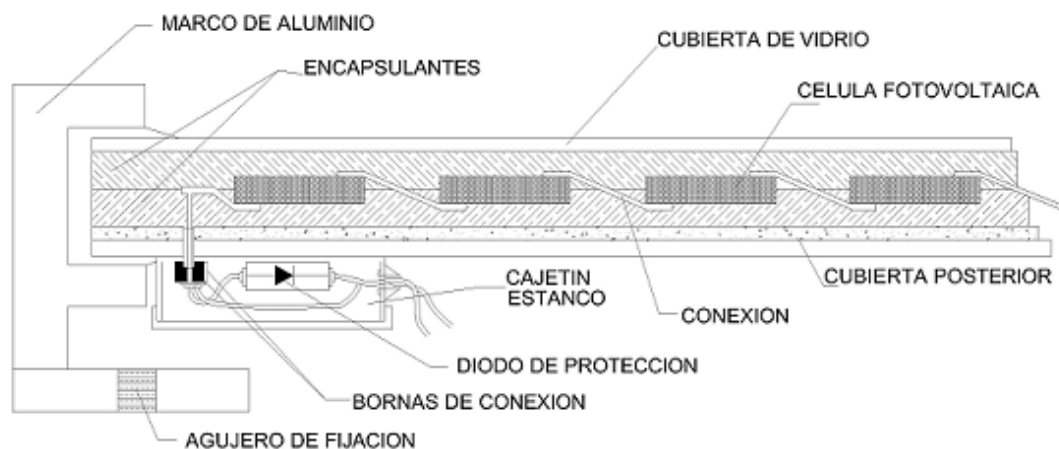
El módulo cuenta con otros elementos aparte de las celdas solares, que hacen posible la adecuada protección de todo el panel que frene a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que los soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

Los demás elementos que constituyen los módulos fotovoltaicos son:

- *Cubierta exterior de cara al Sol:* Es de vidrio que facilita al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- *Encapsulante:* De silicona o más frecuentemente de EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.

- *Protección posterior:* De aluminio, que asegura una suficiente rigidez al módulo, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el módulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.
- *Cableado y bornes de conexión:* Habituales en las instalaciones eléctricas fotovoltaicas para la conexión de los dispositivos que la componen, protegidos de la intemperie por medio de cajas metálicas.
- *Diodo de protección:* Su misión es proteger contra sobrecargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento del panel.

Figura 17. Elementos del módulo o panel solar.



3.1.1.1 Parámetros del panel fotovoltaico

Los principales parámetros que caracterizan un panel fotovoltaico son:

- i. *Corriente de cortocircuito I_{SC}* : Es la máxima intensidad de corriente que proporciona el panel, y corresponde a la corriente que entrega cuando se conecta directamente los dos bornes. La corriente de corto circuito suele rondar los 3 A.
- ii. *Tensión de circuito abierto V_{OC}* : Es el máximo voltaje que proporciona el panel, correspondiente al caso en que los bornes estén cortocircuitados ($V=0$). V_{OC} suele ser menor a 22 V. para módulos que trabajen a 12 V.
- iii. *Corriente a máxima potencia I_{Pmax}* : Es la corriente que entrega el módulo fotovoltaico a potencia máxima. Se utiliza como corriente nominal del módulo.
- iv. *Tensión a máxima potencia V_{Pmax}* : Tensión que entrega los módulos fotovoltaicos a potencia máxima. Se utiliza como tensión nominal del módulo.

- v. *Punto de máxima potencia P_{max}* : Existe un punto de funcionamiento (I_{Pmax} , V_{Pmax}) para el cual la potencia entregada es máxima ($P_M = I_{Pmax} * V_{Pmax}$). Ese es el punto de máxima potencia del panel, y su valor se da en Vatios (W). Cuando trabaja en este punto, se obtiene el mayor rendimiento posible del panel. Sin embargo, la tensión de trabajo del panel viene determinado por la batería o el convertidor DC/DC.
- vi. *Factor de forma FF*: El factor de forma es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de $I_{SC} * V_{OC}$. Da una idea de la calidad del panel porque es una medida de lo inclinada que es su curva característica, de forma que cuanto más se aproxima a la unidad, mayor potencia puede proporcionar. Los valores comunes suelen estar entre 0.7 y 0.8.
- vii. *Eficiencia o rendimiento η* : Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica P_M que el panel puede entregar a la carga y la potencia de radiación solar P_L incidente sobre el panel, habitualmente en torno al 10%. Teniendo en cuenta las definiciones de factor de forma y del punto de máxima potencia, se llega a la siguiente igualdad:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{FF \times I_{SC} \times V_{OC}}{P_L} \quad [3.1]$$

3.1.2 Interconexión de módulos fotovoltaicos

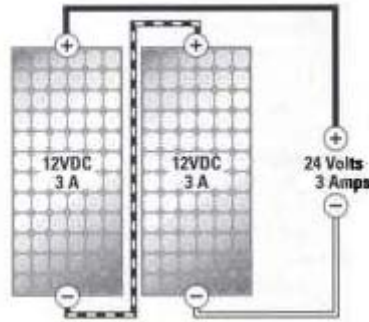
El campo de módulos fotovoltaicos del sistema de captación de energía está formado por el número de paneles necesarios conectados eléctricamente, e instalados con ayuda de una estructura de soporte.

Es importante que todos los paneles que se conecten sean de iguales características, pues cualquier dispersión afecta al funcionamiento del sistema. Incluso en el caso de que los paneles sean nominalmente iguales presentan alguna dispersión en sus características, debido al proceso de fabricación. La interconexión se realiza asociando primero paneles en serie, hasta conseguir el nivel de tensión adecuado, y después, asociando en paralelo varias asociaciones en serie, para alcanzar el nivel de corriente deseado.

3.1.2.1 Módulos conectados en serie

Cuando se realiza una interconexión de módulos fotovoltaicos en serie el voltaje se incrementa, y la intensidad de corriente eléctrica se mantiene constante. En la figura 18 se muestra dos módulos conectados en serie, con especificaciones de 12 Voltios y 3 amperios cada uno. En la salida de voltaje se obtiene 24 voltios y siempre los mismos 3 amperios. Nótese que en la conexión en serie el borne positivo de uno de los módulos está conectado con el negativo del otro, y al igual la salida de voltaje de los módulos se tiene entre el positivo y negativo del otro panel.

Figura 18. Interconexión de módulos fotovoltaicos en serie

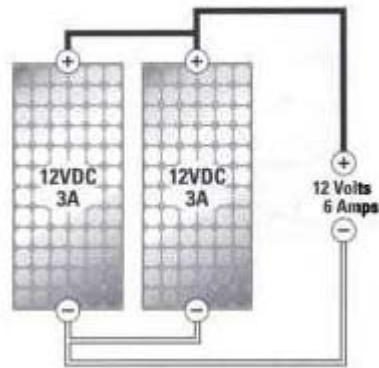


Fuente: Solar Energy International, **Photovoltaics design and installation manual**,
Página 12

3.1.2.2 Módulos conectados en paralelo

La interconexión de módulos fotovoltaicos en paralelo se realiza cuando se necesite un incremento en la corriente eléctrica, y el voltaje de salida se mantenga en un mismo valor. En la figura 19 se muestra la conexión en paralelo de dos módulos fotovoltaicos, las especificaciones de estos dos módulos son de 12 voltios y 3 amperios cada uno, note que el voltaje de salida sigue siendo el mismo valor que el de la especificación de los módulos, y la corriente se suma obteniendo un valor de 6 A. Los módulos conectados en serie, en paralelo la conexión se debe realizar conectando eléctricamente el borne positivo del primer módulo con el borne positivo del siguiente módulo, y los bornes negativos de cada uno de los módulos.

Figura 19. Interconexión de módulos fotovoltaicos en paralelo



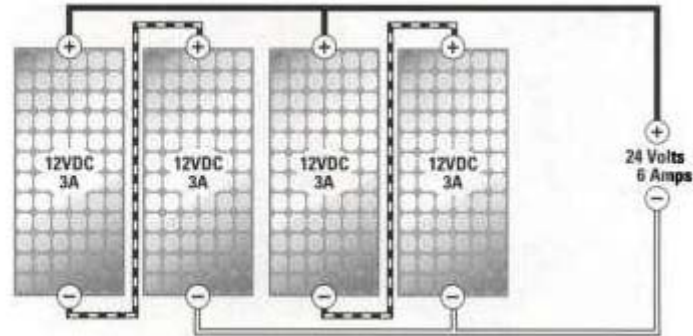
Fuente: Solar Energy International, **Photovoltaics design and installation manual**,
Página 12

3.1.2.3 Módulos conectados en serie y paralelo

En aplicaciones que requieran voltajes y corrientes determinadas, se pueden conectar módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo. Por ejemplo, se requiere un voltaje de 24 voltios y una corriente de 6 amperios, y solo se cuentan con módulos con especificaciones de 12 voltios y 3 amperios.

En la figura 20 se representa este caso, ya que se muestran cuatro módulos conectados eléctricamente entre sí, en serie y en paralelo. Se muestran dos bloques de dos módulos fotovoltaicos cada uno conectados en serie, para generar el voltaje deseado, y luego en paralelo para la corriente.

Figura 20. Interconexión de módulos fotovoltaicos en serie y paralelo



Fuente: Solar Energy International, **Photovoltaics design and installation manual**,
Página 13

3.1.3 Condiciones estándar y TCNO

El comportamiento eléctrico de un módulo puede ser extraído de la información que el fabricante provee con el módulo, ya que especifican las características más importantes, como lo son la *tensión de circuito abierto* *corriente de cortocircuito* (I_{SC}) y la *potencia máxima* (P_{max}), y la potencia pico (P_{MAX}) que genera el módulo fotovoltaico, en las siguientes condiciones de pruebas estándar:

- Irradiancia (CE) = 1 Kw/m^2
- A nivel del mar
- Para una temperatura de las celdas T_C (CE) = 25° C .
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM 1.5

Otra de las características de los módulos fotovoltaicos es la *temperatura en condiciones normales de operación (TCNO)*, definida como la temperatura de las celdas cuando el módulo opera en circuito abierto bajo las siguientes condiciones:

- Irradiancia: 800 W/m^2
- Incidencia de la luz: perpendicular al módulo
- Distribución espectral: AM1.5
- Temperatura ambiente: 20° C
- Velocidad del viento: 1 m/s

El valor de esta temperatura, que se sitúa entre 42° C y 46° C , se utiliza para determinar la temperatura de la celda, T_{cel} ($^\circ \text{ C}$), y la temperatura ambiente T_o ($^\circ \text{ C}$), dependen linealmente de la irradiancia.

Para entender mejor los parámetros de los paneles o módulos fotovoltaicos, en la tabla II se muestra una hoja de especificaciones de los módulos que se pueden encontrar en el mercado.

Como podemos observar la columna No. 1 de la tabla II, nos muestra el modelo del panel, en la columna No. 2 vemos el número de celdas solares que constituyen el panel según el modelo. En la columna 3 muestra la potencia máxima (P_{MAX}), en la columna 4 y 5 se encuentra especificado la corriente y el voltaje máximo (I_{Pmax} , V_{Pmax}), respectivamente. Datos importantes en la tabla de especificaciones son la corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, dados en las columnas 6 y 7.

Tabla II. Especificaciones eléctricas de módulos fotovoltaicos

MODELO	No. de CELDAS	POTENCIA DE PRUEBA	CORRIENTE EN PUNTO DE MAXIMA POTENCIA	TENSION EN PUNTO DE MAXIMA POTENCIA	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO	TENSION DE CIRCUITO ABIERTO
A-5	36 1/6 de 3.3 “	5 W	0.29 A	17.0 V	0.34 A	21.6 V
A-10	36 1/3 de 3.3 “	10 W	0.59 A	17.0 V	0.69 A	21.6 V
A-20	36 1/2 de 4 “	20 W	1.18 A	17.0 V	1.40 A	21.6 V
A-45	32 1/2 de 6 “	45 W	3.00 A	15.0 V	3.20 A	18.0 V
A-50	36 1/2 de 6 “	50 W	3.13 A	16.0 V	3.50 A	20.0 V
A-60	36 1/2 de 6 “	60 W	3.55 A	16.9 V	3.85 A	21.0 V
A-110	36 de 6 “	110 W	6.79 A	16.2 V	7.40 A	20.5 V
A -130	72 de 5 “	130 W	4.00 A	32.6 V	4.60 A	41.0 V
A- 150	72 de 5”	150 W	4.40 A	34.0 V	4.80 A	43.4 V

Especificaciones en condiciones de pruebas estándar de: 1,000 W/m², temperatura de celda 25° C y masa de aire de 1.5

3.1.4 Cableado de las instalaciones de módulos fotovoltaicos

El cableado de las instalaciones de módulos fotovoltaicos es una de las principales características por la cual obtendremos una instalación eficiente y se reducirán al máximo las pérdidas de voltaje mediante el cálculo de la longitud y la sección del cable que se va usar para conectar los diferentes elementos del sistema fotovoltaico.

La longitud depende del lugar de la instalación. En cualquier caso, conviene instalar lo más cerca posible entre si los módulos fotovoltaicos, el subsistema de regulación y el subsistema de acumulación. De esta forma, las caídas de tensión en los cables son menores, las secciones necesarias también, así como la longitud del cable y su costo. La sección se elige en función de la longitud de los cables y de la corriente que circula por ellos con el fin de minimizar las caídas de tensión.

Para calcular la sección (S) del cable se deben tener los siguientes datos:

- La *corriente máxima* (I_{max}) que va a circular por el conductor (depende de las cargas conectadas).
- La *caída de tensión* ($\Delta V = V_{inicio} - V_{final}$) admisible en el cable. Esta tensión se calcula sumando las caídas individuales, que se expresan en función de la tensión nominal de trabajo.

- La longitud (L). Es la distancia desde el centro de distribución de la instalación en cada tramo.
- Resistividad (ρ_e). Es la característica propia de un material, que indica que tanto se opone éste al paso de la corriente.

La sección del cable viene determinada por la ley de Ohm:

$$S(mm^2) = \rho_e L \frac{I_{MAX}}{\Delta V} \quad [3.2]$$

La sección de los conductores también puede seleccionarse siguiendo los siguientes criterios:

- a) Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente.
- b) Caída de tensión admisible.

El primer criterio obedece al hecho de que, debido al efecto Joule, cuando circula una intensidad a través de un conductor, se pierde potencia eléctrica que produce el incremento de la temperatura del conductor hasta un valor para el que la potencia eléctrica generada por efecto Joule en el conductor iguala la potencia calorífica transmitida al medio circundante.

Cuando dicho equilibrio se establece, se alcanza la temperatura del conductor en régimen permanente. Analíticamente, se llega a la conclusión de que la temperatura de equilibrio del conductor es directamente proporcional a la intensidad de la corriente eléctrica e inversamente proporcional a la sección del conductor.

Cada material aislante soporta, de manera indefinida, una determinada temperatura máxima que constituye, por tanto, el límite de la temperatura que puede alcanzar el conductor para preservar la integridad del aislamiento, debido a que las características de transferencia de calor desde el conductor hacia el medio que lo rodea dependen de muchos factores (por ejemplo, el tipo de material aislante, el tipo de instalación, el número de conductores agrupados, la temperatura del medio en el que se halla el conductor).

Para indicar el tipo o propiedad de los materiales aislantes, se utilizan letras que corresponden, en general, a la primera letra de la palabra inglesa asociada con esa característica. Por ejemplo, la letra **T** significa *termoplástico* (***Thermoplastic***). En la tabla III se da una lista de las más comunes.

Tabla III. Tipo de aislamientos para cables en instalaciones fotovoltaicas

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
T	<i>(Thermoplastic)</i> Material Termoplástico
H	<i>(Heat resistant)</i> Resistente al calor
M	<i>(Mineral Oil)</i> Resistente a los aceites
W	<i>(Water-resistant)</i> Resistente al agua
N	<i>(Nylon)</i> Cubertura exterior de nylon
NM	<i>(Non-Metalic)</i> Cobertura exterior de nylon (no metálica)
R	<i>(Rubber)</i> Goma
S	<i>(Silicon Rubber)</i> Goma siliconada
FEP TFE	<i>(Teflon)</i> Representan dos formulaciones de teflón
PVC	<i>(Polyvinyl Chloride)</i> Cloruro de polivinilo
UF/USE	<i>(Under Feeder/Underground Service Entrance)</i> Cables que permiten ser enterrados bajo tierra.
XLPE	<i>(Cross Linked Polyethene)</i> Polipropileno Reticulado
EPR	Etileno propileno

Fuente: Centro mexicano de promoción del cobre, **Conductores eléctricos**, Página 8

El criterio por caída de tensión se realiza porque a lo largo de la línea eléctrica por la que circula una cierta intensidad de corriente se produce una caída de tensión, esto es, porque la tensión disponible al final de la línea es menor que la tensión aplicada al principio, podría suceder, bajo ciertas condiciones.

En el caso más común que se presenta en instalaciones fotovoltaicas de baja o mediana potencia, la energía eléctrica se transporta a través de líneas eléctricas de baja tensión (de 120 a 400 voltios) y con poca longitud (algunos cientos de metros), en cuyo caso es suficiente considerar únicamente la resistencia, R , de los conductores para calcular la caída de tensión en la línea, que está dada por la expresión:

a) Línea de corriente continua:

$$V_{\text{inicio}} - V_{\text{final}} = 2 R I \quad [3.3]$$

b) Línea de corriente alterna monofásica:

$$V_{\text{inicio}} - V_{\text{final}} = 2 R I \cos \varphi \quad [3.4]$$

La resistencia de un conductor de geometría cilíndrica es función de la resistividad del material - generalmente, Cobre (Cu) o Aluminio (Al) -, de la longitud L , y de la sección S , según la expresión:

$$R = \rho_e L / S \quad [3.5]$$

Siendo ρ_e la resistividad eléctrica del material conductor empleado ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$).

En la tabla IV se muestra la resistividad eléctrica del cobre y del aluminio son los dos materiales más empleados en la fabricación de conductores.

Tabla IV. Valores de resistividad eléctrica del cobre y del aluminio.

Material	Resistividad a 20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
Cobre	0.01724
Aluminio	0.028264

Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 275

3.2 Subsistema de almacenamiento

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas que no están conectadas a la red eléctrica, se necesita un sistema de almacenamiento para hacer frente a las demandas energéticas en los periodos que no hay producción de energía eléctrica. En las instalaciones fotovoltaicas, la forma más común de almacenar la energía eléctrica producida se basa en el empleo de acumuladores electroquímicos o baterías, pues es el procedimiento que permite una flexibilidad mayor, tanto desde el punto de vista del almacenamiento como la posterior utilización de la energía almacenada. La fiabilidad global de la instalación fotovoltaica depende en gran medida del buen funcionamiento del subsistema de almacenamiento.

3.2.1 Baterías

Una batería o acumulador es un dispositivo electroquímico capaz de transformar una energía química en energía eléctrica. La misión principal de una batería dentro de un sistema solar fotovoltaico es la de acumular la energía producida para que pueda ser utilizada en periodos donde la iluminación es escasa o incluso nula.

Una batería se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito donde se producen las reacciones químicas debidas a la carga o descarga. Las baterías están constituidas principalmente por *placas, materia activa, rejillas, separadores y electrolito*.

Las placas forman los electrodos positivo y negativo de la celda electroquímica y permite la entrada y salida de la corriente eléctrica que circula por su interior por efecto de la carga o de la descarga. Las placas están constituidas por la rejilla y la materia activa. La rejilla distribuye la corriente por toda la placa y actúa como soporte de la materia activa. La materia activa está formada por los constituyentes de una celda que participa en las reacciones electroquímicas de carga y descarga.

Los separadores están intercalados entre las placas positivas y negativas con el fin de prevenir el contacto eléctrico directo entre ellas. Suelen estar fabricadas de plástico micro poroso inalterable a la acción de los ácidos, su elevada porosidad permite la difusión fácil y rápida del electrolito.

Finalmente, el electrolito es el medio en el cual ocurre el transporte de la carga eléctrica entre los electrodos positivo y negativo. Puede también participar directamente las reacciones de carga y descarga. La densidad del electrolito se elige de acuerdo con las especificaciones del fabricante, las cuales están definidas para las condiciones de diseño, fijadas, a su vez, en función de los regímenes de trabajo a que serán sometidas.

