



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

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO RESIDENCIAL CON
CAPACIDAD PARA VENTA DE ENERGÍA A LA RED DE
DISTRIBUCIÓN**

Oscar Marcelo Díaz Castillo

Asesorado por el Ing. Otto Fernando Andrino

Guatemala, noviembre de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO RESIDENCIAL CON
CAPACIDAD PARA VENTA DE ENERGÍA A LA RED DE
DISTRIBUCIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

POR

OSCAR MARCELO DÍAZ CATILLO

ASESORADO POR

EL ING. OTTO FERNANDO ANDRINO

**AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
Vocal I	
Vocal II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
Vocal III	Ing. Julio David Galicia Celada
Vocal IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
Vocal V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Esdras Feliciano Miranda Orozco
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

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:

**DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTÁICO RESIDENCIAL CON
CAPACIDAD PARA VENTA DE ENERGÍA A LA RED DE
DISTRIBUCIÓN**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, el 1 de febrero de 2005, ref. EIME 22.2005.

Oscar Marcelo Díaz Castillo

ACTO QUE DEDICO A:

DIOS:

Por acompañarme en todo momento, por darme la vida y por permitir alcanzar este triunfo.

LA VIRGEN MARIA:

Porque en ella encontré consuelo en los momentos mas difíciles de mi vida.

MIS PADRES:

César Augusto Díaz Mendoza y Clara Luz Castillo de Díaz, por representar lo mas importante en mi vida, por darme la existencia y el privilegio de obtener este triunfo, el cual es también suyo.

MIS TIOS:

Juanita, José, Maria Teresa, Rodolfo, Miguel Ignacio, Graciela, Josefina y Adolfo, por deberles junto a mis padres mi formación como hombre y como profesional, mi eterna gratitud por su cariño y apoyo.

MIS HERMANOS:

Oswaldo y José Fernando, por ser mis primeros y mejores amigos, por mantener esa especial relación fraternal entre nosotros y porque sé que siempre podré confiar en ellos.

MIS PRIMOS:

Maria Gabriela y Adolfo, por la hermandad que nos ha unido.

MIS SOBRINAS:

Gaby y Teresita, por el cariño que me brindan y por darme alegría.

MIS AMIGOS:

Por demostrarme su apoyo, lealtad, afecto y sinceridad desinteresadamente.

MIS CATEDRATICOS:

Por transmitir sus valiosos conocimientos a los futuros ingenieros, semillero del desarrollo de nuestro país.

**LA UNIVERSIDAD DE SAN
CARLOS DE GUATEMALA:**

Por ser la casa de estudios donde se forman los mejores profesionales de Guatemala y por ser “Grande entre las del mundo”.

LA FACULTAD DE INGENIERÍA:

En especial a la Escuela de Mecánica Eléctrica, por permitir mi formación en sus ilustres aulas.

MI PAÍS:

Especialmente a mi querida Antigua Guatemala, lugar que me vio nacer y donde tengo mis mas grades anhelos y esperanzas.

AGRADECIMIENTOS

A MI ASESOR:

Ing. Otto Andrino, por sus consejos apoyo en la realización de este trabajo.

A MI REVISOR:

Ing. Gustavo Orozco, por sus acertadas sugerencias para la concreción definitiva de este trabajo.

A MI AMIGO:

Ing. Carlos Aníbal Chicojay, por permitirme realizar el año de práctica bajo su supervisión.