Las características más importantes, desde el punto de vista de su empleo en instalaciones fotovoltaicas, de las baterías son las siguientes:

- *Capacidad:* Es la cantidad de carga eléctrica que puede obtenerse durante una descarga completa de la batería plenamente cargada, manteniéndose la tensión entre bornes próxima al valor nominal.

La capacidad de las baterías se mide en Amperios-hora (Ah), (1 Ah = 3600 Coulombs = 3600 As), para un determinado tiempo de descarga, que en el caso de baterías fotovoltaicas suele ser de 100 horas.

La capacidad de una batería varía con la rapidez de la descarga, de modo que si el tiempo de descarga es muy corto, la capacidad de la batería disminuye, mientras que si el tiempo de descarga aumenta, también lo hace la capacidad. Una batería de 100 Ah de capacidad es capaz de suministrar, aproximadamente, 100 amperios durante una hora o 1000 amperios en 10 horas.

- *Capacidad o rendimiento energético:* Es el número total de Watts-hora (Wh) que pueden ser extraídos de una batería o acumulador plenamente cargado, siendo igual al producto de su capacidad (expresada en Ah) por su tensión (expresada en V).
- *Régimen de carga/descarga:* Es la corriente aplicada a la batería para restablecer/extraer la capacidad disponible. Este régimen está generalmente normalizado para la capacidad de la batería, así por ejemplo C_{25} , C_{50} , C_{100} representan la capacidad de una batería para distintos tiempos de descarga: 20, 50 y 100 horas respectivamente.
- *Tensión o Voltaje:* La tensión de las baterías es distinta en circuito abierto (en vacío) y en carga. Las baterías suelen tener un voltaje o tensión nominal típicos de 2, 6, 12 ó 24 voltios.

- *Tensión de corte*: Valor de la tensión para la cual se finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo y modelo de la batería.
- *Profundidad máxima de descarga*: se denomina profundidad de descarga P_D , a la cantidad de energía extraída de una batería totalmente cargada, durante una descarga, expresado en tanto por ciento respecto a la carga máxima.

La *profundidad máxima de descarga* es el valor máximo admisible de la profundidad de descarga para un determinado tipo de acumulador, debiéndose diferenciar entre la *profundidad máxima de descarga profunda* u ocasional, P_{Dmax} , (alcanzable unas pocas veces al año) y la *profundidad máxima de descarga diaria o superficial*, $P_{Ddiaria}$ (la máxima puede alcanzarse en ciclos diarios). Las baterías para aplicaciones solares deben admitir descargas diarias superficiales o poco profundas ($P_{D\ diaria}$ entre el 20 y el 30%) y descargas estacionales o puntuales profundas ($P_{D\ max}$ entre el 70 y el 80%).

- *Estado de carga*: Es la capacidad disponible de una batería expresada como un porcentaje de la capacidad nominal.
- *Ciclo*: Es la secuencia de carga/descarga para una profundidad y régimen de descarga determinados.

- *Densidad de la energía:* Es la relación entre la energía disponible de una batería y su peso o volumen, se expresan en Wh/kg o Wh/m³.
- *Autodescarga:* Pérdida de capacidad cuando la batería se encuentra en circuito abierto.
- *Condiciones del entorno:* Las baterías son sensibles al entorno y particularmente afectadas por la temperatura a que están sometidas. Las baterías generalmente son fabricadas a 25° C. La capacidad de las baterías disminuye a temperaturas debajo de los 25° C y aumenta arriba de este valor. Una batería a 0° C puede ser capaz de lograr solo del 65 al 85 % de su capacidad total. Una batería a -30° C puede lograr solo el 50 %.
- *Amperes de arranque en frío:* Este valor corresponde al máximo número de amperes que la batería puede entregar, con una temperatura ambiente de 0° F (-17.78 ° C), durante 30 segundos, sin bajar el voltaje por celda por debajo de 1.2 V (7.2 V de salida para una batería de 12 V).
- *Amperes de arranque:* Este valor corresponde al máximo número de amperes que la batería puede entregar, con una temperatura ambiente de 32° F (0° C), durante 30 segundos, sin bajar el voltaje por celda por debajo de 1.2 V.

Las baterías ideales para aplicaciones fotovoltaicas se encuentran las baterías de Plomo-ácido (*Pb-Ácido*) y de Níquel-cadmio (*Ni-Cd*), diseñadas para poder ser descargadas lentamente y volver a recargarse cuando existan disponibilidades energéticas, son denominadas *baterías estacionarias* (pues no pueden ser sometidas a movimiento). Las baterías o acumuladores estacionarios están contruidos en vasos independientes con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de antimonio.

En la tabla V se muestra una comparación de los dos tipos de baterías más utilizados para las instalaciones fotovoltaicas con sus características antes mencionadas:

Tabla V. Comparación de características entre baterías para instalaciones fotovoltaicas

CARACTERSTICA	PLOMO – ACIDO (Pb – Acido)	Níquel – Cadmio (Ni – Cd)
Temperatura de operación (°C)	Ambiente	Ambiente
Rendimiento energético (%)	80	60 – 75
Densidad de Energía (Wh/Kg)	50 – 60	40 – 60
Densidad de Potencia (W/Kg)	150 – 200	150 – 300
Autodescarga (%/mes)	2 – 15	3 – 10
Ciclos de vida (Ciclos)	1500 – 2000	1500 – 3000
Vida (años)	5 – 10	5 – 15

3.2.1.1 Baterías de Plomo-Ácido (Pb-Ácido)

Las baterías construidas de plomo-acido están compuestas por los siguientes elementos básicos:

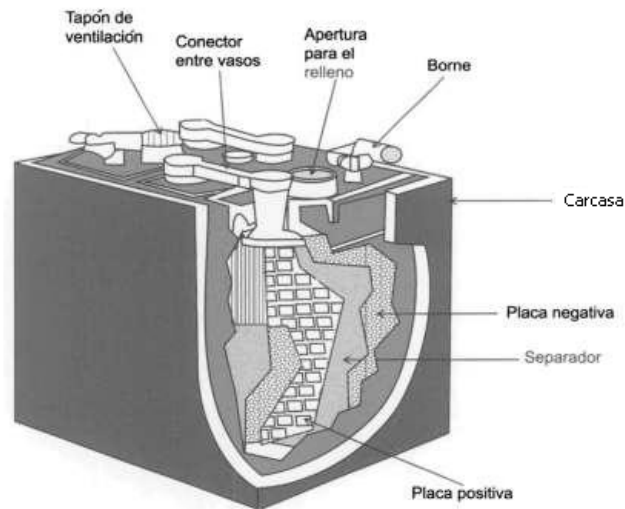
- *Placa positiva*, construida con dióxido de plomo (PbO_2).
- *Placa negativa*, formada por plomo esponjoso (Pb).
- *Separadores*, cuya misión consiste en separar las placas de diferente polaridad aislándolas entre sí.
- *Electrolito*, constituido por una solución diluida por ácido sulfúrico.
- *Carcasa*, construido de polietileno o polipropileno, y encargada de alojar en su interior los diferentes elementos descritos.
- *Terminales o bornes de conexión*.

Cada celda o acumulador de Plomo-ácido genera una *F.E.M.* ligeramente superior a 2 V. La cantidad de plomo con el que están constituidas las placas determina la capacidad de la batería, como la profundidad máxima de descarga a la que puede ser sometida, de modo que las baterías de Pb-ácido llegan a su fin cuando no hay suficiente cantidad de plomo en los electrodos para poder reaccionar con el electrolito o bien, cuando no hay suficiente cantidad de este último para reaccionar con el plomo.

En la fase del proceso de carga de este tipo de baterías se desprende O_2 y H_2 , con la consiguiente disminución de la cantidad de agua que forma parte del electrolito, debiéndose reponer periódicamente.

Puede evitarse, parcialmente, la pérdida de agua haciendo pasar los mencionados gases a través de tapones catalizadores, que consiguen la reconversión en agua de buena parte de los gases emitidos, lográndose dilatar en el tiempo las operaciones de mantenimiento. En la figura 21 se muestra las partes de la batería de Pb-ácido.

Figura 21. Componentes de las baterías de Plomo-Acido



Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 257

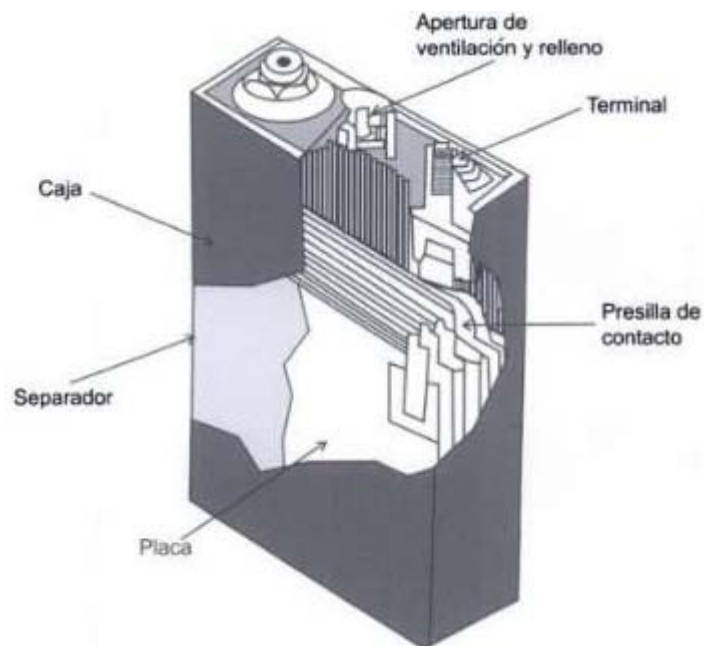
3.2.1.2 Baterías de Níquel-Cadmio

Las baterías de Níquel-Cadmio están constituidas por una placa positiva, de hidróxido de níquel y por una placa negativa de hidróxido de cadmio. Ambas placas están separadas por un electrolito, compuesto por una solución acuosa de potasio cáustico, la cual está contenida dentro de un tejido poroso.

En comparación con las baterías de Plomo-ácido presentan la ventaja de ser empleadas sin elemento regulador, el poder permanecer largo tiempo con bajo estado de carga, la estabilidad en la tensión suministrada y un régimen de mantenimiento temporalmente más espaciado.

Tienen una mayor eficiencia con bajas y altas temperaturas y soportan, sin problemas, una alta combinación de temperatura y humedad ambiente, no tienen problemas de congelación del electrolito.

Figura 22. Componentes de las baterías de Níquel-Cadmio



Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 258

La mayoría de baterías contienen materiales tóxicos que pueden afectar seriamente a la seguridad y salud. Una manera de reducirlos, consiste en ubicar el subsistema de acumulación en un lugar bien ventilado y aislado de otros componentes eléctricos del sistema. En las operaciones de mantenimiento del subsistema de acumulación es necesaria la comprobación periódica del nivel del electrolito y su densidad, así como de la tensión entre bornes. Asimismo, deben revisarse los bornes y las conexiones de las baterías, eliminando los restos de óxido.

3.3 Subsistema de conversión de energía

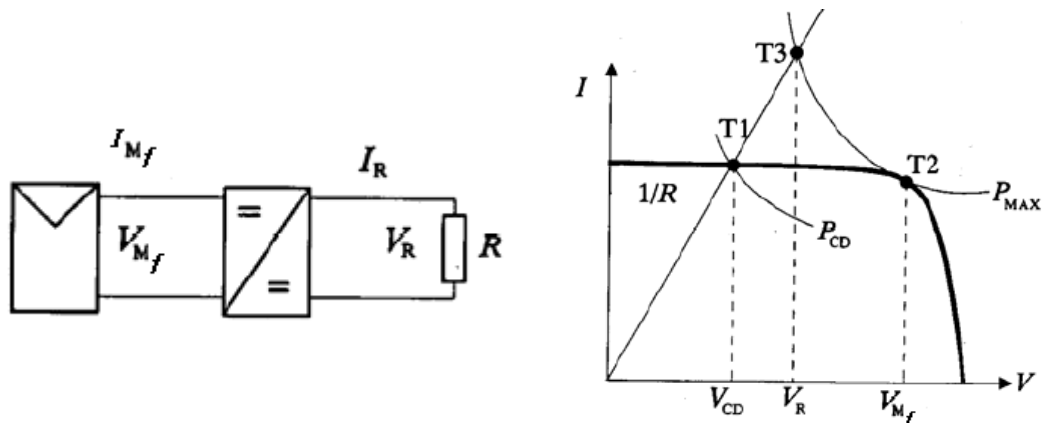
El subsistema de conversión lo conforman los inversores que son equipos que transforman la tensión continua que proporcionan los diferentes módulos en tensión diferente, bien sea corriente continua, llamados *convertidores CC/CC*, o sea de corriente alterna llamados *convertidores CC/CA*.

3.3.1 Convertidores CC/CC

También conocidos como seguidores del punto de máxima potencia. La utilización de este tipo de convertidores en las instalaciones fotovoltaicas es con el fin de hacer trabajar a los paneles en su punto de máxima potencia, ya que la conexión directa entre los módulos fotovoltaicos y la carga lleva a un punto de trabajo. En general este punto de trabajo no coincide con el punto de potencia máxima del módulo, y existen pérdidas de operación.

Para ejemplificar el principio de funcionamiento de los convertidores CC/CC, se muestra en la figura 23 un módulo fotovoltaico conectado a una pequeña resistencia, con la gráfica de los diferentes puntos de trabajo para conexión directa (conexión módulo-resistencia), y para la conexión por medio de un convertidor CC/CC (conexión módulo-convertidor-resistencia).

Figura 23. Principio de funcionamiento de un convertidor CC/CC



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 61

En el primer caso, el módulo y la resistencia operan al mismo voltaje, V_{CD} (punto T_1). Si este valor es significativamente menor que el punto de máxima potencia (P_{Max}) correspondiente al voltaje V_{Mf} del módulo fotovoltaico, entonces la energía obtenida P_{CD} será significativamente menor que lo que el módulo es capaz de suministrar, y el módulo es usado por debajo de su capacidad. Un convertidor CC/CC presenta al módulo con una impedancia tal que el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia (punto T_2).

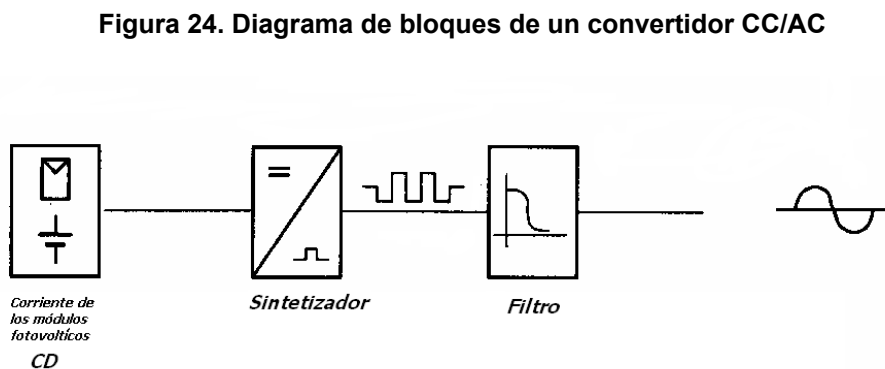
Las hiperbólicas son curvas de potencia constante mostradas en la gráfica anterior. La eficiencia típica de estos convertidores normalmente está entre 95 y 99 %.

3.3.2 Convertidores CC/AC

Este tipo de convertidores se emplean cuando se precisa una línea de consumo en corriente alterna. A partir de la tensión continua, estos generan una onda de impulsos, y la filtran para eliminar los armónicos indeseados.

Consisten en un sintetizador que controla un conjunto de interruptores electrónicos. Por lo tanto, a partir del suministro CC se generan pulsos de duración modulada. Se usa entonces un filtro para suavizar estas puntas en onda vagamente sinusoidal y para eliminar armónicas indeseadas.

En la figura 24 se muestra un diagrama de bloques de construcción de un convertidor CC/AC.



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 61

3.4 Subsistema de regulación

Este subsistema es el encargado de regular el flujo de electricidad desde los módulos fotovoltaicos hasta las baterías (suministrándoles la tensión y corriente adecuadas al estado de carga en que éstas se encuentren) y desde las baterías a las cargas (ya sean cargas de corriente directa o corriente alterna). Además, el regulador tiene la misión de mantener la batería plenamente cargada sin que sufra sobrecargas que pudieran deteriorarla.

Cuando las cargas demandan energía, el regulador permite el flujo de carga (intensidad eléctrica) desde los módulos hacia las baterías, y de las baterías hacia las cargas. Cuando el regulador detecta que la batería está cargada al 100 %, conviene que el sistema electrónico de regulación lo mantenga un tiempo en sobrecarga con producción de O_2 y H_2 , ya que la producción y circulación de estos gases remueve la disolución del electrolito y homogeniza la densidad en toda la batería.

Transcurrido cierto tiempo, el regulador debe interrumpir el flujo de carga procedente de los módulos y realizar pequeñas recargas en cortos tiempos a fin de compensar la autodescarga de las baterías.

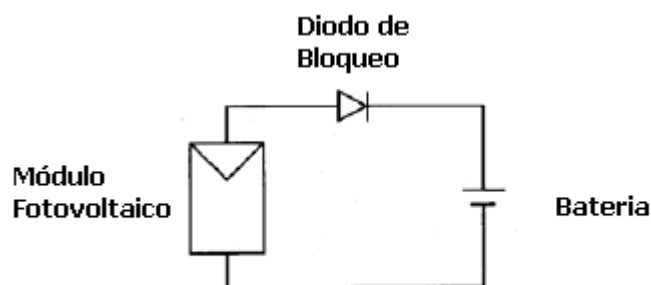
Un regulador debe ajustar la tensión a la que debe finalizar la carga de las baterías en función de los valores de la temperatura ambiente y de la corriente suministrada por el campo fotovoltaico, así como impedir cargas excesivas. También deberán permitir la regulación de la tensión y corriente suministrada por el campo fotovoltaico a fin de que estén próximas al punto de máxima potencia de los módulos.

3.4.1 Diodos de bloqueo

Los diodos de bloqueo son utilizados para evitar que, durante la noche, períodos de baja insolación o cuando los módulos no estén iluminados, circule corriente eléctrica desde las baterías hacia los módulos fotovoltaicos.

Los diodos de bloqueo son usados generalmente en módulos de baja tensión, en caso donde estos están conectados a baterías. Para evitar que exista dicha circulación de corriente, se puede conectar un diodo de bloqueo entre el módulo y la batería como se muestra en la figura 25.

Figura 25. Diagrama de conexión de diodo de bloqueo



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 64

3.4.2 Tipos de reguladores de carga

Para conservar la vida de las baterías, se debe evitar la sobrecarga y la excesiva descarga. Para baterías de plomo-ácido, hay una relación directa entre el voltaje y el estado de la carga que hace fácil detectar si la batería está en una situación satisfactoria.

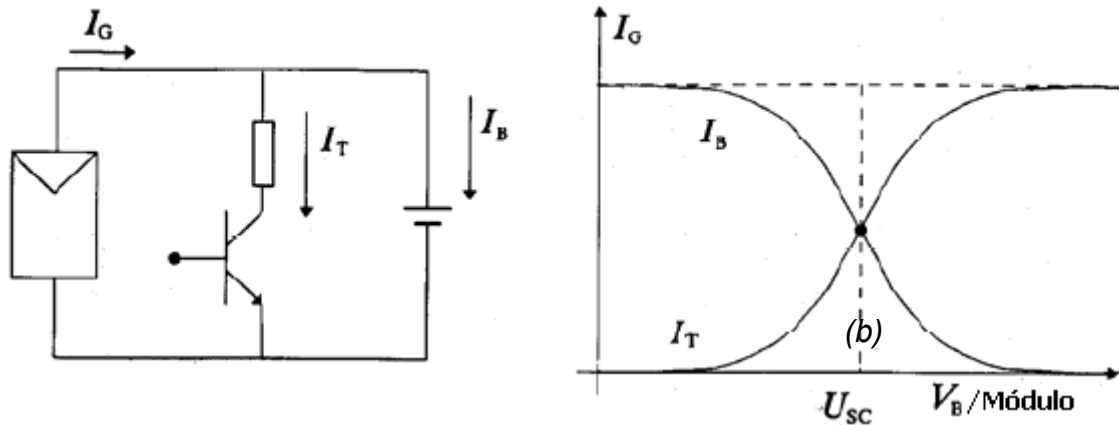
La sobrecarga viene acompañada de un excesivo alto voltaje. Se puede evitar ya sea incorporando una protección electrónica para disipar el exceso de potencial generado por los módulos, o desconectando las baterías de los módulos.

El método más común de protección electrónica es un transistor conectado en paralelo con los módulos fotovoltaicos, como se muestra en la figura 26a. El transistor conduce la corriente cuando el voltaje de la batería excede cierto umbral, U_{SC} .

La figura 26b muestra la situación en la que hay una corriente de carga constante. El valor conveniente de voltaje umbral es de $U_{SC} = 2.35$ V por módulo a 25° C. Este tipo de regulador es llamado *regulador en paralelo*, es utilizado en módulos fotovoltaicos pequeños.

Con este tipo de regulador, es recomendable instalar un diodo de bloqueo entre el transistor y la batería. Esto previene que la batería se descargue debido a una falla del transistor.

Figura 26. Principios de operación de un regulador en paralelo



Fuente: Isidro Pereda, **Celdas fotovoltaicas en generación distribuida**, Página 57

3.5 Subsistema de distribución

El subsistema de distribución lo conforman todos aquellos dispositivos que se utilizan para la incorporar todos los demás subsistemas dentro de una instalación fotovoltaica.

La función principal del subsistema de distribución es suministrar la energía eléctrica desde los módulos fotovoltaicos hasta las distintas cargas que se tengan en una instalación. Para esto dentro del subsistema de distribución se encuentra el centro de carga para que se puedan energizar en forma segura y confiable determinadas cantidades de carga, ya sean de corriente alterna o corriente directa, ubicados en diferentes lugares.

4. PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Las instalaciones fotovoltaicas deben incorporar dispositivos y sistemas de protección para que su funcionamiento se realice con un alto nivel de seguridad tanto para las personas como para los bienes. El número, características y prestaciones de los dispositivos de protección dependen de las características del sistema fotovoltaico.

4.1 Protección de falla a tierra y desconexión del campo fotovoltaico

Los dispositivos de detección de falla a tierra, interrupción y desconexión del campo fotovoltaico llevan a cabo automáticamente las siguientes acciones:

- Detectar las corrientes de falla a tierra que excedan un valor determinado.
- Interrumpir o reducir de forma significativa las corrientes de falla.
- Abrir el circuito entre el campo y la carga.
- Cortocircuitar el campo fotovoltaico.

Estas acciones reducen las tensiones de los módulos fotovoltaicos a valores casi nulos (minimizando los riesgos de descargas para las personas y el daño de los equipos) y servirían para que las corrientes de falla no se descarguen en los conductores de la instalación.

En las instalaciones fotovoltaicas industriales se exige que exista un mecanismo que desconecte partes del campo o el campo por completo.

La desconexión del campo se puede efectuar de varias formas:

- Impedir que el sistema fotovoltaico produzca salida alguna.
- Reducir la tensión de salida a cero.
- Reducir la corriente de salida a cero.

La única forma de conseguir que la salida de un sistema fotovoltaico sea nula en los terminales del campo es impidiendo que la luz ilumine los módulos. La salida se puede anular cortocircuitando los módulos o los terminales del campo.

Cuando esto sucede, la corriente de cortocircuito fluye por el conductor que provoca el cortocircuito, lo que no resulta perjudicial en un sistema con un cableado adecuado y diodos de bypass.

La corriente de salida se puede anular desconectando el sistema fotovoltaico de cualquier carga. El interruptor que desconecta el campo fotovoltaico lleva a cabo esta tarea, pero en el cableado de la instalación y en la caja de desconexión aun existiría la tensión de circuito abierto. En un sistema industrial, una corriente de cortocircuito de 100 amperios (con el campo cortocircuitado) puede resultar tan difícil de manejar como una tensión a circuito abierto de 600 voltios.

Durante la instalación del campo fotovoltaico, los paneles se pueden cubrir para desconectarlos. En un sistema en funcionamiento, el interruptor que desconecta el campo fotovoltaico se abre durante el mantenimiento y el campo se cortocircuita o se deja abierto.

4.1.1 Protección contra sobrecorrientes

En un sistema fotovoltaico con múltiples fuentes de energía (módulos fotovoltaicos, baterías, cargadores de baterías, generadores, sistemas de acondicionamiento de potencia, etc.), el limitador de corriente debe proteger al conductor de la sobrecorriente de cualquier fuente conectada a los conductores, ya que todos los conductores que no estén puestos a tierra deben de ser protegidos por un limitador de corriente.

Los diodos de bloqueo, reguladores de carga e inversores, no se consideran limitadores de corriente y deben considerarse como cables de resistencia nula cuando se valoran las fuentes de sobrecorrientes.

Si el sistema fotovoltaico está conectado directamente a la carga sin batería de almacenamiento u otra fuente de energía, no se precisa ninguna protección contra sobrecorrientes si los conductores se dimensionan al 156% de la corriente de cortocircuito.

Cuando se abren los circuitos en sistemas fotovoltaicos de corriente continua, los arcos eléctricos se mantienen más tiempo que en los sistemas de alterna. Esto supone cargas adicionales para los dispositivos de protección contra sobrecorrientes especificados para funcionar en corriente continua. Tales dispositivos deben soportar la corriente de carga y detectar situaciones de sobrecorrientes, al igual que ser capaces de interrumpir las corrientes continuas de una forma segura. Los limitadores de corriente en alterna tienen las mismas exigencias.

Los módulos del sistema fotovoltaico deben tener limitadores de corriente con capacidad de al menos 125% de la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo.

Los limitadores de corriente de los circuitos de salida del sistema fotovoltaico deben tener una capacidad de al menos 125% de las corrientes de cortocircuito. Lo ideal es aumentar la capacidad de los limitadores de corriente y la ampacidad de los conductores a los que protege, al 156% ($1.25 \times 1.25 = 1.56$).

Todos los conductores que no estén puestos a tierra deben protegerse con limitadores de corriente. Los conductores puestos a tierra no deberían tener limitadores de corriente ya que la apertura independiente de estos dispositivos dejaría al sistema sin toma de tierra.

Debido a que las corrientes de salida de los módulos son limitadas, estos limitadores de corriente protegen al cableado del campo fotovoltaico contra cortocircuitos de la batería o del sistema de acondicionamiento de potencia. Como los conductores y los limitadores de corriente se dimensionan para soportar el 125% de la corriente de cortocircuito, esto se dimensiona para proteger toda la instalación ya que cuando exista una sobrecorriente, primero llegará al limitador de corriente y no a toda la instalación. Los limitadores de corriente en estos circuitos protegen a los conductores de las sobrecorrientes de los conjuntos de módulos conectados en paralelo o sobrecorrientes del banco de batería.

Entre los dispositivos que se utilizan para proteger la instalación fotovoltaica de sobrecorrientes podemos mencionar:

- *Fusibles*: Son dispositivos constituidos por un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de la instalación fotovoltaica para que se funda, cuando la intensidad de corriente supere, por un cortocircuito o un exceso de carga, la corriente nominal.

- *Disyuntores:* Son dispositivos que cortan automáticamente la corriente eléctrica, al sensar un valor de corriente mayor al establecido. Los disyuntores tiene la función de restablecer, es decir, que cuando se dispara por sobrecorrientes puede colocarse nuevamente en posición de trabajo.

Estos dispositivos de protección deben cumplir con los siguientes criterios:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad [4.1]$$

$$1.45 I_Z \geq I_F \quad [4.2]$$

Siendo:

I_N : La intensidad nominal o de régimen del dispositivo de protección.

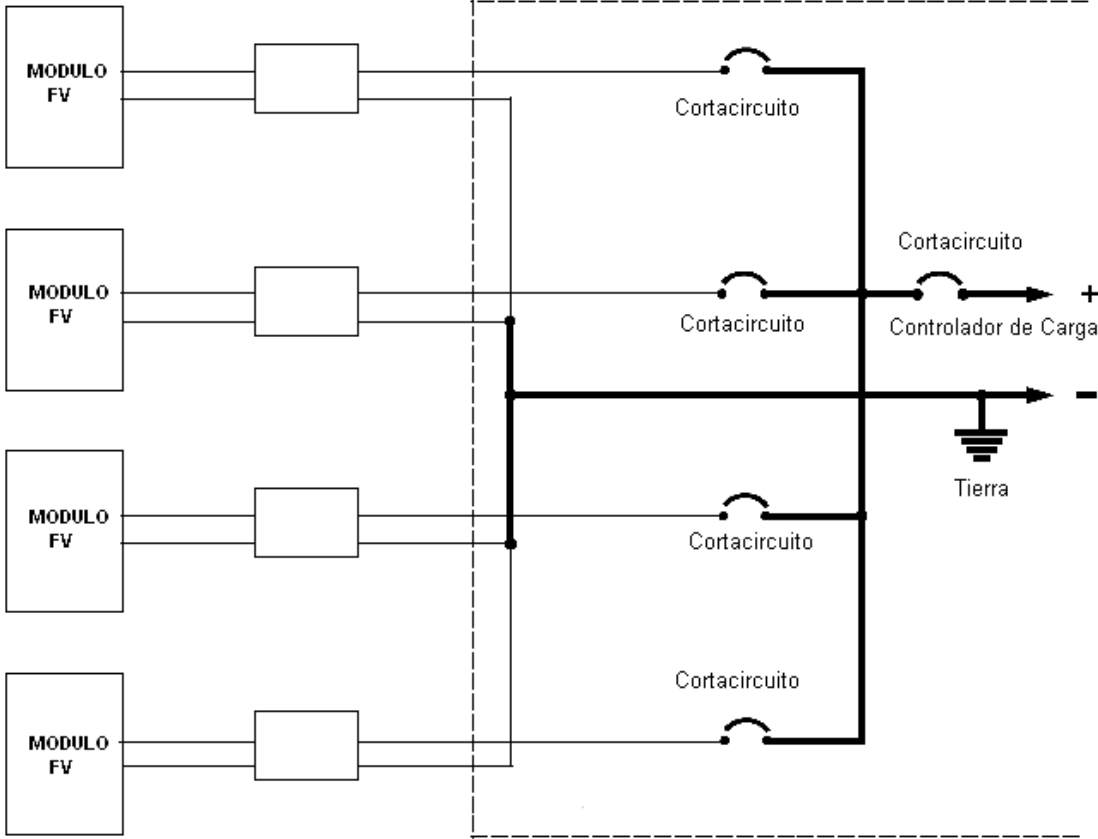
I_B : La intensidad de utilización de la carga o el cable.

I_Z : La intensidad máxima que puede soportar la carga o el cable, en condiciones de instalación determinadas.

I_F : La intensidad convencional de funcionamiento o de fusión del dispositivo de protección (generalmente, sus valores oscilan de 1.25 a 1.45 I_N para interruptores automáticos o disyuntores y de 1.60 a 2.10 I_N en el caso de fusibles).

En la figura 27 se muestra un ejemplo de protección contra sobrecorrientes del campo fotovoltaico. Los dispositivos limitadores de corriente deben ser capaces de abrir de forma segura los circuitos con corrientes de cortocircuito.

Figura 27. Protección contra Sobrecorrientes en instalaciones fotovoltaicas



Fuente: John Wiles, **Sistema de energía fotovoltaica y el código eléctrico nacional para instalaciones Fotovoltaicas**, Página 10

Los dispositivos limitadores de corriente, tanto los fusibles como los cortacircuitos, deben ser capaces de abrir en forma segura los circuitos con corrientes de cortocircuito.

En los sistemas fotovoltaicos con baterías de almacenamiento, el problema de la corriente de cortocircuito es muy grave. Por ejemplo una batería de plomo-ácido de 220 Ah, 6 voltios y descarga profunda, puede producir una corriente de cortocircuito tan elevada como 8,000 amperios durante una fracción de segundo y hasta 6,000 amperios durante unos pocos segundos en cortocircuito directo.

Estas corrientes tan elevadas pueden dar lugar a grandes esfuerzos térmicos y magnéticos que pueden causar la explosión de un dispositivo mal dimensionado en el sistema fotovoltaico.

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito deben tenerse en cuenta las resistencias de todas las conexiones, terminales, cables, portafusibles, cortacircuitos y conmutadores. Estas resistencias sirven para reducir la magnitud de las corrientes de cortocircuito disponibles en cualquier punto de la instalación.

4.1.2 Medios de conexión y desconexión

Un sistema fotovoltaico es un sistema de generación de potencia y es necesario un número mínimo de desconexiones para tratar la potencia que éste genere. El sistema de desconexión debe diseñarse para proporcionar seguridad, fiabilidad y fácil ejecución.

Los cortacircuitos pueden servir tanto de dispositivos de desconexión como de limitadores de corriente. En las instalaciones fotovoltaicas todos los conductores portadores de corriente que parte de la fuente de potencia fotovoltaica deben tener cortacircuitos de desconexión para evitar fallas en el sistema.

4.2 Desconexión de módulos fotovoltaicos

4.2.1 Desconexión de equipos

Cada parte del sistema fotovoltaico debe de contar con un sistema de desconexión de todas las fuentes de potencia, todas las desconexiones deben ser por medio de cortacircuitos. Los interruptores en corriente continua tiene un costo elevado, por tanto, la disponibilidad de interruptores de continua con especificaciones de hasta 48 voltios y 70 amperios podrían incentivar el uso en todos los sistemas de 12 y 24 voltios.

Por ejemplo un inversor de 2,000 vatios en un sistema de 12 voltios puede entregar casi 200 amperios a plena carga. Los dispositivos de desconexión deben estar especificados para soportar esta carga y tener un poder de corte adecuado.

4.2.2 Desconexión de baterías

El subsistema de almacenamiento es de vital importancia que cuente con sistemas de desconexión, ya que puede provocar que la tensión del campo fotovoltaico aumente desde los niveles normales de carga de la batería hasta la tensión de circuito abierto, lo que acortará la vida de todos los dispositivos conectados a la instalación, esta desconexión se puede realizar por medio de la actuación de un fusible o cortacircuitos.

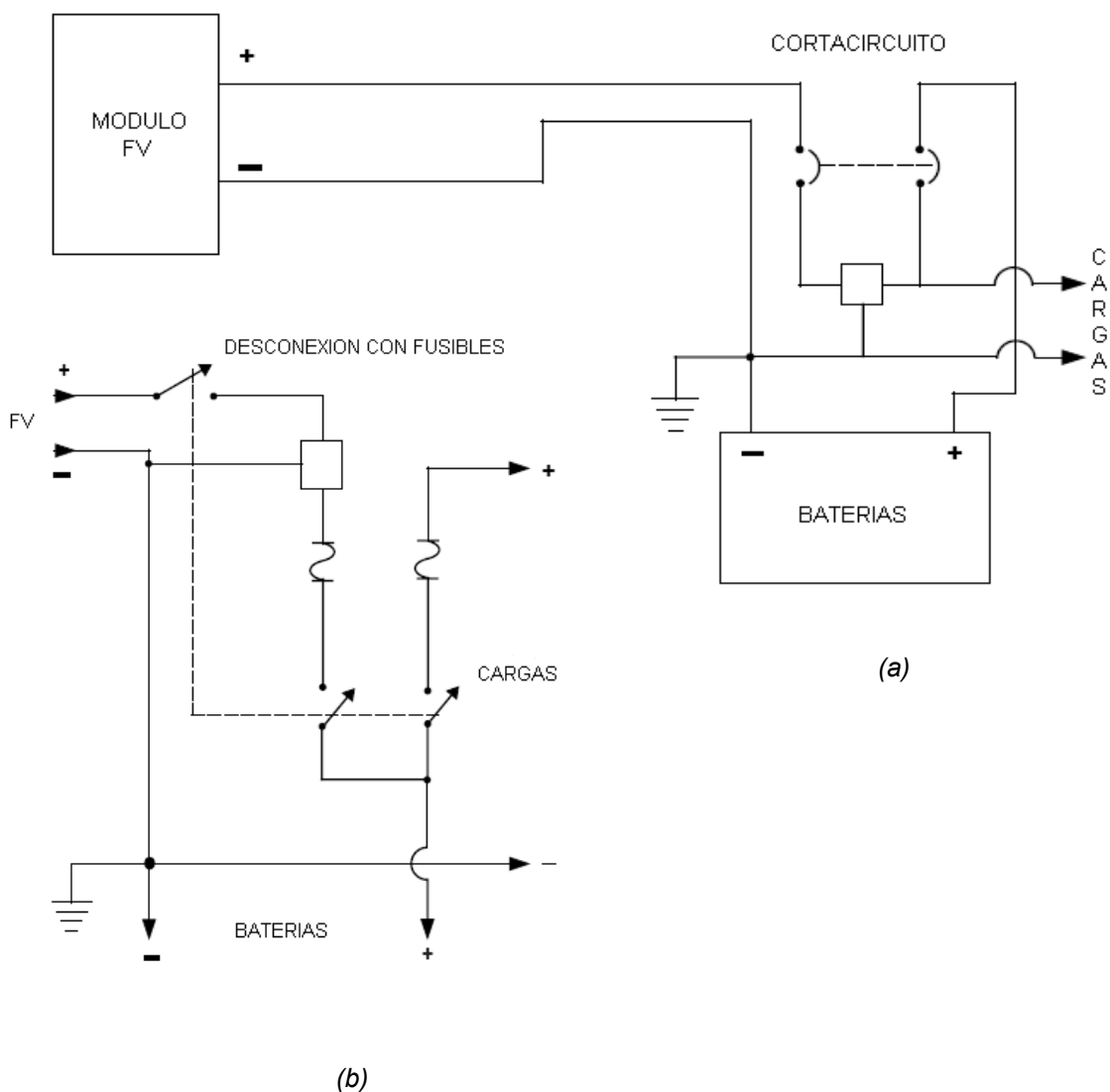
En la figura 28a se muestra los sistemas de desconexión del subsistema de almacenamiento, utilizando cortacircuitos multipolares y acoplados, y en la 28b se muestra la desconexión con fusibles acoplados.

4.2.3 Desconexión del regulador de carga

En algunos reguladores de carga no está clara la secuencia en la que se conectan y desconectan del sistema. La mayoría de los reguladores de carga no responden bien al hecho de conectarse al campo fotovoltaico y no conectarse a la batería.

La tensión medida de la batería oscilará rápidamente entre la tensión a circuito abierto del campo, mientras que el regulador intenta regular el proceso de carga inexistente.

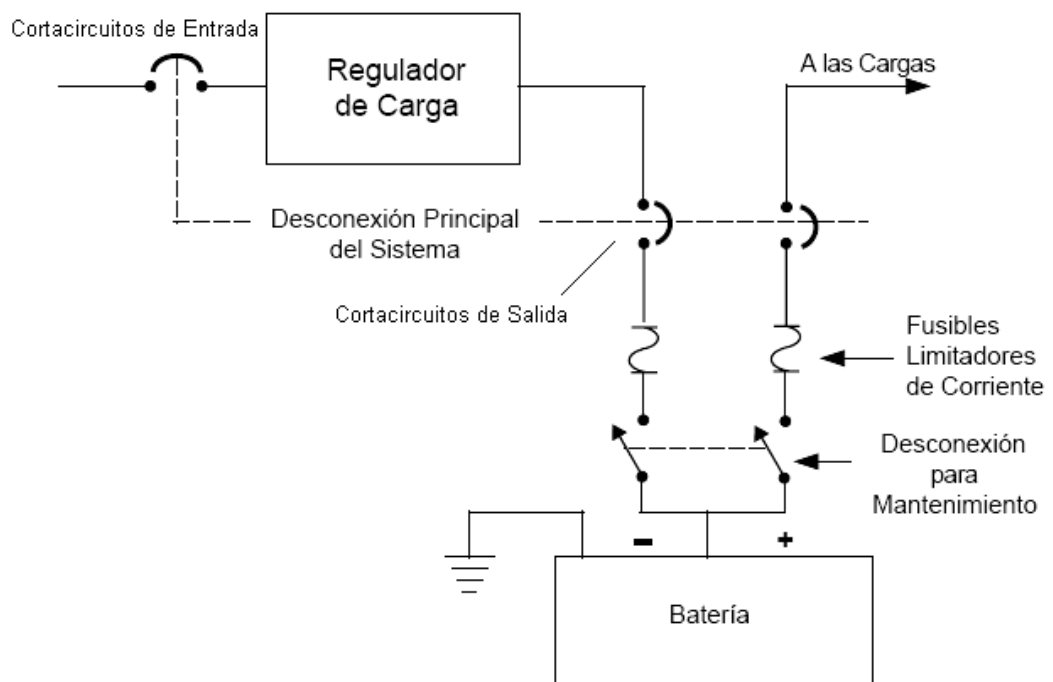
Figura 28. Desconexión de subsistema de almacenamiento



Fuente: John Wiles, **Sistema de energía fotovoltaica y el código eléctrico nacional para instalaciones Fotovoltaicas**, Página 45

Para la desconexión de los reguladores de carga dentro de una instalación fotovoltaica se realiza por medio de interruptores multipolares o cortacircuitos, el método más seguro de desconexión para los reguladores de carga es tener un interruptor o cortocircuito que desconecte del sistema tanto la entrada como la salida del regulador.