A MI AMIGO:

Vinicio España, por la valiosa ayuda prestada para la realización de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
TABLAS	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1 FUNDAMENTOS SOBRE LA ENERGÍA SOLAR	1
1.1. Energía solar y su importancia	1
1.1.1. Naturaleza de la energía solar	2
1.2. Utilización de la energía solar	5
1.2.1. Utilización de la energía solar en Guatemala	6
1.2.2. Utilización de la energía solar en otros países	8
2 MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO	13
2.1 Principio de funcionamiento de la celda solar fotovoltaica	13
2.2 Determinación del tamaño de las celdas solares en función de la potencia de DC requerida	20
2.3 Cantidad de energía eléctrica producida	23
2.4 Ubicación de los paneles fotovoltaicos	24
2.5 Cálculo de las pérdidas	25
2.5.1 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador fotovoltaico	25
2.5.2 Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombra	29

3	INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED	35
3.1	Introducción	35
3.1.1	Sistema aislado contra sistema conectado a la red	36
3.1.1.1	Generación distribuida	38
3.1.2	Conexiones a la red	40
3.1.2.1	Medida de la potencia instalada de una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica	44
3.1.3	Esquema de conexión	48
3.1.3.1	Características de la interconexión a la red	52
3.1.3.1.1	Sistema de interconexión y protección	52
3.1.3.1.2	Punto de interconexión	59
3.2	Componentes y materiales del sistema	62
3.2.1	Sistemas generadores fotovoltaicos	63
3.2.2	Estructura de soporte	66
3.2.3	Inversores	70
3.2.4	Cableado	73
3.2.5	Medición	74
3.2.6	Protección	76
3.2.7	Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica	77
3.2.8	Armónicos y compatibilidad electromagnética	78
3.3	Reparación y prueba	79
3.4	Mantenimiento	80
4	RETRIBUCIÓN DEL KWH VERTIDO A LA RED	83
4.1	Introducción	83
4.1.1	Situación actual de la legislación sobre energías renovables en Guatemala	83
4.1.2	Situación en otros países	84

4.2	Necesidad de legislación en Guatemala _____	86
4.2.1	Propuesta para proyecto de ley como normativa para la inserción de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Guatemala _____	86
4.3	Retribución de la energía _____	89
4.4	Modelo para determinar el precio por Kwh. _____	90
4.4.1	Cálculo del costo de recuperación de la inversión (CRI) ____	91
4.4.2	Cálculo del costo por capacidad de generación según la región (Ccgr) _____	93
4.4.3	Cálculo del costo por capacidad de generación según la época del año (Cge) _____	95
4.4.4	Precio del Kwh _____	97
4.4.4.1.	Discusión sobre el precio de la energía vertida ____	98
4.5	Forma de retribución _____	99
4.5.1	Retribución mensual _____	99
4.5.2	Retribución anual _____	100
5	COSTO Y RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN _____	101
5.1	Cálculo de la producción anual esperada _____	101
5.2	Costo de un sistema fotovoltaico conectado a la red _____	105
5.3	Determinación del tiempo de recuperación de la inversión ____	108
	CONCLUSIONES _____	117
	RECOMENDACIONES _____	119
	BIBLIOGRAFÍA _____	121
	ANEXO 1 _____	123
	ANEXO 2 _____	129
	ANEXO 3 _____	133

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Distribución de la radiación solar al penetrar la atmósfera	4
2	Iluminación fotovoltaica para los habitantes del caserío Pisuche	7
3	Comparación de una celda fotovoltaica y un diodo	14
4	Ángulo de inclinación β	26
5	Ángulo de azimut α	26
6	Gráfica de inclinación máxima y mínima	28
7	Ilustración del ejemplo de cálculo	29
8	Diagrama de trayectorias del sol	30
9	Perfil de obstáculos para el ejemplo	31
10	Referencias de h y d	33
11	Configuración típica de un sistema conectado a la red	41
12	Impacto de la energía fotogenerada sobre el patrón de demanda	43
13	Comportamiento de la demanda en una residencia típica	43
14	El sistema fotovoltaico es conectado entre la red y la carga	48
15	El sistema fotovoltaico es conectado antes del medidor de compra	49
16	Esquema de interconexión del sistema fotovoltaico con la red	50
17	Diagrama unifilar para el sistema fotovoltaico para conexión a red	51
18	Relevador Zelio de voltaje modelo RM4- UA33 telemecanique	54
19	Relevador Zelio de voltaje RM4 - UA33, esquema interno	54