Figura 29. Desconexión del regulador de carga



Fuente: John Wiles, **Sistema de energía fotovoltaica y el código eléctrico nacional para instalaciones Fotovoltaicas**, Página 47

4.3 Puesta a tierra de módulos fotovoltaicos

En un sistema fotovoltaico de dos conductores y tensiones superiores a 50 voltios (tensión de salida o tensión de campo fotovoltaico abierto), debe colocarse a tierra un conductor de continua. En un sistema con tres conductores, el neutro o toma intermedia del sistema de continua debe ponerse a tierra.

El sistema de puesta a tierra aumenta la seguridad del personal y minimiza los efectos de los rayos y otras sobretensiones inducidas en los equipos. La puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicos reduce también el ruido de radiofrecuencias causado por los inversores.

El conductor del electrodo del sistema de tierra en corriente continua no debe tener un calibre inferior a 8 AWG o al del mayor conductor presente en el sistema. Por ejemplo si los conductores entre la batería y el inversor son de 4/0 AWG, entonces el conductor desde el conductor negativo y el electrodo de tierra debe ser de 4/0 AWG. El conductor del electrodo del sistema de tierra de un sistema fotovoltaico, debe conectarse a los circuitos de salida del campo fotovoltaico, hacia el final de los módulos del circuito. Cuando esta conexión se hace cerca de los módulos, se puede colocar protecciones contra sobretensiones; los interruptores de desconexión no deben cortar los conductores puestos a tierra.

En los sistemas de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas el regulador de carga puede considerarse como parte del circuito de salida del campo y el punto de conexión del conductor del electrodo de tierra puede estar antes o después del regulador. Este conductor de tierra tiene que ser de gran calibre (por ejemplo 4/0) mientras que los conductores que entran y salen del regulador pueden ser de calibre 10 AWG o inferior.

Si se conecta el conductor de tierra de calibre 4/0 AWG, en la entrada del regulador, aunque se provee un grado de mejora en la supresión de sobretensiones inducidas por los rayos, puede que no se consiga el objetivo completo de los requerimientos de la puesta a tierra.

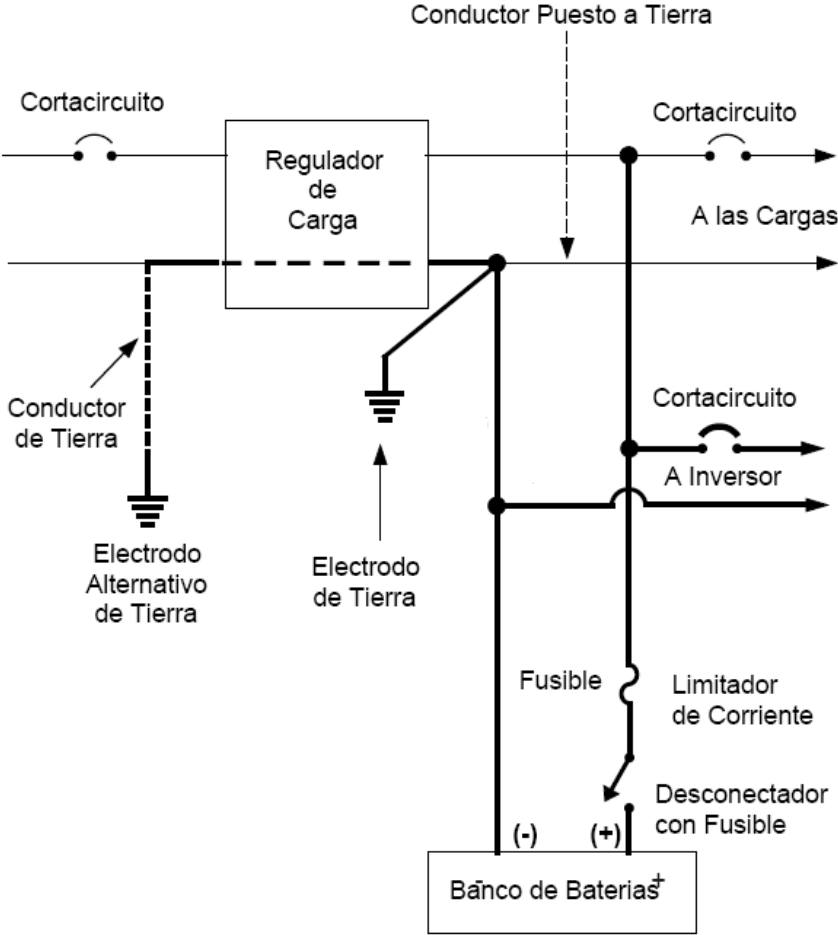
Si se conecta el conductor de tierra en el lado del regulador que da a las baterías, en un punto donde los conductores del sistema son de mayor calibre, se conseguirá una mejor puesta a tierra a expensas de una menor protección contra los rayos. En la figura 30 se muestra un ejemplo de la puesta a tierra de los sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación de sobretensiones causadas por descargas de tipo electro-atmosféricas o de algún cortocircuito en la instalación.

4.4 Ampacidad de los conductores

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes subsistemas que integran un sistema fotovoltaico.

Resulta inevitable que parte de esta energía se pierda en forma de calor, ya que la resistencia eléctrica de un conductor nunca es nula. La ampacidad en los conductores de sistemas fotovoltaicos se define como el máximo valor de la corriente que puede sostener el conductor, en forma continua sin dañarse.

Figura 30. Ejemplo de puesta a tierra de una instalación fotovoltaica



Fuente: John Wiles, **Sistema de energía fotovoltaica y el código eléctrico nacional para instalaciones Fotovoltaicas**, Página 28

Los módulos fotovoltaicos tienen una capacidad limitada para entregar corriente. La corriente de cortocircuito de un módulo es de un 10 a un 15 % superior a la corriente de funcionamiento. Los valores diarios de radiación solar pueden exceder a 1000 W/m^2 . En los cálculos de ampacidad de los conductores hay que tener en cuenta este aumento de corriente.

Otro de los problemas en los sistemas fotovoltaicos es que los conductores pueden verse sometidos a temperaturas elevadas desde 65 a $75 \text{ }^\circ\text{C}$, cuando los módulos están montados cerca de una estructura, no hace viento y la temperatura ambiente es elevada. Los valores de temperatura en las cajas de conexión del módulo suelen estar en este rango.

La ampacidad de los conductores de los circuitos de los módulos del sistema fotovoltaico debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito del mismo módulo o módulos en paralelo. La ampacidad de los conductores de los circuitos de salida del sistema fotovoltaico debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de salida.

La ampacidad de los conductores que entran o salen del inversor o sistema de acondicionamiento de potencia debe ser el 125% de la corriente de operación del dispositivo. De la misma manera los demás conductores del sistema fotovoltaico deberían tener una ampacidad del 125% de la corriente de operación, para permitir el funcionamiento prolongado a plena potencia.

En la tabla VI, se proporcionan los valores de ampacidad para diferentes tipos de cables, para una temperatura ambiente de 30°C, cuando se tienen hasta tres conductores por conducto o dentro de una aislación.

Tabla VI. Capacidad de conducción de corriente (A) permisible de conductores aislados para 0 a 2000 V nominales y 60 °C a 90 °C.

Tamaño nominal	Temperatura nominal del conductor						Tamaño nominal
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
mm ²	TIPOS TW* TWD* CCE TWD-UV	TIPOS RHW*, THHW*, THW*, THW-LS, THWN*, XHHW*, TT	TIPOS RHH*, RHW- 2,THHN*, THHW*, THHW-LS, THW-2*, XHHW*, XHHW-2,	TIPOS UF*	TIPOS RHW*, XHHW*, BM-AL	TIPOS RHW-2, XHHW, XHHW-2, DRS	AWG- kcmil
	Cobre			Aluminio			
0,8235	---	---	14	---	---	---	18
1,307	---	---	18	---	---	---	16
2,082	20*	20*	25*	---	---	---	14
3,307	25*	25*	30*	---	---	---	12
5,26	30	35*	40*	---	---	---	10
8,367	40	50	55	---	---	---	8
13,3	55	65	75	40	50	60	6
21,15	70	85	95	55	65	75	4
26,67	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,41	110	130	150	85	100	115	1
53,48	125	150	170	100	120	135	1/0
67,43	145	175	195	115	135	150	2/0
85,01	165	200	225	130	155	175	3/0
107,2	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,03	400	475	535	320	385	435	750
405,37	410	490	555	330	395	450	800
456,04	435	520	585	355	425	480	900

Fuente: Normas NFPA, **National Electric Code (NEC) edición 2008**, Página 70-148

5. PROPUESTA DE INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES

Dentro del sector industrial existen diferentes aplicaciones de procesos y utilización de la energía eléctrica. Dado que el consumo eléctrico de todas las industrias en Guatemala representa de un 20 a un 30% (aproximadamente 109 GWh.) de la demanda actual, de allí la importancia de realizar una propuesta de otra fuente de energía eléctrica.

La utilización de energía fotovoltaica en las instalaciones eléctricas industriales tiene las siguientes ventajas en comparación de la utilización de energías convencionales:

- La energía fotovoltaica se obtiene de la radiación solar como se trata en el capítulo 1, es energía de carácter renovable e inagotable.
- Es una energía limpia, pues no vierte ningún tipo de efluente contaminante, a excepción del subsistema de acumulación, cuya emisión de contaminantes es muy limitada y fácilmente controlable. No se emiten gases que contribuyan al efecto invernadero, la lluvia ácida, ni afecten a la capa de ozono.

- El impacto acústico es totalmente nulo y el impacto visual muy limitado, en especial en los sistemas integrados a los edificios.
- Al sustituir los combustibles fósiles, mayoritariamente importados de terceros países, la utilización de la energía fotovoltaica, por su naturaleza renovable y por consiguiente autóctona, mejora la independencia energética del sector industrial.

En la tabla VII, se muestra los datos de radiación solar y la temperatura, por mes para la ciudad de Guatemala.

Tabla VII. Datos de Radiación solar y temperatura para la ciudad de Guatemala.

MES	TEMPERATURA (°C)	RADIACION (kWh/M²/día)
Enero	21.3	5.18
Febrero	22.6	5.73
Marzo	23.8	6.02
Abril	24.6	6.05
Mayo	23.9	5.48
Junio	23.2	5.16
Julio	23.1	5.45
Agosto	23.2	5.34
Septiembre	22.7	4.73
Octubre	22.3	4.76
Noviembre	21.3	4.9
Diciembre	21.3	4.95

Fuente: **Ministerio de Energía y Minas de Guatemala (MEM)**

5.1 Método para dimensionar sistemas fotovoltaicos

Para dimensionar sistemas fotovoltaicos para las diferentes aplicaciones dentro de la industria, se realizará por el método denominado *método del peor mes o del mes más desfavorable*, para satisfacer las demandas de energía eléctrica durante la temporada más desfavorable, ya que el resto del año, el sistema podrá suministrar, sobradamente, la energía eléctrica demandada.

La unidad de tiempo para este método es un mes, dimensionándose el sistema para cubrir las necesidades durante el *peor mes*, es decir, aquél en el que la relación entre el promedio diario de la demanda de energía eléctrica y la radiación solar media diaria disponible resulta ser más desfavorable, o sea, que su cociente es el máximo de todos los meses.

En algunos casos el peor mes corresponde a alguno de los meses de invierno, por tratarse de aquellos en los que reciben menor radiación solar, no en todos los casos porque esto no depende tan sólo de las características temporales de la radiación solar, sino que son igualmente decisivas las características temporales de la demanda de energía eléctrica por parte de las instalaciones dentro del sector industrial.

Con el método del *peor mes*, los pasos a seguir son los siguientes:

Determinación del promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por la instalación, para cada mes E_{elec} expresada en Wh/día.

Determinación del promedio de radiación diaria disponible en el lugar de ubicación de los módulos fotovoltaicos, para cada mes H_s , expresada en (kWh/día)/m².

Cálculo del cociente mensual entre el promedio de energía eléctrica y el promedio de la radiación diaria disponible $M_{peor} = E_{elec} / H_s$.

Determinación del peor mes o del mes más desfavorable: el que corresponda el valor M_{peor} .

Elección del tipo de panel fotovoltaico y, en especial, de la *potencia pico* del panel, P_{max} , expresada en Wp, vatios-pico.

Cálculo del número de módulos o paneles fotovoltaicos necesarios, N_{mod} , y de la potencia total instalada del subsistema de captación de energía.

Cálculo del número de módulos conectados en serie, $N_{s,mod}$, y el número de módulos conectados en paralelo $N_{p,mod}$.

Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento de energía eléctrica.

Dimensionamiento del subsistema de regulación.

Dimensionamiento del subsistema de adaptación de energía.

Dimensionamiento del sistema de distribución.

5.1.1 Determinación de la energía eléctrica diaria requerida

Esto se refiere a la estimación para cada mes, del promedio de la energía eléctrica diaria que necesitará la instalación para su funcionamiento. En las instalaciones pueden existir cargas alimentadas por corriente continua (CC) o por corriente alterna (CA), deben de contabilizarse las necesidades de ambos tipos de cargas separadamente, ya que como se describió anteriormente las cargas de CC pueden alimentarse directamente de las baterías, mientras las cargas de CA deben alimentarse del inversor.

Se debe realizar un inventario de todas las cargas que deban alimentarse a partir de la instalación fotovoltaica, agrupando los que se alimentan en *CC*, y los que lo hacen en *CA*, como lo muestra la tabla VIII.

Al lado de la carga debe apuntarse la potencia eléctrica que consumen, en vatios, y el número de cargas idénticas existentes en la instalación. En la cuarta columna se indica el promedio diario de horas de funcionamiento de cada tipo de carga.

En la quinta columna se debe de especificar el resultado de multiplicar, para cada tipo de carga, el número de cargas idénticas por la potencia absorbida por cada una de ellas por el tiempo en horas de funcionamiento diario, obteniéndose como resultado la energía media diaria consumida por cada tipo de receptor, expresada en *Wh* (vatios-hora).

Este procedimiento sirve tanto para instalaciones que están aún por construir como para instalaciones con cargas ya existentes en funcionamiento a las que se desee cambiar el suministro eléctrico tradicional por un suministro fotovoltaico.

Con los datos obtenidos de la tabla VIII, nos permitirán conocer:

- E_{CC} : promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por las cargas de corriente continua en un mes determinado expresado en *Wh/día*.

- E_{CA} : promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por las cargas de corriente alterna en un mes determinado expresado en $Wh/día$.

Tabla VIII. Determinación de la energía eléctrica diaria requerida.

Cargas en corriente continua

Tipo de carga	Número de unidades N	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr)	Energía $E = N * P * Horas$ (Wh)
				Consumo Total en CC (Wh) $E_{CC} = \sum E_i$

Cargas en corriente alterna

Tipo de receptor	Número de unidades N	Potencia (W) P	Horas de funcionamiento diario (hr)	Energía $E = N * P * Horas$ (Wh)
				Consumo Total en CA (Wh) $E_{CC} = \sum E_i$

Fuente: Manuel Ibáñez Plana, **Tecnología solar**, Página 287

Una vez conocidos los consumos diarios en *CC* y *CA*, debe calcularse el consumo medio total diario de energía eléctrica $E_{elec.}$, a partir de las consideraciones siguientes:

En primer lugar se sobredimensionan los consumos de las cargas tanto de *CC* y *CA* mediante un margen o factor de seguridad, F_S , para tener en cuenta las pérdidas en las conexiones, en los conductores, aumentos imprevistos en el consumo de las cargas, etc. En la mayoría de instalaciones suele adoptarse un margen de seguridad del 15% ($F_S = 15\%$).

En el caso de los consumos en *CA*, deben, además, aumentarse para tener en cuenta que los inversores tienen unas pérdidas como consecuencia de que su rendimiento no es del 100% (el rendimiento o eficiencia de un inversor es igual al cociente entre la potencia eléctrica que suministra, en *CA*, y la potencia eléctrica que reciben, en *CC*). Debe introducirse, por tanto, como parámetro en las expresiones finales, la eficiencia de los inversores, η_{inv} , cuyo valor depende del tipo y tamaño del inversor.

Cuando no se tenga el dato de la eficiencia del inversor se puede tomar como valor para diseños iniciales o preliminares el de, $\eta_{inv} = 85\%$. Cuando los consumos son en *CC*, se toma un valor de $\eta_{inv} = 100\%$, es decir, que se calcula para un inversor imaginario con un 100% de eficiencia.

El consumo medio total diario de energía eléctrica, E_{elec} , se obtiene sumando las contribuciones en CC y CA:

$$E_{elec} = \frac{(100 + F_S) * E_{CC}}{100} + \frac{(100 + F_S) * E_{CA}}{\eta_{inv}} \quad [5.1]$$

Estas cantidades deben calcularse para cada uno de los meses del año; habrá, en total, 12 valores de E_{elec} .

5.1.2 Determinación del promedio de radiación diaria disponible

El siguiente paso consiste en estimar, para cada mes H_s , que es el promedio de energía (expresada en $kWh/m^2/día$) de la radiación solar que incide, durante un día, sobre un metro cuadrado de una superficie situada en el lugar de instalación de los paneles fotovoltaicos.

Para determinar el promedio de radiación diaria disponible por el sol deben tomarse las siguientes consideraciones:

- i) Dado que lo más habitual es que no existan datos tabulados concretos de la radiación solar en la ubicación exacta de la instalación fotovoltaica planeada, deben tomarse los datos correspondientes a la ubicación, con datos disponibles, más representativos en el lugar escogido.

- ii) Los valores de radiación diaria disponible se pueden presentar en distintas unidades, siendo las más comunes: kWh/m^2 , MJ/m^2 y kJ/m^2 . Se debe convertir todos los valores de radiación a kWh/m^2 para que se vuelva un método más sencillo calcular la radiación solar, y se tiene los siguientes factores de conversión:

$$1 \text{ kJ/m}^2 = 2,778 \times 10^{-4} \text{ kWh/m}^2$$

$$1 \text{ MJ/m}^2 = 0,2778 \text{ kWh/m}^2$$

- iii) Las características nominales de los módulos fotovoltaicos corresponden a una potencia de la radiación solar incidente de $1kWh/m^2$, la energía producida a lo largo de todo un día por un módulo, en el lugar específico, en el que el incide una radiación media diaria de H_S , será la misma que produciría dicho módulo si incidiera una radiación solar constante de potencia $1kWh/m^2$ durante un día que tuviera un número de horas de sol (todas ellas con $1kWh/m^2$) igual a H_S , por ello a H_S se le denomina *Horas Sol Pico (H.S.P)*.

5.1.3 Cálculo del cociente mensual entre el promedio de energía eléctrica y el promedio de la radiación diaria disponible

Para cada uno de los meses del año, se calcula el cociente entre el consumo medio total diario de energía eléctrica E_{elec} y el promedio de la radiación diaria disponible en el lugar de ubicación de los módulos fotovoltaicos H_s :

$$M_{peor} = E_{elec} / H_s \quad [5.2]$$

Y viene expresado en $(Wh)/(kWh/m^2) = (W)/(kW/m^2) = m^2/10^3$.