20	Interruptor diferencial ID multi 9, de Merlin Gerin	55
21	Contactador CT, Merlin Gerin	56
22	Relevador de frecuencia XF2, Profesional Line de SEG	56
23	Relevador de frecuencia XF2, de SEG, esquema interno	57
24	Interruptor de carga multi 9, Merlin Gerin	57
25	Diagrama de mando del sistema de interconexión	59
26	Puntos de interconexión del sistema FV, con la carga y con la red	60
27	Punto de conexión de la alimentación	62
28	Esquema de conexión de paneles fotovoltaicos	64
29	Modulo fotovoltaico Schott- APC, modelo SAPC-165	66
30	Estructura para módulos fotovoltaicos para terraza plana o patio	68
31	Estructura de soporte para módulos fotovoltaicos para tejados	69
32	Salida de corriente alterna de un inversor	71
33	Inversor Exeltech Xp 1,100 – 48V	73
34	Medidor monofásico de energía análogo (wathorímetro) ABB	76
35	Conexión serie paralelo de los módulos fotovoltaicos del proyecto	102
36	Curva de generación de un sistema fotovoltaico	103
37	Comportamiento de la demanda diurna de energía en una residencia	109
38	Contraste de la demanda de una residencia y la fotogeneración	109
39	Energía consumida en una residencia durante la producción	110
40	Mapa de insolación promedio anual en territorio nacional	126
41	Mapa de insolación promedio septiembre en territorio nacional	127

TABLAS

I.	Distribución de la energía transportada al interior de la atmósfera terrestre	3
II.	Tabla de referencia, Anexo 1	32
III.	Valores típicos de k en función de la latitud	33
IV.	Tabla de valores en caso de desconocer información	46
V.	Índice de capacidad de generación según la región	94
VI.	Índice de capacidad de generación según la época	96
VII.	Cantidad de energía fotovoltaica esperada en un día	104
VIII.	Índice de ajuste de precio según localidad de instalación	106
IX.	Listado de componentes y su precio	107
X.	Cantidad de energía para el consumo y para verter a red	113

GLOSARIO

Célula solar o fotovoltaica	Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
Célula de tecnología equivalente	(CTE) Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
Condiciones estándar de medida	(CEM) Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares.
Generador fotovoltaico	Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
Instalaciones fotovoltaicas	(IFV) Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones FV interconectadas	Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
Interruptor de la interconexión	(Contactor). Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
Interruptor general	Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica, de la red de la empresa distribuidora.
Irradiación	Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m ² .
Irradiancia	Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m ² .
Inversor	Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
Línea y punto de conexión y medida	La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Módulo o panel fotovoltaico	Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
Potencia nominal de sistema FV	Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación, en condiciones nominales de funcionamiento.
Potencia nominal del generador	Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
Potencia pico (Wp)	Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
Radiación solar	Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
Rama fotovoltaica	Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

RESUMEN

Las instalaciones fotovoltaicas, así como un amplio grupo de formas de energías alternativas conectadas a la red, llamadas o designadas por el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés) "Energías Distribuidas"; es un tipo especial de obtención de electricidad que puede ser vertido en la red con el objeto de reducir el impacto ambiental, así como un medio de entrega de energía al sistema que, lógicamente, debe ser o puede ser vendida al distribuidor, incluso, cuando se demande de manera simultanea el servicio eléctrico de la red.