Es decir que M_{peor} tiene unidades de superficie, de manera que si el valor de M_{peor} obtenido se divide por 1000 da como resultado una superficie en m^2 . El cociente de la ecuación 5.2, expresado en m^2 , representa 1000 veces la superficie necesaria para que la energía media diaria de la radiación solar incidente sobre ésta sea igual a la energía media diaria consumida por las cargas.

También el cociente de la ecuación 5.2, representa 1000 veces la superficie que debería tener un panel fotovoltaico ideal, de rendimiento igual al 100%, para satisfacer las necesidades diarias de energía eléctrica de la instalación.

5.1.4 Determinación del peor mes o el mes más desfavorable

El sistema fotovoltaico se dimensiona para cubrir las necesidades durante el peor mes, es decir, aquél en el que la relación entre el promedio diario de las necesidades de energía eléctrica y la radiación solar media diaria disponible resulta más desfavorable, o sea, el que le corresponda el valor $M_{peorMAX}$, valor máximo de los valores de M_{peor} de cada mes.

5.1.5 Elección del tipo y número de paneles fotovoltaicos:

Se hace imprescindible la elección del tipo de paneles fotovoltaicos que va a instalarse, o, al menos, la potencia pico o máxima de los paneles, P_{mod} , expresada en W_p , vatios-pico.

Todos los cálculos y el dimensionamiento que se desarrollan deben de referirse al peor mes y realizarse con los datos correspondientes a dicho mes. En primer lugar, se va a calcular la energía producida por un único panel fotovoltaico (*este se obtiene de la hoja de características de los fabricantes de paneles solares*).

5.1.6 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

La energía producida, durante una hora, por un panel de potencia pico sobre el que incide una radiación solar de una intensidad igual a 1kW/m^2 es igual a P_{mod} (Wh). Si en lugar de una hora, la radiación solar de 1kW/m^2 incide sobre el panel durante H_S horas (es decir, H_S horas de sol pico), la energía producida por el panel será igual a $H_S * P_{mod}$; Por tanto:

$$H_S * P_{mod} = \frac{\text{kWh}}{\text{día} * \text{m}^2} * W_p = \text{Energía diaria producida por un panel} \quad [5.3]$$

Por consiguiente, si la demanda media diaria de energía eléctrica de las cargas dentro de una instalación industrial es E_{elec} , la energía media diaria producida por un panel es $H_S * P_{mod}$, se concluye que el número de paneles, N_{mod} , necesarios para cubrir las necesidades diarias de las cargas viene dado por:

$$N_{mod} (\text{número de módulos}) = 1.1 * \frac{E_{elec}}{H_S * P_{mod}} = \frac{\frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{\frac{\text{kWh}}{\text{día} * \text{m}^2} * W_p} \quad [5.4]$$

O lo que es lo mismo:

$$N_{mod} (\text{número de módulos}) = 1.1 * \frac{\left[\frac{E_{elec}}{H_S} \right]}{P_{mod}} = \frac{\left[\frac{\frac{\text{Wh}}{\text{día}}}{\text{kWh}} \right]}{\frac{\text{día} * \text{m}^2}{W_p}}$$

Lo que equivale, también a:

$$N_{mod} \text{ (número de módulos)} = 1.1 * \frac{M_{peorMAX}}{P_{mod}} = \frac{\left[\frac{\frac{Wh}{día}}{\frac{kWh}{día * m^2}} \right]}{W_p} = \frac{m^2}{W_p * 10^3}$$

El coeficiente 1.1 es un factor de seguridad para hacer frente a imprevistos y a la depreciación de los diferentes componentes del sistema fotovoltaico por diferentes causas (por ejemplo, depreciación debida al envejecimiento, perdidas de rendimiento debida a los valores nominales, etc.) Equivale a un sobredimensionamiento del 10%.

5.1.7 Cálculo de la conexión de los módulos

Se debe de tener establecida la tensión de trabajo del subsistema de almacenamiento, $V_{T, alm}$. Si la tensión nominal de cada módulo fotovoltaico es V_{mod} (normalmente 12V.), entonces, el número de módulos fotovoltaicos que deberán conectarse en serie, $N_{S, mod}$, para que la tensión de salida del campo fotovoltaico iguale a la tensión de las baterías vendrá dado por:

Número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,mod} = \frac{V_{T,alm}}{V_{mod}} \quad [5.5]$$

El número de módulos conectados en paralelo, $N_{P, mod}$ (en realidad, $N_{P, mod}$ es el número de ramos o conjuntos de $N_{S, mod}$, conectados en serie que deberán conectarse en paralelo) puede hallarse como:

Número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,mod} = \frac{N_{mod}}{N_{S,mod}} \quad [5.6]$$

De este modo, el número total de módulos fotovoltaicos, N_{mod} , es igual al producto:

$$N_{mod} = N_{S,mod} * N_{P,mod} \quad [5.7]$$

Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que el número final total de módulos, N_{mod} , debe poderse expresar como el producto de dos números naturales, $N_{S,mod} \times N_{P,mod}$ siendo uno de ellos prefijado, de modo que, si el número de paneles obtenido inicialmente no cumple esta condición, deberá aproximarse al mínimo número inmediatamente superior que la cumpla, modificando para ello el valor de $N_{P,mod}$ (puesto que el valor de $N_{S,mod}$ viene fijado por la tensión de trabajo de las baterías y no puede modificarse).

Por ejemplo, si en el cálculo se ha obtenido un valor de $N_{mod} = 18$ paneles, y, para obtener la tensión de trabajo de las baterías deben conectarse 4 paneles en serie, $N_{S, mod} = 4$, se obtendría $N_{P, mod} = 18/4 = 4.5$. Es evidente, pues, que 18 no puede descomponerse como producto de 4 y otro número natural, por lo que debe sustituirse $N_{mod} = 18$ por el mínimo número inmediatamente superior que, permita la anterior descomposición; en este caso, tomando $N_{mod} = 20$ se cumple, pues $20 = 4 \times 5$, es decir: $N_{P, mod} = 20/4 = 5$ (deberían conectarse 5 líneas de 4 paneles en serie cada una, en paralelo).

Cuando ya se tengan los datos del número de módulos conectados en serie, $N_{S,mod}$, el número de ramas conectadas en paralelo, $N_{P,mod}$, y el número de módulos totales, N_{mod} , pueden calcularse los principales parámetros eléctricos del subsistema de captación de energía:

Potencia pico total del subsistema de captación de energía, P_{gen} :

$$P_{gen}(W_P) = N_{mod}(\text{Total de paneles}) * P_{mod}(W_P / \text{módulo}) \quad [5.8]$$

Es decir,

$$P_{gen}(W_P) = N_{S,mod} * N_{P,mod}(\text{Total de paneles}) * P_{mod}(W_P / \text{módulo}) \quad [5.9]$$

Corriente pico total de salida del subsistema de captación de energía, $I_{P, gen}$:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,mod} * N_{P,mod} \quad [5.10]$$

Corriente total de cortocircuito del subsistema de captación de energía,

$I_{SC, gen}$:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,mod} * N_{P,mod} \quad [5.11]$$

Tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía,

V_{gen} :

$$V_{gen}(V) = V_{mod} * N_{S,mod} \quad [5.12]$$

Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, $V_{P, gen}$:

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,mod} * N_{S,mod} \quad [5.13]$$

Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía,

$V_{OC, gen}$:

$$V_{OC,gen}(V) = V_{CA,mod} * N_{S,mod} \quad [5.14]$$

5.1.8 Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento de energía eléctrica

Para el dimensionamiento del subsistema de almacenamiento de energía eléctrica deben de conocerse los siguientes parámetros:

- a) $P_{D, \text{máx}}$: Profundidad máxima de descarga profunda u ocasional. En caso de las baterías de Plomo-Acido $P_{D, \text{máx}}$ suele estar comprendida entre 0.6 y 0.8, mientras que, en el caso de las baterías de Níquel-Cadmio, es igual a la unidad.

- b) $P_{D, \text{diaria}}$: Profundidad máxima de descarga diaria o superficial disponible. En el caso de las baterías de Plomo-Acido $P_{D, \text{diaria}}$ suele valer alrededor de 0.2, mientras que, en el caso de las Níquel-Cadmio, es igual a la unidad.

- c) $V_{T, \text{alm}}$: Tensión de trabajo del subsistema de almacenamiento, expresada en voltios.

- d) V_{alm} : Tensión nominal de cada batería.

Deben, además, establecerse el número de días de autonomía de las baterías, N_D , es decir, la cantidad de días que las cargas dentro de la instalación fotovoltaica puedan abastecerse de la energía eléctrica suministrada exclusivamente por las baterías, en ausencia total de generación eléctrica por parte de los módulos fotovoltaicos. Generalmente, el valor de N_D suele fijarse entre 3 y 10 días de autonomía.

La energía almacenada en una batería, E , que tenga una capacidad de C (Ah amperios-hora) y una *tensión nominal* igual a V_{alm} (voltios) viene dada por el producto de las dos magnitudes anteriores.

$$E(\text{Wh}) = C (\text{Ah}) * V_{alm} (\text{V}) \quad [5.15]$$

La energía que debería almacenarse en un sistema de almacenamiento E_{alm} (Wh), que admitiera una profundidad de descarga del 100%, para poder suministrar la energía consumida por las cargas durante los días de autonomía, N_D , viene dada por:

$$E_{alm}(\text{Wh}) = N_D * E_{\text{Elec,máx}} (\text{Wh / día}) \quad [5.16]$$

La ecuación 5.16, se justifica por el hecho que, si la profundidad de descarga, P_D , admisible es igual a la unidad, $P_D = 1$ (descarga al 100%), toda la energía almacenada en las baterías es útil, esto es, aprovechable para ser suministrada a las cargas.

La energía almacenada en las baterías debe ser mayor que la energía necesaria por las cargas del sistema fotovoltaico, ya que solamente una parte puede ser aprovechada para ser transferida a las cargas.

Normalmente, es de esperar que la necesidad de alimentar a las cargas únicamente a partir de las baterías durante la totalidad de los N_D días surja muy de vez en cuando (por que se espera que se disponga de la aportación mayor, de la energía generada por los módulos fotovoltaicos), por lo que, para dimensionar el sistema de acumulación, se utiliza $P_{D,máx}$: profundidad máxima de descarga profunda u ocasional, ya que si se utiliza $P_{D,diaaria}$, se obtendrá un sistema de baterías excesivamente sobredimensionado.

Así pues, la energía que debería almacenarse en el sistema de acumulación, E_{alm} , añadiendo un factor de seguridad de 1.1, viene dada por:

$$E_{alm} (Wh) = \frac{1.1 * [N_D * E_{Elec,máx} (Wh / día)]}{P_{D,máx}} \quad [5.17]$$

De donde la capacidad necesaria del sistema de almacenamiento se obtiene:

$$C_T(\text{Ah}) = E(\text{Wh}) / V_{T,\text{alm}} (\text{V}) \quad [5.18]$$

$$C_T(\text{Ah}) = \frac{1.1 * [N_D * E_{\text{Elec,máx}} (\text{Wh / día})]}{P_{D,\text{máx}} * V_{T,\text{alm}} (\text{V})} \quad [5.19]$$

Se debe comprobar que la capacidad de las baterías, obtenida sea superior a la mínima necesaria para que la batería no se descargue diariamente más de la profundidad de descarga diaria o superficial admisible, $P_{D,\text{diaria}}$, a fin de evitar que se produzcan ciclos de descarga diarios superiores a los admitidos por el tipo de baterías empleadas. Para ello, se debe verificar que:

$$C_T(\text{Ah}) \geq \frac{E_{\text{Elec,máx}} (\text{Wh / día})}{P_{D,\text{diaria}} * V_{T,\text{alm}} (\text{V})} \quad [5.20]$$

En el caso de que no se cumpla la anterior condición (generalmente, esta situación puede suceder cuando el número de días de autonomía sea pequeño), la capacidad necesaria del sistema de almacenamiento, se obtiene:

$$C_T(\text{Ah}) = \frac{E_{\text{Elec,máx}} (\text{Wh / día})}{P_{D,\text{máx}} * V_{T,\text{alm}} (\text{V})} \quad [5.21]$$

Al igual que sucede con los módulos fotovoltaicos, las baterías deben conectarse adecuadamente para conseguir los requerimientos eléctricos de conexión con el resto del sistema fotovoltaico. En primer lugar, todas las baterías que se conecten deben ser del mismo tipo e idénticas características (misma capacidad, tensión, etc.). Cuando se conectan varias baterías en serie, se suman las tensiones, y la capacidad total obtenida es igual a la capacidad individual de una de las baterías.

Cuando se conectan varias baterías en paralelo, la capacidad total obtenida es igual a la suma de las capacidades individuales de cada batería, siendo la tensión la misma que posee cada una de las baterías conectadas.

Se debe de evitar la conexión de baterías en paralelo debido a que, si existen baterías que se encuentran, por diversas causas, en distinto estado electroquímico, pueden establecerse corrientes eléctricas que circulen entre las distintas baterías, disminuyendo la eficiencia y las prestaciones del conjunto.

En la conexión de baterías en serie, deben, seleccionarse baterías individuales que, de ser posible, tengan aproximadamente la capacidad total que se desea (de lo contrario se deberán conectar, además, en paralelo, situación a evitar, en lo posible) conectando tantas baterías individuales como sean necesarias para obtener la tensión de trabajo requerida.

Si disminuye la tensión de salida total del subsistema de almacenamiento, disminuye la capacidad necesaria de las baterías individuales conectadas en serie.

El número de baterías individuales que deben conectarse en serie se calcula mediante la expresión:

$$N_{S,alm} = \frac{V_{T,alm}}{V_{alm}} \quad [5.22]$$

Si es necesario conectar varios conjuntos de baterías en paralelo, a fin de alcanzar la capacidad deseada, el número de baterías en paralelo, $N_{P,alm}$, se calcula como:

$$N_{P,alm} = \frac{C_T}{C} \quad [5.23]$$

Siendo C la capacidad individual de cada batería, en Ah, y C_T la capacidad del sistema de almacenamiento, también en Ah. El número total de baterías, N_{alm} , será igual al producto:

$$N_{alm} = N_{S,alm} * N_{P,alm} \quad [5.24]$$

5.1.9 Dimensionamiento del subsistema de regulación

El regulador dentro de la instalación fotovoltaica debe de especificarse con los valores nominales de tres parámetros eléctricos, siendo estos: la tensión nominal de trabajo del regulador, la intensidad nominal del interruptor de acoplamiento entre los módulos fotovoltaicos y las baterías y del interruptor de acoplamiento entre las baterías y las cargas.

Tensión nominal de trabajo del regulador, V_{Reg} , debe coincidir con las tensiones nominales de los subsistemas de captación de energía y de almacenamiento.

$$V_{Reg} = V_{gen} = V_{T,alm} \quad [5.23]$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia el subsistema de almacenamiento, $I_{Reg \text{ gen-alm}}$, debe ser igual a la máxima intensidad de corriente que es capaz de suministrar el subsistema de captación de energía:

$$I_{Reg \text{ gen-alm}} = I_{SC,alm} = I_{SC,mod} * N_{P,mod} \quad [5.24]$$

Deben preverse los aumentos de las corrientes y tensiones suministradas por los módulos fotovoltaicos en condiciones medioambientales determinadas, multiplicando, para ello, las ecuaciones anteriores por 1.25.

$$V_{Reg} = 1.25 * V_{gen} \quad [5.25]$$

$$I_{Reg\ gen-alm} = 1.25 * I_{SC,gen} = 1.25 * I_{SC,mod} * N_{P,mod} \quad [5.26]$$

Por motivos de reducción de costos, de versatilidad, de diseño, etc., puede dividirse el subsistema de captación de energía en varios conjuntos de paneles fotovoltaicos y conectar cada conjunto a su respectivo regulador, para cuando se tenga este caso se conectan en paralelo los reguladores instalados (todos ellos deben ser del mismo tipo y tener las mismas tensiones y corrientes nominales).

La Intensidad nominal de interruptor de acoplamiento entre las baterías y las cargas, $I_{alm,carga}$, debe ser, como mínimo, igual a la corriente total absorbida por la instalación, ya se trate de una instalación con cargas de CC (*cuyo caso la corriente total es igual a la suma de las corrientes de cada carga*), con cargas CA (*en cuyo caso la corriente total es igual a la corriente máxima absorbida por el inversor*) o mixta, es decir, líneas de CC y líneas de CA (*en cuyo caso la corriente total se obtiene sumando las corrientes totales de cada línea*).

5.1.10 Dimensionamiento del subsistema de adaptación de energía

En este punto se dimensionará el inversor de la instalación, los inversores se caracterizan por dos potencias: *la potencia en servicio continuo* y *la potencia pico o en servicio intermitente*.

Potencia en servicio continuo P_{inv} : Así como el campo fotovoltaico y el subsistema de almacenamiento se dimensionan para cubrir las necesidades energéticas diarias de las cargas instaladas.

Un inversor se dimensiona para satisfacer la demanda de potencia (en régimen permanente) máxima de las cargas – *potencia del inversor en servicio continuo, P_{inv}* –, que es igual al valor máximo de la suma de las potencias de todos las cargas que pueden funcionar simultáneamente.

Potencia pico o en servicio intermitente $P_{P,inv}$: Se debe de tener en cuenta, que el tipo de inversor seleccionado posea una *potencia pico o en servicio intermitente*, capaz de suministrar los picos de sobrepotencias transitorias que se presentan al conectar determinados tipos de cargas, especialmente los motores eléctricos. Debe verificarse pues cual es la potencia máxima de un motor que es capaz de arrancar el inversor.

Ambas potencias, P_{inv} y $P_{P inv}$, se refieren a las *potencias de salida*, es decir, suministradas por el inversor a las cargas. Las correspondientes *potencias de entrada*, esto es, absorbidas por el inversor se obtienen de dividir las anteriores por su rendimiento, y permiten, por ejemplo, hallar la intensidad máxima del interruptor de acoplamiento entre las baterías y las cargas, $I_{Acu recep}$ en las líneas de CA, y la intensidad máxima.

5.1.11 Dimensionamiento del Subsistema de distribución

El dimensionamiento del sistema de distribución se refiere al dimensionamiento de los conductores de todos los subsistemas que conforman el sistema fotovoltaico.

- a) *Subsistema de captación de energía*: Las corrientes cortocircuito, $I_{SC, mod}$, y tensiones en circuito abierto $V_{OC, mod}$ de los módulos fotovoltaicos, viene dadas por el fabricante y corresponden a condiciones de ensayo estandarizadas de 1000 W/m^2 de radiación y una temperatura del módulo fotovoltaico de 25° C . Sin embargo, los valores de $I_{SC, mod}$ y de $V_{OC, mod}$, se ven afectados por los cambios que puedan experimentar los parámetros solares anteriores.

Así la *corriente de cortocircuito*, $I_{SC, mod}$, se ve incrementada al aumentar la radiación solar y la temperatura (puede alcanzar, ocasionalmente valores de 1200 W/m^2 o incluso superiores, especialmente en momentos de alta radiación solar; por otro lado, la temperatura habitual de funcionamiento de los paneles puede ser de 75° C o superior).

Por todo ello, la intensidad máxima suministrada por los módulos debe estar sobredimensionada respecto a la intensidad de cortocircuito, con un sobredimensionamiento del 25%. Por consiguiente, la corriente máxima suministrada por los módulos fotovoltaicos es:

$$I_{\text{Máx,mod}} = 1.25 \cdot I_{\text{SC,mod}} \quad [5.27]$$

Siguiendo las normas *NEC* establece que las corrientes máximas que circulan por una línea se sobredimensionen por un factor adicional igual a 1.25 (para que los conductores trabajen como máximo al 80% de su capacidad) de modo que la sección de los conductores se escoge de acuerdo con la corriente resultante:

$$I_{\text{conductor}} \geq 1.25 \cdot 1.25 \cdot I_{\text{SC,mod}} = 1.56 I_{\text{SC,mod}}$$

Hay que tener en cuenta que la *tensión de circuito abierto*, aumenta al disminuir la temperatura, de manera que, en días fríos pero soleados, la tensión en circuito abierto puede superar ampliamente el valor especificado por el fabricante. Debe tomarse como tensión máxima de los módulos la tensión en circuito abierto multiplicada por un factor, normalmente de 1.25. En consecuencia, la tensión de aislamiento de los conductores debe escogerse considerando dicho factor.

b) *Subsistema de almacenamiento*: Los cables utilizados para acoplar baterías entre sí y con el resto del equipo de la instalación fotovoltaica deben soportar las condiciones corrosivas y húmedas del lugar en el que éstas están ubicadas.

Los conductores conectados a las baterías deben de soportar las elevadísimas corrientes de cortocircuito que pueden presentarse en la instalación, en función del tiempo de respuesta de las protecciones correspondientes.

c) *Línea de conexión entre las baterías y los inversores*: Los conductores de esta línea deben dimensionarse para soportar la máxima intensidad que pueden absorber los inversores, sobredimensionada por un factor de 1.25 para tener en cuenta los picos de corriente transitoria que se presentan al conectar determinados tipos de cargas, especialmente motores eléctricos. La corriente máxima de esta línea se calcula teniendo en cuenta:

- i. La potencia del inversor en servicio continuo, P_{inv}
- ii. El menor valor de la tensión del subsistema de almacenamiento con el que puede funcionar el inversor, $V_{min\ alm}$, pues, es en esta situación cuando el inversor absorberá una corriente mayor.
- iii. La eficiencia del inversor a plena potencia, η_{inv} .

La intensidad máxima permanente de la línea de alimentación de los inversores, $I_{m\acute{a}x\ inv.}$, será:

$$I_{M\acute{a}x\ inv} = \frac{P_{inv}}{V_{M\acute{i}n\ alm} * \eta_{inv}} \quad [5.28]$$

5.2 Aplicación del método a la instalación eléctrica fotovoltaica para edificios de oficinas en ciudad de Guatemala.

Esta aplicación se propone para el sistema de iluminación en un edificio de dos niveles con oficinas administrativas, dos salones de reuniones, y sistema de bombeo de agua. Se aplicará solo para cargas de corriente alterna. Este edificio se encuentra dentro del perímetro de la ciudad capital de Guatemala.

5.2.1 Determinación del promedio de la energía eléctrica diaria solicitada por la instalación

El consumo medio total diario de energía eléctrica en CC, $E_{elec,CC}$ y en CA $E_{elec,CA}$ (introduciendo un factor de seguridad , $F_s = 15\%$, y la eficiencia de los inversores, $\eta_{inv} = 90\%$) vendrán dados por la ecuación 5.1 y el dato de la energía total que demanda la instalación se toma de la tabla IX.

Tabla IX. Cargas receptoras en instalación fotovoltaica

CARGAS EN CORRIENTE ALTERNA

Tipo de Carga (Iluminación)	Número de unidades <i>N</i>	Potencia (W) <i>P</i>	Horas de Funcionamiento Diario (<i>hr</i>)	Energía $E = N * P * \text{Horas}$ (Wh)
<i>Nivel 2</i>				
Oficinas departamento de mantenimiento	8	40	8	2560
Gerente de Mantenimiento	8	40	8	2560
Oficinas departamento de producción	16	40	8	5120
Gerente de Producción	8	40	8	2560
Sala de Capacitación	16	40	4	2560
Oficina departamento Calidad				
Gerente de Calidad	8	40	6	1920
Oficina Gerente General	8	40	8	2560
Servicios Sanitarios	8	40	4	960
<i>Edificio Nivel 1</i>				
Bodega de Repuestos	16	40	8	5120
Taller de Mantenimiento	16	40	8	5120
Otros				
Bomba de agua	1	746	4	2984
			Energía Total	32,958 Wh

$$E_{\text{elec}} = \frac{(100 + 15) * 0}{100} + \frac{(100 + 15) * 32,958}{90} \approx 35,944 \text{ Wh/día}$$

Finalmente el consumo medio total diario de energía eléctrica, E_{elec} , para un mes determinado, se obtiene sumando ambas contribuciones:

$$E_{elec} = 0 + 35,944 = 35,944 \text{ Wh/día}$$

Realizando los cálculos correspondientes para cada mes, resulta:

Tabla X. Consumo medio total diario de energía eléctrica

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
<i>Elec (Wh/día)</i>	45,928	45,928	45,928	45,928	45,928	45,928
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
	45,928	45,928	45,928	45,928	45,928	45,928

5.2.2 Determinación del promedio de la radiación solar disponible del lugar de instalación

En este caso la ubicación del edificio se encuentra en la ciudad de Guatemala con latitud 15° norte y 90° longitud oeste, este cálculo se realizará por cada mes del año. Los valores de radiación se tomarán de la tabla VI, que son los valores de radiación solar incidente en la ciudad de Guatemala.

5.2.3 Cálculo del cociente mensual entre el promedio de energía eléctrica y el promedio de la radiación solar

De la ecuación 5.2, obtenemos:

$$M_{peor} = E_{elec} / H_s$$

Tabla XI. Cociente mensual del promedio de energía eléctrica y promedio de radiación solar

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
$M_{peor} = E_{elec} / H_s$ ($m^2/10^3$)	8,866.50	8,015.44	7,629.31	7,591.48	8,381.10	8,900.86
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
	8,427.24	8,600.83	9,710.03	9,648.83	9,373.15	9,278.47

5.2.4 Determinación del peor mes o el mes más desfavorable

De los resultados de la tabla XI, el mes Septiembre es el mes donde se tiene el valor más alto del cociente entre el consumo de energía eléctrica y el promedio de la radiación diaria disponible, con un valor de 9,710.03 $m^2/10^3$, por lo tanto, con este para este mes se realizarán los cálculos de la instalación fotovoltaica.

5.2.5 Elección del tipo de paneles fotovoltaicos

Para este cálculo se utilizará un panel fotovoltaico ATERSA, modelo A-230 de 230W de potencia pico, cuyas características se muestran en la tabla XII. Así pues se tiene que:

$$P_{mod} = 230 \text{ W}_P$$

5.2.6 Cálculo del número de módulos fotovoltaicos

Calculamos el número de módulos o paneles fotovoltaicos necesarios para la instalación, siguiendo la ecuación 5.4:

$$N_{mod} \text{ (número de módulos)} = 1.1 * \frac{M_{peorMAX}}{P_{mod}} = \frac{9,710.03}{230} = 46.44 \approx 47 \text{ módulos}$$

Esta instalación contará con 47 módulos, con las características de la tabla XII.

Tabla XII. Hoja de especificaciones del módulo fotovoltaico ATERA A-230

CARACTERISTICAS DE LOS MODULOS FOTOVOLTAICOS			
Características Eléctricas		Características Físicas	
Modelo	A-230	Longitud (mm.)	1645
Número de células en serie	60	Ancho (mm.)	990
Potencia (Wp.)	230	Área (m ²)	1.63
Corriente en punto de máxima potencia (A)	7.62	Espesor (mm.)	50
Tensión en punto de máxima potencia (V)	30.20	Peso (Kg.)	23
Corriente de Corto Circuito (A)	8.12		
Tensión de Circuito Abierto (V)	37.40		
Voltaje nominal del módulo (V)	12		
Eficiencia del módulo	14.10%		

5.2.7 Cálculos del número de módulos conectados en serie, en paralelo y número final de módulos

Dado el elevado número de módulos de la instalación, se adopta una tensión de trabajo en CC (campo fotovoltaico, regulador y baterías) de 48 voltios, es decir:

$$V_{T, alm} = 48 \text{ Voltios}$$

De la ecuación 5.5 el número de módulos conectados en serie:

$$N_{S,mod} = \frac{V_{T,alm}}{V_{mod}} \qquad N_{S,mod} = \frac{48}{12} = 4 \text{ módulos en serie}$$

De la misma manera de la ecuación 5.6 el número de módulos conectados en paralelo:

$$N_{P,mod} = \frac{N_{mod}}{N_{S,mod}} \qquad N_{P,mod} = \frac{48}{4} = 11.75 \approx 12 \text{ módulos en paralelo}$$

El número de módulos debe poderse expresar como el producto de dos números naturales, $N_{s,mod} \times N_{p,mod}$, siendo uno de ellos prefijado ($N_{s,mod}$), de modo que, si el número de paneles obtenido inicialmente no cumple esta condición, deberá aproximarse al mínimo número inmediatamente superior que la cumpla, modificando, para ello el valor de $N_{p,mod}$, de la ecuación 5.7 tenemos:

$$N_{mod} = N_{S,mod} * N_{P,mod} \qquad N_{mod} = 4 \times 12 = 48 \text{ módulos}$$

Esto nos quiere decir que la instalación constará de un total de 48 módulos fotovoltaicos, del tipo ATERSA A-230 con una potencia pico de 230 vatios.

Calculando los parámetros más importantes de los módulos fotovoltaicos obtenemos:

Potencia pico total del subsistema de captación de energía, P_{gen} , de la ecuación 5.9:

$$P_{gen}(W_P) = 48 \times 230 = 11,040 \text{ Wh}_P$$

Corriente pico total de salida del subsistema de captación de energía, $I_{P, gen}$ de la ecuación 5.10:

$$I_{P,gen}(A) = I_{P,mod} * N_{P,mod} \quad I_{P,gen}(A) = 7.62 \times 12 = 91.44 \text{ A}$$

Corriente total de cortocircuito del subsistema de captación de energía, $I_{SC, gen}$, de la ecuación 5.11:

$$I_{SC,gen}(A) = I_{SC,mod} * N_{P,mod} \quad I_{SC,gen}(A) = 8.12 \times 12 = 97.44 \text{ A}$$

Tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía, V_{gen} , de la ecuación 5.12

$$V_{gen}(V) = V_{mod} * N_{S,mod} \quad V_{gen}(V) = 12 \times 4 = 48 \text{ V}$$

Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, $V_{P, gen}$, de la ecuación 5.13

$$V_{P,gen}(V) = V_{P,mod} * N_{S,mod} \quad V_{P,gen}(V) = 30.20 \times 4 = 120.8 \text{ V.}$$

Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía, $V_{OC, gen}$, de la ecuación 5.14

$$V_{OC,gen}(V) = V_{OC,mod} * N_{S,mod} \quad V_{OC,gen}(V) = 37.40 \times 4 = 149.6 \text{ V}$$

5.2.8 Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento de energía eléctrica.

Se utilizarán baterías de Pb-ácido del tipo estacionario con recipientes transparentes se muestra en la tabla XIII, distintos tipos de baterías para aplicaciones fotovoltaicas.

Se dimensionará para tener 5 días de autonomía de los paneles fotovoltaicos y con una profundidad de descarga del 70% de la capacidad de la batería y una profundidad de descarga diaria del 20%.

$$N_D = 5 \text{ días}; P_{D,máx} = 0.8; P_{D, diaria} = 0.2$$

Tabla XIII. Hoja de especificaciones de baterías de Pb- ácido tipo estacionarias

Tipo	Capacidad Ah en C100	Tensión	Dimensiones por elemento (mm.)			Peso (Kg. por elemento con ácido)
			Ancho	Largo	Altura	
12 EAN 100	1925	2	210	275	663	91
14 EAN 100	2240	2	218	368	663	101
16 EAN 100	2560	2	218	368	663	115
14 EAN 100	2240	2	218	368	663	101
16 EAN 100	2560	2	218	368	663	115
20 EAN100	3186	2	218	448	663	139
16 EAN 120	2873	2	212	397	813	173
20 EAN 120	3591	2	212	397	813	182
24 EAN 120	4309	2	212	397	813	198
TZS-26 Hawker	4690	2	212	576	813	249

La capacidad necesaria del sistema de almacenamiento (siguiendo la ecuación 5.17) se obtiene:

$$C_T(\text{Ah}) = 1.1 * \frac{5 * 35,944}{0.8 * 48} = 5,148.23 \text{ Ah.}$$

Comprobación de la capacidad de las baterías (ecuación 5.18)

$$5,148.23 \geq \frac{35,944}{0.2 * 48} = 3,744.17$$

Con esto nos aseguramos que la capacidad de las baterías, es superior a mínima necesaria para que la batería no se descargue diariamente más de la profundidad de descarga diaria. Por la capacidad de 5,148.23 Ah., que requiere el subsistema de almacenamiento de la tabla XIII se selecciona baterías tipo TZS-4 Hawker, cuya capacidad (para descargas continuas de 100 horas) es $C_{100} = 4690$ Ah. Se obtiene con estos datos:

$$V_{acu} (V) = 2 V$$

$$C_{alm} = 4690 \text{ Ah}$$

5.2.8.1 Número de baterías conectadas en serie, $N_{S,alm}$

Siguiendo la ecuación 5.20:

$$N_{S,alm} = \frac{V_{T,alm}}{V_{alm}} \quad N_{S,alm} = \frac{48}{2} = 24$$

5.2.8.2 Número de baterías conectadas en paralelo, $N_{P,alm}$

Siguiendo la ecuación 5.21

$$N_{P,alm} = \frac{C_T}{C} \quad N_{P,alm} = \frac{5,148.23}{4690} \approx 1$$

5.2.8.3 Número total de baterías, N_{alm} .

El subsistema de almacenamiento de energía de la instalación fotovoltaica constará, de 24 baterías en serie y una en paralelo, esto nos da como resultado que el subsistema de almacenamiento estará conformado por 24 baterías tipo Plomo-Acido, de la marca TZS-26 Hawker, con un voltaje nominal de 2 voltios, y una capacidad de entregar 4,690 amperios-hora.

$$N_{alm} = N_{S,alm} \times N_{P,alm} \quad N_{alm} = 24 \times 1 = 24$$

5.2.9 Replanteo de la instalación fotovoltaica

En este punto se replanteara el diseño inicial de la instalación dada la magnitud de la misma, esto con la finalidad de que tener un mejor control sobre todos elementos que integran la instalación. Los 48 paneles que conforman la instalación se dividen en 4 grupos de 12 paneles (4 en serie y 3 filas en paralelo). Cada grupo o subcampo se conecta a un regulador de carga.

Subcampo fotovoltaico formado por 12 paneles

Este subcampo constará de 4 paneles conectados en serie, y 3 paneles conectados en paralelo, y se calculan nuevamente los parámetros más importantes del subsistema de captación de energía.

Potencia pico total del subsistema de captación de energía P_{gen12} :

$$P_{gen12}(W_P) = 12 \times 230 = 2760 \text{ Wh}_P$$

Corriente pico total de salida del subsistema de captación de energía, $I_{P, gen12}$:

$$I_{P,gen12}(A) = 7.62 \times 3 = 22.86 \text{ A}$$

Corriente total de cortocircuito del subsistema de captación de energía $I_{SC, gen12}$:

$$I_{SC,gen12}(A) = 8.12 \times 3 = 24.36 \text{ A}$$

Tensión nominal total de salida del subsistema de captación de energía,
 V_{gen12} :

$$V_{gen12}(V) = 12 \times 4 = 48 \text{ V}$$

Tensión pico total de salida del subsistema de captación de energía, $V_{P, gen12}$:

$$V_{P,gen12}(V) = 30.20 \times 4 = 120.8 \text{ V.}$$

Tensión total en circuito abierto del subsistema de captación de energía
 $V_{OCgen12}$:

$$V_{OC,gen12}(V) = 37.40 \times 4 = 149.60 \text{ V}$$

5.2.10 Dimensionamiento del subsistema de regulación

Para cada subcampo fotovoltaico (que consta de 4 grupos de 12 paneles cada uno) y para cada subsistema de almacenamiento (con 24 baterías en serie), se calculará el regulador de voltaje correspondiente, y a su vez estos se conectarán en paralelo para luego conectarlos con el inversor.

Los parámetros para dimensionar el regulador de voltaje son:

Tensión nominal de trabajo del regulador; V_{Reg12} (*valor nominal*) y $V_{Reg,máx}$ (*valor máximo*):

$$V_{Reg12} = V_{gen12} = V_{T,acum} = 48 \text{ V}$$

$$V_{Reg,máx12} \text{ (V)} \geq 1.25 \times V_{OC,gen12} = 1.25 \times 149.60 = 187 \text{ V.}$$

Intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente eléctrica desde el generador fotovoltaico hacia el subsistema de almacenamiento:

$$I_{Reg,gen-alm} = 1.25 * I_{SC,gen12}$$

$$I_{Reg,gen-alm} = 1.25 * I_{SC,mod} * N_{P,mod}$$

$$I_{Reg,gen-alm} = 1.25 * 97.44 = 121.8 \text{ A}$$

El regulador que satisface tanto la tensión de trabajo, como la intensidad nominal es el regulador modelo STECA POWER TAROM 4140. Se puede observar el modelo del regulador escogido, que se muestra en la tabla XIV.

**Tabla XIV. Características Técnicas del regulador de carga
STECA POWER TAROM 4140**

REGULADOR DE CARGA. STECA POWER TAROM 4140	
Tensión	48 V.
Corriente máxima de cortocircuito de entrada del módulos	140 V.
Corriente máxima de salida del consumidor	70 A.
Tensión final de carga	54.8 V.
Carga de compensación	58.8 V.
Temperatura ambiente admisible	-10° C +60° C.
Protección contra descarga profunda	< 30%/11.1 V. (22.2 V)/44.4 V.
Calibre recomendado del conductor	# 8 AWG
Baterías de plomo ácido	Ajustable
Baterías de NiCd	Ajustable
Tipo de protección de la caja	IP 65
Peso	10 Kg.

5.2.11 Dimensionamiento del Subsistema de Adaptación de energía

La potencia total instalada (suma de las potencias de todos los receptores) es de 5,626 W, si bien no todos las cargas funcionarán simultáneamente. Se toma como factor de simultaneidad F_S que es el cociente entre la potencia máxima que se necesita simultáneamente y la potencia total instalada. El valor de simultaneidad que se utilizará para la instalación es de $F_S = 0.45$ con lo que la potencia máxima demandada por la instalación es:

$$\Sigma \text{ Potencias receptores simultáneos} = 0.45 * 5,626 = 2,531.7 \text{ W}$$

5.2.11.1 Potencia del inversor en servicio continuo (P_{inv})

La potencia instalada por cada arreglo del subcampo fotovoltaico es de 2.531 Kw. (\sum potencias de cargas simultáneas), suponemos que todo lo podemos utilizar simultáneamente:

$$P_{inv} = 1.25 \times 2.531 = 3.164 \text{ Kw.}$$

La potencia de los inversores no suele especificarse en W sino en VA, ya que la potencia activa (W) que suministran dependen del factor de potencia de la instalación a la que alimentan.

A fin de aprovechar al máximo la capacidad e los inversores resulta muy importante corregir el factor de potencia de la instalación receptora hasta prácticamente la unidad, conectando un sistema de condensadores en paralelo con la instalación.

Si $\cos \sigma = 1$

$$P_{inv} = 3.164 \text{ VA.}$$

5.2.11.2 Potencia pico o en servicio Intermitente $P_{P, inv}$.

Dentro de la instalación se tiene contemplado colocar una bomba de agua con un motor de 746 W. (1 Hp.) es la carga que tiene el mayor pico de potencia. Supongamos que su potencia de arranque es 6 veces la potencia en régimen estacionario: $P_{pico\ bomba} = 4.476\text{ Kw}$. Se va suponer, igualmente, que, en el momento de arrancar la bomba de agua, el resto del edificio consume, a lo sumo, una potencia de 1.3 Kw. (es decir, aproximadamente el resultado de restar a la \sum potencias de cargas simultáneas la potencia de la bomba). Con ello se tiene que el inversor deben ser capaz de suministrar una potencia pico igual o superior a

$$P_{P, inv} \geq 4.476 + 1.3 = 5.776\text{ Kw}.$$

En la tabla XV se muestra las especificaciones técnicas de dos tipos de inversores, con un valor de voltaje de corriente alterna de salida de 120 Voltios, y una tensión de entrada de corriente directa de 44 a 66 Voltios. Según los cálculos realizados se elige el modelo SW 4048 de la empresa Xantrex de potencia nominal de 4000 VA.