Este documento consiste en un sistema que agrupa un conjunto de paneles fotovoltaicos, que generan electricidad a partir de los rayos del sol, esta electricidad obtenida en DC es procesada por medio de un inversor que mediante sistemas sincronizados convierte la corriente continua en corriente alterna de 120/220 voltios idénticos a la de la red. El objetivo es diseñar un sistema en el que la calidad de la energía eléctrica, generada por el sistema fotovoltaico sea similar a la de la red, con el objetivo que en el momento en que exista un déficit entre la demanda de electricidad en el inmueble, respecto a la generación fotovoltaica, esta diferencia sea cubierta por electricidad proveniente de la red eléctrica convencional. En caso contrario, cuando se presenta un excedente entre la demanda respecto a la generación fotovoltaica, éste es inyectado directamente a la línea de distribución del proveedor del servicio eléctrico.

Esta energía es totalmente renovable, y evita que se tenga que generar en centrales que producen un alto impacto negativo en el ambiente, y nos hacen un país dependiente del petróleo.

La instalación es muy sencilla, rápida, y además, el hecho más importante es que la fuente principal de la generación (como son los rayos del sol) son ilimitados, no producen ningún impacto ambiental y sobre todo, que son gratuitos. Esta propuesta está enfocada a localidades o pueblos donde ya existe una desarrollada red de transporte eléctrico, este sistema se convierte en herramienta medioambiental muy importante a tener en cuenta, permite además obtener una retribución como una ventaja extra en función a la cantidad de energía que al final sea vendida, tomando en cuenta que luego de un tiempo se podrá recuperar el costo inicial de la inversión, para luego de allí obtener únicamente el beneficio económico.

OBJETIVOS

General

1. Diseñar un sistema residencial fotovoltaico que sea conectado a la red de distribución de baja tensión, y que tenga capacidad de verter en la misma su energía excedente para su venta.

Específicos.

1. Estudiar las características técnicas que rigen sobre el desempeño de los sistemas fotovoltaicos.
2. Estudiar los principios físicos que fundamentan la producción de energía eléctrica mediante la energía del sol.
3. Determinar los requerimientos mínimos para el correcto funcionamiento del sistema propuesto.
4. Estudiar, así como delimitar los aspectos que lleven a la determinación de la retribución de la energía vertida a la red.
5. Determinar el costo de inversión del sistema, así como el tiempo en el que se recuperará dicha inversión.
6. Demostrar que es factible la realización del proyecto.
7. Con los estudios obtenidos dar recomendaciones y lineamientos que orienten en la medida de lo posible, los alcances y aplicaciones del sistema.

INTRODUCCIÓN

El alto costo económico, así como ambiental, que conlleva la muy importante tarea de generar energía eléctrica que, actualmente en muchos países como en Guatemala, es el centro del desarrollo, es también un aspecto que empieza a despertar preocupación, debido al alto costo del servicio que se presta a la población y al impacto ambiental que todo el proceso implica; dichos aspectos y muchos más, llevan a investigadores e ingenieros a diseñar estrategias, así como equipos y dispositivos que en la medida de lo posible, vengan a minimizar los mencionados efectos, además de eso es importante explotar recursos, que a pesar de tener ya algún tiempo de existencia, recién empiezan a retomarse con seriedad (las energías renovables, energía solar eólica, térmica, etc.) buscando así, además de beneficios ambientales y técnicos, también obtener beneficios económicos tan importantes. Hoy en día, cuestiones que pueden obtenerse con ciertos ajustes a la situación, pueden elevar su rendimiento hasta el punto de ser alternativas atractivas, es el caso de la energía eléctrica que es generada por paneles solares, que funcionando como sistemas aislados, presentan una eficiencia muy baja, proveniente de la necesidad de almacenar y racionar la energía, en cambio, si este sistema funciona en un conjunto, en el caso de los sistemas conectados a la red de distribución, además de elevar su eficiencia se convierten en una alternativa que puede ser de beneficio, y que además aporta un beneficio a la comunidad, lo cual es una finalidad de esta propuesta de tesis.