Con ello se cumplen las dos condiciones impuestas a los inversores.

$$P_{inv} = 4000\text{ VA} \geq 2932\text{ VA}$$

Podemos observar que el valor $P_{P, inv.} \geq 5576 \text{ VA}$. Del inversor escogido se tiene, intensidad máxima transitoria que puede suministrar es de 78 A., lo que supone una potencia pico de $78 \times 120 = 9360 \text{ VA}$.

$$P_{P, inv.} = 9360 \text{ VA} \geq 5576 \text{ VA}$$

El voltaje mínimo en corriente continua con la que puede trabajar el inversor es igual a 44 Vcc. por consiguiente:

$$V_{\text{mín, T acu}} = 44 \text{ Vcc.}$$

5.2.12 Dimensionamiento del Subsistema de Distribución

La sección de los conductores para cada subsistema de instalación, se establece mediante la aplicación de los criterios expuestos en el capítulo 3, que son:

- a) Intensidad máxima admisible por los conductores en régimen permanente.
- b) Caída de tensión admisible.

Tabla XV. Características técnicas de los inversores xantrex

MODELO	SW 4048	SW 5548
POTENCIA NOMINAL	4000 VA	5000 VA
TENSION DE ENTRADA CC	48 Vcc.	48 Vcc.
RANGO DE TENSION CC DE	44 - 66	44 - 66
ENTRADA	Vcc.	Vcc.
TENSION AC SALIDA (RMS)	120 VAC.	120 VAC.
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz.	60 Hz.
INTENSIDAD MAXIMA EN CA		
SUMINISTRADA DE FORMA	33 A.	46 A.
PERMANENTE A 25° C.		
PICO DE INTENSIDAD		
MAXIMA TRANSITORIA EN	78 A.	78 A.
CA.		
EFICIENCIA MAXIMA	95%	96%
INTERRRUPTOR		
AUTOMATICO EN CA	60 A.	60 A.
INTENSIDAD MAXIMA DE		
CARGA	60 Acc.	70 Acc.

Para este cálculo se usará la tabla V, para conocer la capacidad de conducción eléctrica de los conductores, se establecen para una temperatura ambiente de 30° C., y para un máximo de 3 conductores por ducto, por lo tanto, establece que la capacidad de los conductores está restringida por su capacidad de disipar la temperatura del medio que los rodea, para el caso específico cuando los conductores sobrepasen la temperatura ambiente y el número de conductores por ducto.

El tipo de cables que se utilizara en la instalación son formados de conductores flexibles de cobre (CU), con aislamiento THWN (*Termoplástico resistente al calor y a la humedad*), con temperatura máxima de 75° C.

5.2.12.1 Módulos fotovoltaicos

La distancia entre cada módulo es de 3 metros.

a) Por Intensidad máxima admisible:

$$I_{\text{conductor}} = 1.56 \times 8.12 = 12.66 \text{ A}$$

Factores a considerar:

Servicio continuo = 0.8

Factor de temperatura (50° C)= 0.76

Conductores en tubería = 0

No. de conductores en tubería = 0

$$I_{\text{conductor}} = \frac{12.66}{0.8 \times 0.76} = 20.83 \text{ A. Se selección un cable calibre: \# 12 AWG}$$

No es necesario realizar los cálculos por caída de tensión para el cableado de los módulos fotovoltaicos ya que la distancia de conexión es demasiado corta.

**5.2.12.2 Subsistema de captación de energía
(línea desde el campo solar al regulador y las
baterías)**

a) Por Intensidad máxima admisible:

$$I_{\text{Conductor}} = 1.56 \times 22.83 = 35.66 \text{ A}$$

Factores a considerar:

Servicio continuo = 0.8

Factor de temperatura $\geq 30^\circ \text{C}$ = 0.76

Conductores en tubería = 0

No. de conductores en tubería = 0

$$I_{\text{conductor}} = \frac{36.04}{0.8 \times 0.76} = 58.65 \text{ A. Se selección un cable calibre: # 6 AWG}$$

b) Caída de tensión

Se tiene la conexión eléctrica a 10 metros, el cálculo de caída de tensión sería:

$$A_{\text{conductor}} = \frac{2 \times 10 \times 35.66}{58 \times 3\% \times 120} = 3.42 \text{ mm}^2$$

Se selección un cable calibre: # 12 AWG

El criterio que se toma en consideración es el de intensidad, y para esta sección de la instalación utilizamos cable calibre 6 AWG.

5.2.12.3 Línea de alimentación (CC) de las baterías a los inversores

a) Por Intensidad máxima admisible:

$$I_{\text{Conductor, inv}} = 1,25 \times \frac{4000}{44 \times 0.95} \approx 119 \text{ A.}$$

Factores a considerar:

Servicio continuo = 0.8

Factor de temperatura $\geq 30^\circ \text{C}$ = 0.76

Conductores en tubería = 0

No. de conductores en tubería = 0

$$I_{\text{conductor}} = \frac{119}{0.8 \times 0.76} = 195.72 \text{ A.}$$

Se selección un cable calibre: # 1 AWG

b) Caída de tensión

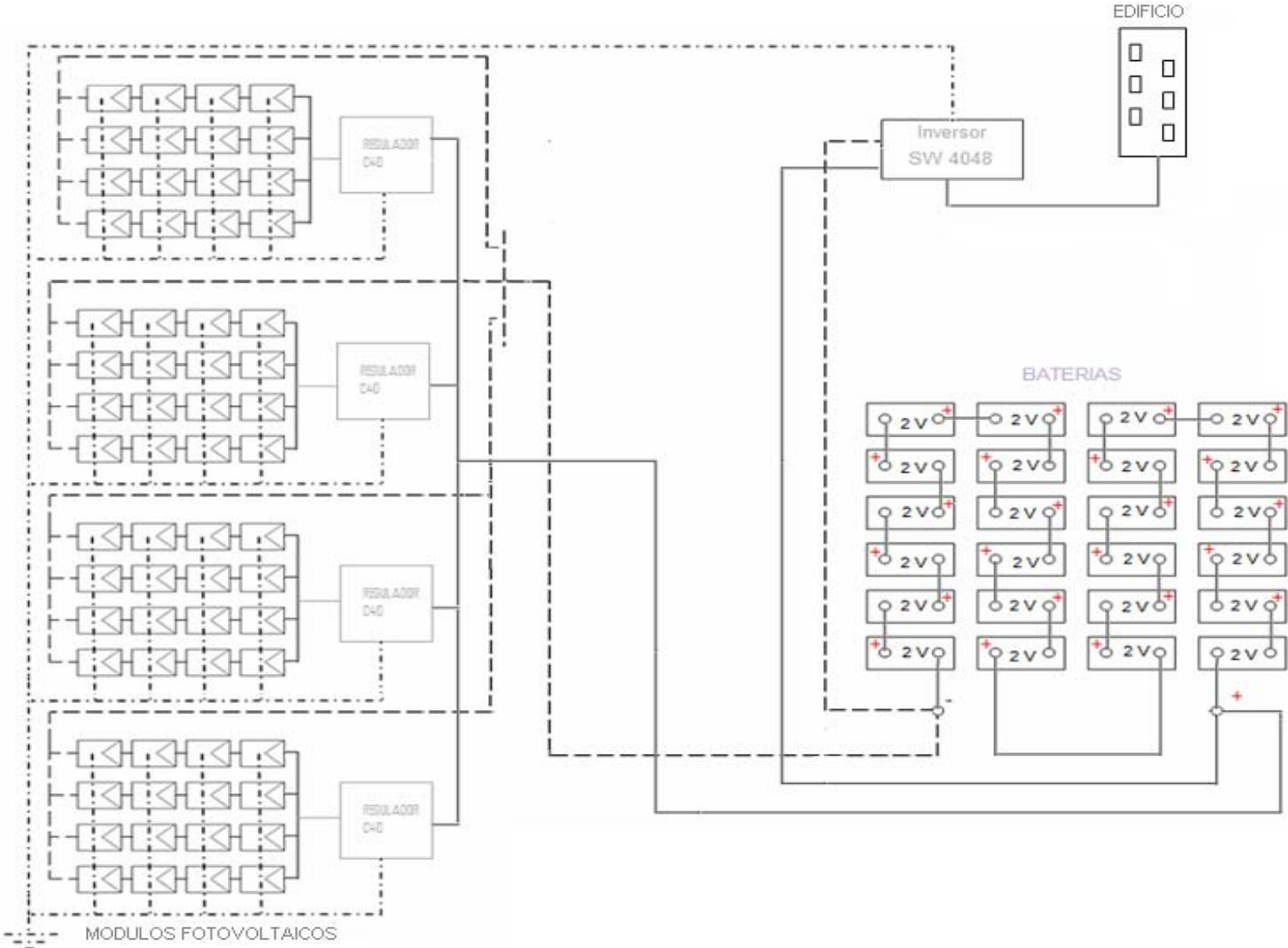
Se tiene la conexión eléctrica a 5 metros, el cálculo de caída de tensión es:

$$A_{\text{conductor}} = \frac{2 \times 5 \times 119}{58 \times 3\% \times 120} = 5.7 \text{ mm}^2$$

Se selección un cable calibre: # 8 AWG

Para esta sección de la instalación se utilizará un calibre # 1 AWG., ya que el valor más alto del calibre del conductor fue por el cálculo de intensidad de corriente máxima admisible y no por caída de tensión.

Figura 31. Diagrama de instalación eléctrica fotovoltaica



6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS CON PANELES SOLARES GASTOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL

En la tabla XVI se muestra los costos que se tiene el sistema actual de energía eléctrica expuesto en el capítulo 5, tomando en cuenta la facturación mensual del consumo de energía eléctrica y el costo del mantenimiento mensual que se realiza en la instalación.

Tabla XVI. Gastos de operación del sistema actual

*Costos por consumo de energía eléctrica	Q	1,331.72
Costos de mantenimiento	Q	2,300.00
Costos de personal	Q	3,500.00
**Total (mensual)	Q	7,131.72
Total (anual)	Q	85,580.64

*Los costos de la energía eléctrica están calculados en base al valor de kWh. para los meses de mayo, junio y julio de la tarifa no social de la EEGSA, publicado por el ministerio de energía y minas (1.2350 Q/kWh.)

**Todos los costos están calculados para un mes comercial

6.1 Inversión del proyecto analizado

En la tabla XVII se muestra los costos de la instalación fotovoltaica analizada en el capítulo 5:

Tabla XVII. Costos de la inversión de la instalación de energía fotovoltaica

CANTIDAD	EQUIPO	UNIDAD	TOTAL
48	Módulos fotovoltaicos ATERSA A-230	Q 11,995.57	Q 575,787.36
24	Baterías Pb-ácido del tipo estacionario con recipientes (24 EAN 120)	Q 22,885.63	Q 549,255.12
4	Reguladores de Carga Marca STECA POWER TAROM 4140	Q 25,159.07	Q 100,636.28
1	Inversor Xantrex SW 4048		Q 15,419.88
	Equipo de Soporte		Q 56,800.00
	Cableado, protecciones e instalación.		Q 77,650.00
	Cuarto de control para baterías, reguladores e inversores		Q 27,000.00
	*Total		Q 1,402,548.64

*Todos los precios de las cotizaciones incluyen IVA, las cotizaciones se realizaron en moneda europea, con tasa de cambio de Q. 11.37 cada Euro (€). Cambio para el día 20/06
Fuente: Banco de Guatemala.

Tabla XVIII. Gastos de operación de la instalación

Costos de mantenimiento Anual	Q 3,392.36
Costos de personal Anual	Q 42,000.00
Total (anual)	Q 29,392.36

6.2 Análisis comparativo

La vida útil del proyecto es de 25 años. El análisis comparativo se realizará con la herramienta VAN (Valor Actual Neto), para conocer la rentabilidad de la inversión. Se proyectará los costos de mantenimiento y de personal, así como el rubro de la energía eléctrica, con un incremento anual calculado por medio de la TMAR (Tasa mínima aceptable de rendimiento o tasa de descuento que se aplica para llevar a valor presente), esto según los históricos del precio de la energía eléctrica y siendo optimista que el precio del petróleo, que esta enlazado con el precio de la energía eléctrica, se mantenga dentro un rango considerable.

6.2.1 VAN (Valor Actual Neto)

El valor actual Neto representa la ganancia acumulada neta que genera todo proyecto durante un periodo determinado. Este aporte o ganancia acumulada se expresa en unidades monetarias del momento cero. En otras palabras, el VAN indica la contribución neta del proyecto, en términos de valor presente.

El criterio del VAN se basa en el flujo de efectivo descontado o actualizado y por eso toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. El VAN se calcula restando la inversión inicial del proyecto del valor presente de sus flujos de efectivos esperados, descontados a una tasa de interés denominada tasa mínima de rendimiento aceptable, rendimiento requerido y se refiere al rendimiento mínimo que es necesario obtener de un proyecto para que el valor del mercado de la empresa permanezca sin cambios.

El VAN se define como el método para evaluar el rendimiento de un proyecto que consiste en comparar el valor actual de todos los flujos de efectivo esperado con la inversión inicial.

La ecuación para realizar el cálculo del VAN es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=0} \frac{E_n}{(1+i)^n} \quad [6.1]$$

Donde:

I₀: Inversión inicial. Por considerarse un desembolso se registra con signo negativo.

E_n: Flujos de efectivo esperados o ingresos futuros netos esperados. Son flujos de fondos esperados del proyecto.

I_n : Interés del capital o tasa de descuento expresada en tanto por ciento. También se le denomina tasa de actualización o tasa mínima de rendimiento aceptable. La tasa de actualización representa la tasa de rendimiento por debajo de la cual no sería conveniente invertir.

n : Número de años estimados para del proyecto o inversión.

6.2.2 TMAR (Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento)

Una de las variables que más influyen en el resultado de la evaluación de un proyecto es la tasa mínima de rendimiento empleada en la actualización de sus flujos de caja, pues una tasa inapropiada puede inducir a un resultado errado de la evaluación. La tasa mínima aceptable de rendimiento (TMAR), es la tasa de descuento o el costo de capital, y mide la rentabilidad exigida a una inversión, de tal manera que el retorno esperado cubra la inversión inicial, los egresos de la operación y los costos asociados al capital que se aporte.

La referencia para que ésta tasa sea determinada es el índice inflacionario. La TMAR se puede calcular de la siguiente manera:

$$\text{TMAR} = R_f + I + (I * R_f) \quad [6.2]$$

Tabla XIX. Análisis de valor presente neto para la situación actual

Año	Costo energía eléctrica	Costo de mantenimiento	Costo personal	Total Costos	VNA
1	Q15,980.64	Q27,600.00	Q42,000.00	Q85,580.64	Q85,580.64
2	Q16,789.26	Q28,996.56	Q44,125.20	Q89,911.02	Q77,395.56
3	Q17,638.80	Q30,463.79	Q46,357.94	Q94,460.52	Q69,993.31
4	Q18,531.32	Q32,005.25	Q48,703.65	Q99,240.22	Q63,299.03
5	Q19,469.00	Q33,624.72	Q51,168.05	Q104,261.78	Q57,245.00
6	Q20,454.14	Q35,326.13	Q53,757.15	Q109,537.42	Q51,769.98
7	Q21,489.12	Q37,113.63	Q56,477.27	Q115,080.01	Q46,818.61
8	Q22,576.47	Q38,991.58	Q59,335.02	Q120,903.06	Q42,340.80
9	Q23,718.83	Q40,964.56	Q62,337.37	Q127,020.76	Q38,291.25
10	Q24,919.01	Q43,037.36	Q65,491.64	Q133,448.01	Q34,629.01
11	Q26,179.91	Q45,215.05	Q68,805.52	Q140,200.48	Q31,317.03
12	Q27,504.61	Q47,502.93	Q72,287.07	Q147,294.62	Q28,321.81
13	Q28,896.35	Q49,906.58	Q75,944.80	Q154,747.73	Q25,613.06
14	Q30,358.50	Q52,431.86	Q79,787.61	Q162,577.97	Q23,163.38
15	Q31,894.64	Q55,084.91	Q83,824.86	Q170,804.41	Q20,948.00
16	Q33,508.51	Q57,872.20	Q88,066.40	Q179,447.11	Q18,944.49
17	Q35,204.04	Q60,800.54	Q92,522.56	Q188,527.14	Q17,132.61
18	Q36,985.36	Q63,877.05	Q97,204.20	Q198,066.61	Q15,494.02
19	Q38,856.82	Q67,109.22	Q102,122.73	Q208,088.78	Q14,012.14
20	Q40,822.98	Q70,504.95	Q107,290.14	Q218,618.07	Q12,672.00
21	Q42,888.62	Q74,072.50	Q112,719.02	Q229,680.15	Q11,460.02
22	Q45,058.79	Q77,820.57	Q118,422.61	Q241,301.96	Q10,363.97
23	Q47,338.76	Q81,758.29	Q124,414.79	Q253,511.84	Q9,372.74
24	Q49,734.10	Q85,895.26	Q130,710.18	Q266,339.54	Q8,476.31
25	Q52,250.65	Q90,241.56	Q137,324.11	Q279,816.32	Q7,665.62
				VAN	Q822,320.38

Tabla XX. Análisis de valor presente neto para la propuesta de la instalación fotovoltaica

Año	Inversión	Costo mantenimiento	Costo Personal	Total Costos	VNA
0	Q1,402,548.64				
1		Q3,392.36	Q42,000.00	Q45,392.36	Q45,392.36
2		Q3,564.01	Q44,125.20	Q47,689.21	Q41,050.95
3		Q3,744.35	Q46,357.94	Q50,102.29	Q37,124.77
4		Q3,933.82	Q48,703.65	Q52,637.46	Q33,574.09
5		Q4,132.87	Q51,168.05	Q55,300.92	Q30,363.01
6		Q4,341.99	Q53,757.15	Q58,099.15	Q27,459.03
7		Q4,561.70	Q56,477.27	Q61,038.96	Q24,832.80
8		Q4,792.52	Q59,335.02	Q64,127.53	Q22,457.75
9		Q5,035.02	Q62,337.37	Q67,372.39	Q20,309.85
10		Q5,289.79	Q65,491.64	Q70,781.43	Q18,367.38
11		Q5,557.45	Q68,805.52	Q74,362.97	Q16,610.69
12		Q5,838.66	Q72,287.07	Q78,125.74	Q15,022.02
13		Q6,134.10	Q75,944.80	Q82,078.90	Q13,585.28
14	Q138,218.30	Q6,444.48	Q79,787.61	Q224,450.39	Q150,504.26
15		Q6,770.57	Q83,824.86	Q90,595.43	Q136,109.77
16		Q7,113.16	Q88,066.40	Q95,179.56	Q123,091.99
17		Q7,473.09	Q92,522.56	Q99,995.65	Q111,319.26
18		Q7,851.23	Q97,204.20	Q105,055.43	Q100,672.49
19		Q8,248.50	Q102,122.73	Q110,371.23	Q91,043.99
20		Q8,665.88	Q107,290.14	Q115,956.02	Q82,336.39
21		Q9,104.37	Q112,719.02	Q121,823.39	Q74,461.59
22		Q9,565.05	Q118,422.61	Q127,987.66	Q67,339.95
23		Q10,049.04	Q124,414.79	Q134,463.83	Q60,899.44
24		Q10,557.52	Q130,710.18	Q141,267.70	Q55,074.91
25		Q11,091.73	Q137,324.11	Q148,415.85	Q49,807.45
				VNA	Q1,448,811.49
				VNA + Inversión	Q2,851,360.13

El cálculo de la tasa mínima aceptable de rendimiento para los datos de las tablas XIX y XX fue el siguiente:

Prima por Riesgo (Rf): 5.25% Anual *

Inflación (I): 5.06% **

$$\text{TMAR} = 0.0525 + 0.0506 + (0.0525 * 0.0506) = 0.1057$$

$$\text{TMAR} = 10.57\%$$

De los resultados obtenidos en la evaluación económica de las tablas anteriores para el proyecto de instalación de energía fotovoltaica en el sector industrial de Guatemala, que tiene una vida útil de 25 años no es viable, por el alto costo de la inversión inicial. Las baterías y los inversores tienen una vida útil promedio de 14 años, por lo que se tiene un rubro de Q 138,218.35 en el año 14 de la inversión para sustituir estos equipos dentro de la instalación.

*Fuente Banco de Guatemala, publicación en su página de internet 17/06

** El dato de inflación está calculado como el promedio de la inflación mensual del año 2008, Fuente: Instituto de Estadística de Guatemala (INE).

6.3 Análisis de sensibilidad

En el análisis económico comparativo se considero que actualmente no son factibles los proyectos de energía fotovoltaica en las industrias, ya que la inversión inicial es de un costo elevado. En el análisis de sensibilidad trata de conocer si la instalación fotovoltaica es factible, proponiendo situaciones como por ejemplo dando algunos incentivos fiscales como la exención del pago del impuesto sobre la renta por tratarse de proyectos de energía renovables, la venta de bonos de carbono a países que cuenten con una regulación estricta de dióxido de carbono, la evaluación para instalaciones con una demanda de energía de 2000 kWh mensuales y cambiando la iluminación actual por iluminación de alta eficiencia con tecnología LED.

6.3.1 Incentivos fiscales y venta de bonos de carbono

Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones al medio ambiente, estos bonos ofrecen incentivos económicos para que empresas o países contribuyan a la mejora de la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por procesos productivos. La transacción de los bonos de carbono representa el no emitir una tonelada de dióxido de carbono, dichos bonos se cotizan en el mercado europeo por aproximadamente a € 20.00 (Q. 227.00).

Para generar 1 kWh de energía, en una planta generadora que como combustible fósil utiliza el bunker, ésta emite al medio ambiente 0.29 Kg. de CO₂, y nuestra instalación tiene una demanda de energía eléctrica de 1078.35 kWh mensuales aproximadamente 12,939.40 kWh anuales, es decir que se dejaría de emitir anualmente 3,752.55 Kg. de CO₂ que equivalen a 3.75 Toneladas de CO₂, es decir, que para el primer año se venden estas toneladas de CO₂ tendríamos una ganancia de Q 851.25, en el análisis comparativo se calculará para este rubro que varia conforme la inflación.

En la inversión inicial del año 0 se le resta el I.V.A (Regulado al 12% sobre el valor de la inversión) por estar como incentivo fiscal.

Tabla XXI. Análisis de valor presente neto para la propuesta de la instalación fotovoltaica incluyendo incentivos fiscales y venta de bonos de carbono

Año	Inversión	Costo mantenimiento	Costo Personal	Total Costos	VNA	Bonos de Carbono	VNA - Bonos de Carbono
0	Q1,234,242.80						
1		Q3,392.36	Q42,000.00	Q45,392.36	Q45,392.36	Q851.25	Q44,541.11
2		Q3,564.01	Q44,125.20	Q47,689.21	Q41,050.95	Q894.32	Q40,156.63
3		Q3,744.35	Q46,357.94	Q50,102.29	Q37,124.77	Q939.58	Q36,185.19
4		Q3,933.82	Q48,703.65	Q52,637.46	Q33,574.09	Q987.12	Q32,586.97
5		Q4,132.87	Q51,168.05	Q55,300.92	Q30,363.01	Q1,037.07	Q29,325.94
6		Q4,341.99	Q53,757.15	Q58,099.15	Q27,459.03	Q1,089.54	Q26,369.49
7		Q4,561.70	Q56,477.27	Q61,038.96	Q24,832.80	Q1,144.67	Q23,688.13
8		Q4,792.52	Q59,335.02	Q64,127.53	Q22,457.75	Q1,202.59	Q21,255.16
9		Q5,035.02	Q62,337.37	Q67,372.39	Q20,309.85	Q1,263.44	Q19,046.41
10		Q5,289.79	Q65,491.64	Q70,781.43	Q18,367.38	Q1,327.38	Q17,040.01
11		Q5,557.45	Q68,805.52	Q74,362.97	Q16,610.69	Q1,394.54	Q15,216.15
12		Q5,838.66	Q72,287.07	Q78,125.74	Q15,022.02	Q1,465.10	Q13,556.91
13		Q6,134.10	Q75,944.80	Q82,078.90	Q13,585.28	Q1,539.24	Q12,046.05
14	Q121,632.10	Q6,444.48	Q79,787.61	Q207,864.19	Q150,504.26	Q1,617.12	Q148,887.14
15		Q6,770.57	Q83,824.86	Q90,595.43	Q136,109.77	Q1,698.95	Q134,410.82
16		Q7,113.16	Q88,066.40	Q95,179.56	Q123,091.99	Q1,784.92	Q121,307.08
17		Q7,473.09	Q92,522.56	Q99,995.65	Q111,319.26	Q1,875.23	Q109,444.02
18		Q7,851.23	Q97,204.20	Q105,055.43	Q100,672.49	Q1,970.12	Q98,702.37
19		Q8,248.50	Q102,122.73	Q110,371.23	Q91,043.99	Q2,069.81	Q88,974.18
20		Q8,665.88	Q107,290.14	Q115,956.02	Q82,336.39	Q2,174.54	Q80,161.84
21		Q9,104.37	Q112,719.02	Q121,823.39	Q74,461.59	Q2,284.57	Q72,177.02
22		Q9,565.05	Q118,422.61	Q127,987.66	Q67,339.95	Q2,400.17	Q64,939.78
23		Q10,049.04	Q124,414.79	Q134,463.83	Q60,899.44	Q2,521.62	Q58,377.82
24		Q10,557.52	Q130,710.18	Q141,267.70	Q55,074.91	Q2,649.22	Q52,425.69
25		Q11,091.73	Q137,324.11	Q148,415.85	Q49,807.45	Q2,783.27	Q47,024.18
						VNA	Q1,407,846.10
						VNA + Inversión	Q2,642,088.90

6.3.2 Instalaciones con demanda de energía de 2000 kWh mensuales

El análisis comparativo se realizará para instalaciones con una consumo de de 2000 kWh., para este análisis se realizará en base al análisis que se realizo para la instalación fotovoltaica propuesta en el capítulo 5, ya que para esta propuesta se tenía un consumo de 1078.32 kWh mensuales, se tiene aproximadamente un crecimiento en energía consumida mensualmente de un 46.08% en comparación de la instalación propuesta inicialmente, así mismo, para los cálculos de los costos de la inversión inicial de todos los equipos para este tipo de instalación fotovoltaica, se calcularán con un incremento al precio igual al que existe con la demanda de energía. Los costos de la energía eléctrica, mantenimiento y pago de personal, se describen en la tabla XXII.

Tabla XXII. Gastos de operación de la instalación de 2000 kWh

*Costos por consumo de energía eléctrica	Q	2,470.00
Costos de mantenimiento	Q	3,358.00
Costos de personal	Q	5,110.00
Total (mensual)	Q	10,938.00
Total (anual)	Q	131,256.00

*Los costos de la energía eléctrica están calculados en base al valor de kWh. para los meses de mayo, junio y julio de la tarifa no social de la EEGSA, publicado por el Ministerio de Energía y Minas (1.2350 Q/kWh.)

La inversión de la instalación fotovoltaica para demanda de 2000 kWh de energía mensual, se muestra en la tabla XXIII. Para esta instalación se aplicará el incentivo fiscal y la venta de bonos de carbono para realizar el análisis económico. Existe también un incremento en el valor de los bonos de carbono, ya que al crecer la demanda de energía las toneladas de CO₂ que se dejan de emitir son mayores, para este caso se van a dejar de emitir 6.96 toneladas de CO₂ anuales.

Tabla XXIII. Costos de la inversión de la instalación de 2000 kWh

CANTIDAD	EQUIPO	UNIDAD	TOTAL
88	Módulos fotovoltaicos ATERSA A-230	Q 11,995.57	Q 1,055,610.16
48	Baterías Pb-ácido del tipo estacionario con recipientes (24 EAN 120)	Q 22,885.63	Q 1,098,510.24
7	Reguladores de Carga Marca STECA POWER TAROM 4140	Q 25,159.07	Q 176,113.49
2	Inversor Xantrex SW 4048	Q 15,419.88	Q 30,839.76
	Equipo de Soporte		Q 82,928.00
	Cableado, protecciones e instalación.		Q 113,369.00
	Cuarto de control para baterías, reguladores e inversores		Q 39,420.00
	Total		Q 2,596,790.65

Tabla XXIV. Gastos de operación de la inversión fotovoltaica para 2000 kWh.

Costos de mantenimiento Anual	Q	4,952.84
Costos de personal Anual	Q	61,320.00
Total (anual)	Q	66,272.84

Tabla XXV. Análisis de valor presente neto de la situación actual para 2000 kWh mensuales de demanda de energía

Año	Costo energía eléctrica	Costo de mantenimiento	Costo de personal	Total Costos	VNA
1	Q29,640.00	Q40,296.00	Q61,320.00	Q131,256.00	Q131,256.00
2	Q31,139.78	Q42,334.98	Q64,422.79	Q137,897.55	Q118,702.44
3	Q32,715.46	Q44,477.13	Q67,682.59	Q144,875.17	Q107,349.53
4	Q34,370.86	Q46,727.67	Q71,107.32	Q152,205.85	Q97,082.44
5	Q36,110.02	Q49,092.09	Q74,705.35	Q159,907.47	Q87,797.30
6	Q37,937.19	Q51,576.15	Q78,485.45	Q167,998.79	Q79,400.21
7	Q39,856.81	Q54,185.90	Q82,456.81	Q176,499.53	Q71,806.24
8	Q41,873.57	Q56,927.71	Q86,629.12	Q185,430.40	Q64,938.56
9	Q43,992.37	Q59,808.25	Q91,012.56	Q194,813.18	Q58,727.72
10	Q46,218.39	Q62,834.55	Q95,617.79	Q204,670.73	Q53,110.90
11	Q48,557.04	Q66,013.98	Q100,456.05	Q215,027.07	Q48,031.28
12	Q51,014.02	Q69,354.29	Q105,539.13	Q225,907.44	Q43,437.48
13	Q53,595.33	Q72,863.61	Q110,879.41	Q237,338.35	Q39,283.05
14	Q56,307.25	Q76,550.51	Q116,489.91	Q249,347.67	Q35,525.95
15	Q59,156.40	Q80,423.97	Q122,384.30	Q261,964.66	Q32,128.18
16	Q62,149.72	Q84,493.42	Q128,576.94	Q275,220.08	Q29,055.39
17	Q65,294.49	Q88,768.79	Q135,082.94	Q289,146.21	Q26,276.48
18	Q68,598.39	Q93,260.49	Q141,918.13	Q303,777.01	Q23,763.35
19	Q72,069.47	Q97,979.47	Q149,099.19	Q319,148.13	Q21,490.58
20	Q75,716.19	Q102,937.23	Q156,643.61	Q335,297.02	Q19,435.18
21	Q79,547.43	Q108,145.85	Q164,569.78	Q352,263.05	Q17,576.37
22	Q83,572.53	Q113,618.03	Q172,897.01	Q370,087.56	Q15,895.33
23	Q87,801.30	Q119,367.10	Q181,645.59	Q388,813.99	Q14,375.08
24	Q92,244.04	Q125,407.08	Q190,836.86	Q408,487.98	Q13,000.22
25	Q96,911.59	Q131,752.68	Q200,493.21	Q429,157.47	Q11,756.85
				VAN	Q1,261,202.11

**Tabla XXVI. Análisis de valor presente neto para la propuesta de la instalación fotovoltaica de 2000 kWh
incluyendo incentivos fiscales y bonos de carbono**

Año	Inversión	Costo mantenimiento	Costo Personal	Total Costos	VNA	Bonos de Carbono	VNA - Bonos de Carbono
0	Q2,285,175.77						
1		Q4,952.84	Q61,320.00	Q66,272.84	Q66,272.84	Q1,579.92	Q64,692.92
2		Q5,203.45	Q64,422.79	Q69,626.25	Q59,934.39	Q1,659.86	Q58,274.52
3		Q5,466.75	Q67,682.59	Q73,149.33	Q54,202.16	Q1,743.85	Q52,458.31
4		Q5,743.37	Q71,107.32	Q76,850.69	Q49,018.17	Q1,832.09	Q47,186.08
5		Q6,033.98	Q74,705.35	Q80,739.33	Q44,329.98	Q1,924.80	Q42,405.19
6		Q6,339.30	Q78,485.45	Q84,824.75	Q40,090.19	Q2,022.19	Q38,068.00
7		Q6,660.07	Q82,456.81	Q89,116.88	Q36,255.89	Q2,124.51	Q34,131.38
8		Q6,997.07	Q86,629.12	Q93,626.19	Q32,788.31	Q2,232.01	Q30,556.30
9		Q7,351.12	Q91,012.56	Q98,363.68	Q29,652.38	Q2,344.95	Q27,307.43
10		Q7,723.09	Q95,617.79	Q103,340.88	Q26,816.38	Q2,463.61	Q24,352.77
11		Q8,113.87	Q100,456.05	Q108,569.93	Q24,251.61	Q2,588.27	Q21,663.34
12		Q8,524.44	Q105,539.13	Q114,063.57	Q21,932.14	Q2,719.23	Q19,212.91
13		Q8,955.77	Q110,879.41	Q119,835.18	Q19,834.51	Q2,856.83	Q16,977.69
14	Q297,438.52	Q9,408.93	Q116,489.91	Q423,337.37	Q315,376.03	Q3,001.38	Q312,374.65
15		Q9,885.03	Q122,384.30	Q132,269.32	Q285,212.91	Q3,153.25	Q282,059.66
16		Q10,385.21	Q257,934.65	Q3,312.81	Q254,621.84	Q1,784.92	Q12,885.52
17		Q10,910.70	Q135,082.94	Q145,993.64	Q233,265.32	Q3,480.43	Q229,784.89
18		Q11,462.78	Q141,918.13	Q153,380.91	Q210,955.42	Q3,656.54	Q207,298.87
19		Q12,042.80	Q149,099.19	Q161,141.99	Q190,779.27	Q3,841.57	Q186,937.70
20		Q12,652.16	Q156,643.61	Q169,295.77	Q172,532.80	Q4,035.95	Q168,496.85
21		Q13,292.36	Q164,569.78	Q177,862.14	Q156,031.46	Q4,240.17	Q151,791.29
22		Q13,964.96	Q172,897.01	Q186,861.96	Q141,108.34	Q4,454.72	Q136,653.62
23		Q14,671.58	Q181,645.59	Q196,317.18	Q127,612.49	Q4,680.13	Q122,932.36
24		Q15,413.97	Q190,836.86	Q206,250.83	Q115,407.40	Q4,916.94	Q110,490.46
25		Q16,193.91	Q200,493.21	Q216,687.12	Q104,369.64	Q5,165.74	Q99,203.90
						VNA	Q2,739,932.91
						VNA + Inversión	Q5,025,108.68

CONCLUSIONES

1. El precio de la energía eléctrica está en función del precio del barril del petróleo, por lo que el precio de la energía eléctrica varía constantemente, con la transformación de la energía solar en energía eléctrica, se puede tener independencia de las empresas generadoras de energía, sin que el precio del kWh afecte y los cortes de energía por problemas en las centrales generadoras o en las líneas de transmisión de la energía eléctrica no afecten los diferentes procesos del sector industrial que cuenten con sistemas aislados de la red eléctrica, como lo son las instalaciones eléctricas fotovoltaicas. Otros de los beneficios que se obtiene al realizar instalaciones fotovoltaicas es el cuidado del medio ambiente, ya que no existen emisiones de dióxido de carbono en la atmosfera, y se contribuye a minimizar los gases de efecto invernadero.
2. Las protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas son esenciales para asegurar la instalación contra fallas, ya que estas anomalías ponen en peligro la integridad de la instalación eléctrica, de los bienes materiales y la vida de las personas. Cada parte del sistema fotovoltaico debe de contar con un sistema de desconexión y de conexión de todas las fuentes de potencia para reducir al máximo los efectos producidos por un cortocircuito, una sobrecarga, o una falla a tierra, ya que los niveles de corriente eléctrica en el campo fotovoltaico puede elevarse a valores peligrosos para toda la instalación.

Esta desconexión de cada parte del sistema que conforma una instalación eléctrica fotovoltaica puede realizarse por medio de disyuntores o fusibles que son elementos diseñados para interrumpir la corriente, cuando ésta supera el valor establecido.

3. Los proyectos de energía fotovoltaica son viables técnicamente, mas no son factibles desde el punto de vista económico, ya que se requiere una inversión inicial elevada y una reinversión de elementos dentro de la instalación que tienen una vida útil de aproximadamente entre 12 y 14 años, como lo son la baterías dentro del subsistema de almacenamiento y los inversores en el subsistema de adaptación de energía.
4. Se comprobó que con la venta de los bonos de carbono y con incentivos fiscales, los sistemas de generación de energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos pueden llegar a ser factibles, dado el interés de países industrializados en la compra a países en desarrollo las toneladas de dióxido de carbono que se dejan de emitir.
5. Para instalaciones eléctricas con una demanda de energía mensual arriba de los 2000 kWh, el precio de realizar la instalación con el equipo y la tecnología fotovoltaica asciende arriba del 23% en comparación de realizar instalaciones eléctricas fotovoltaicas para industrias que se encuentren entre 1000 a 1200 kWh.

RECOMENDACIONES

1. Propiciar que se realicen en Guatemala cambios en la ley de incentivos para proyectos de energías renovables y que se promueva el estudio de la venta de los bonos de carbono hacia países industrializados (países europeos, Japón, etc.), ya que esto en un futuro podría hacer que existan instalaciones eléctricas con tecnología fotovoltaica accesibles a todo el sector industrial y así mitigar los gases de efecto invernadero y minimizar las emisiones de CO₂ hacia la atmosfera terrestre.
2. Una opción muy interesante consiste en la venta de la energía eléctrica desde sistemas fotovoltaicos, es decir, que se puedan interconectar los sistemas fotovoltaicos instalados en las empresas, con las líneas de transmisión de energía eléctrica del sistema nacional interconectado, para cuando no se esté utilizando toda la energía existente en el sistema fotovoltaico, se pueda vender el excedente tanto de energía como de potencia eléctrica, y pueda existir una generación distribuida del sector industrial con el sistema nacional interconectado.
3. Diseñar las protecciones eléctricas en el subsistema de captación de energía, con los diodos de paso o by-pass que sirvan para cortocircuitar los paneles sombreados, impidiendo que los paneles fotovoltaicos actúen como cargas y se sobrecalienten, y diodos de bloqueo que tengan la función de impedir que durante la noche o en periodos de baja insolación, circule corriente eléctrica desde las baterías hacia los módulos fotovoltaicos.

4. El estudio de iluminación de alta eficiencia y bajo consumo energético para instalaciones eléctricas fotovoltaicas para que la potencia instalada sea menor y poder minimizar el número de paneles fotovoltaicos dentro de la instalación, así mismo el estudio de sistemas de almacenamiento con una mejor eficiencia energética.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bube Richard, **Photovoltaic Materials**, Imperial College Press, Inglaterra, 1998.
2. Centro de Promoción de Usos del Cobre, **Conductores Eléctricos**, Chile, 2005.
3. H. Garg y J. Prakash, **Solar Energy Fundamentals and Applications**, McGraw-Hill, Nueva Delhi 2000.
4. Ingeniería sin Fronteras, **Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al Desarrollo**, Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, España.
5. M. Ibáñez y J. Rosell, **Colección de Energías Renovable Tecnología Solar**, Grupo Mundi-Prensa, Madrid, España, 2004.
6. McPartland Brian y McPartland Joseph, **Electrical Code Handbook 2008**, McGraw Hill's, Estados Unidos, 2008
7. Méndez Javier y Cuervo Rafael, **Energía Solar Fotovoltaica**, FC Editorial, 2006.
8. Messenger Roger y Ventre Jerry, **Photovoltaic System Engineering**, CRC Press, Estados Unidos 2005.

9. Ministerio de Energía y Minas, **Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable**, Guatemala, 2003.
10. Pereda Soto Isidro, **Celdas Fotovoltaicas en Generación Distribuida**, Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile, 2005.
11. Ruiz Valeriano y Silva Manuel, **Radiación Solar Medidas y Cálculos**, Universidad de Sevilla, España.
12. Wiles John, **Sistemas de Energía Fotovoltaica y El código Eléctrico Nacional**, Universidad de Nuevo México, Estados Unidos, 1996.