1. FUNDAMENTOS SOBRE LA ENERGIA SOLAR.

1.1 Energía solar y su importancia.

El Sol como fuente de energía se caracteriza por no ser contaminante, al contrario es en extremo limpia siendo además de acceso libre e ilimitado. Por lo que ante la búsqueda de nuevas fuentes de energía, la energía solar se convierte en una alternativa viable de cara a los problemas actuales de contaminación ambiental generalizada.

La potencia energética que irradia el sol al espacio es de 4×10^{23} Kw/h⁶ en todas direcciones; ésta es superior a la suma de 21,000,000 centrales nucleares trabajando juntas a pleno rendimiento. En sólo un segundo, el sol emite más energía que la que ha consumido la humanidad a lo largo de toda su historia. La potencia recibida por cada metro cuadrado en la superficie de nuestro planeta es superior a los 1000 Watt/m².

Pese a lo anterior, actualmente la energía solar no ha sido utilizada en gran escala, debido a que han existido otras fuentes relativamente fáciles de aprovechar, como los combustibles fósiles. La situación existente ha sido mantenida por los intereses geopolíticos, económicos-financieros en no cambiar los tipos de generación energética; además, dicha situación se ve influenciada por los factores tecnológicos y culturales.

Los países menos desarrollados, son los que tienen urgencia inmediata de aplicar la energía solar, al no poseer los recursos naturales que suministran los combustibles fósiles, los cuales se ven obligados a importar, creando de esa manera una fuga de divisas, muy necesarias para su desarrollo.

1.1.1. Naturaleza de la energía solar.

La energía solar es la energía electromagnética que emite el sol; para fines prácticos se tienen longitudes de onda comprendidas entre los 250 nm - 2500 nm⁸, y su intensidad es inversamente proporcional a la distancia; es decir que, es menor entre más lejos se encuentre del sol, por lo que de la energía total emitida, solamente llegan a la tierra unas 2 billonésimas partes, las que son responsables de todos los procesos meteorológicos y biológicos (fotosíntesis y formación de combustible fósil), que se realizan en ella.

Las ondas electromagnéticas son de varios tipos (ver tabla I), siendo su característica principal la diferente longitud de onda y la cantidad de energía transportada por cada una, debido a que entre más pequeña sea su longitud, mayor será la energía transportada por ella.

Dichas ondas atraviesan diversas barreras antes de llegar a la superficie terrestre, las cuales son:

- a) El campo electromagnético de la tierra (cinturón Van-Allen), retiene o absorbe una gran porción de los rayos X y Gamma.
- b) La capa de ozono impide el paso de la mayor parte, de los rayos ultravioleta, aunque deja pasar radiaciones de mayor longitud de onda.
- c) Nubes y gases (tanto naturales como producidos por el hombre), y polvos que reflejan, refractan, absorben o irradian hacia el espacio exterior, las radiaciones que alcanzan la baja atmósfera, como son la luz visible y los rayos del infrarrojos cercanos.

Tabla I. Distribución de la energía transportada al interior de la atmósfera terrestre.

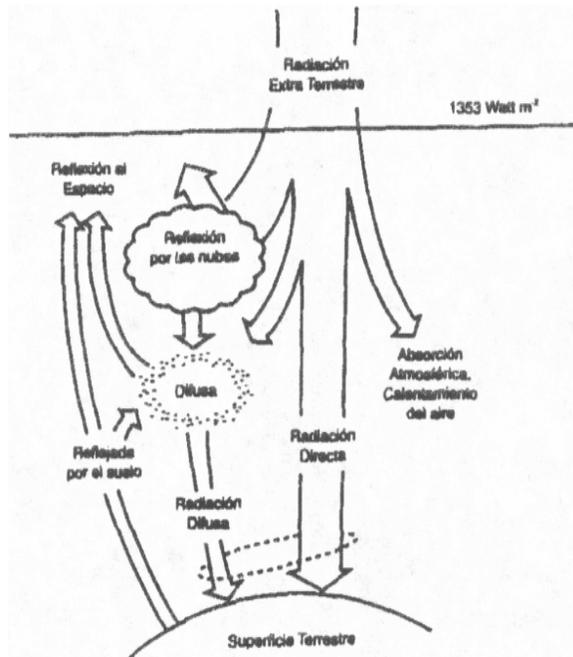
Radiación Electromagnética	Intervalo de longitud de	% de c/ tipo
Rayos	0.00 a 0.38	7.5
Luz visible	0.38 a 0.78	47
Infrarrojo	0.78 a 2.00	39
Infrarrojo	2.00 a	6.5
	Total	100%

Debido a los diferentes filtros o barreras, las ondas sufren una serie de perturbaciones o alteraciones al atravesar la atmósfera, lo que provoca que la cantidad de energía que llega sea variable, inclusive en un mismo punto; esto impide establecer un valor fijo de la misma.

De ahí se tiene, que la Insolación que es la cantidad de energía solar recibida por unidad de área en la unidad de tiempo, puede clasificarse en los siguientes tipos:

- a) Directa (o rayo de luz), es la recibida del sol sin cambio de dirección.
- b) Difusa, esta es aquella que es captada o recibida en la superficie terrestre cuya dirección ha sido cambiada por reflexión o refracción.
- c) Reflejada, es aquella reflejada por superficies de cuerpos sólidos cercanos (edificios, rótulos, etc.) o por la superficie terrestre (nieve, asfalto, lagos, etc.).

Figura 1. Distribución de la radiación solar al penetrar la atmósfera.



Fuente: Acosta José, Energía Solar: Utilización y aprovechamiento, Pg, 20

La suma de la radiación directa más la difusa se llama radiación solar global (ver Figura 1) y es la que se utiliza para diversas aplicaciones

La conversión de energía solar en calor, para producir electricidad directa, se realiza mediante procesos fotovoltaicos. En un día claro, la insolación directa tiene un valor entre 80 % y el 85 %; este porcentaje baja según la sombra de cada día.

Esta forma de energía (la insolación) tiene en general las siguientes características.

- Es de baja intensidad (La relación energía / área es pequeña).
- Dicha intensidad es variable, tanto de un día para otro, como de un momento a otro.
- Es intermitente, ya que solamente está disponible durante el día, y a veces únicamente en ciertas horas del mismo.

Existen en general dos factores que se consideran fundamentales en la variación del grado de insolación, los cuales son:

- a) Número de horas sol, es decir el tiempo que dura la iluminación solar, expresado en horas.
- b) Angulo de incidencia (Φ), el que está descrito entre el rayo de luz o radiación directa y la normal a la superficie sobre la cual aquella incide.

Asociada con el último factor se encuentra el grado de atenuación, que depende de la longitud de la trayectoria recorrida por la radiación dentro de la atmósfera; es decir, que cuanto más oblicua es la trayectoria mayor es la distancia recorrida; y por consiguiente, la atenuación será más grande.

Estos factores dependen, ya sea directa o indirectamente de condiciones tales como: latitud, época del año, configuración orográfica, nubosidad, altitud y contaminación atmosférica.

1.2. Utilización de la energía solar.

La utilización de la energía solar para generar electricidad ha sido implementada exitosamente desde hace ya varias décadas, de hecho el generador solar fotovoltaico compuesto por células solares no constituye novedad alguna: tiene ya más de 40 años. Los primeros satélites artificiales ya iban equipados con él, con el fin de asegurar su autonomía en cuanto a energía para el funcionamiento.

La atención tan grande que ahora provocan se debe únicamente a la posibilidad de poder utilizarlos como una alternativa económicamente viable y ecológicamente necesaria.

1.2.1. Utilización de la energía solar en Guatemala.

En nuestro país, el uso de la energía solar como medio para la producción de energía eléctrica, es relativamente reciente, las primeras aplicaciones de este tipo de tecnología aparecieron alrededor del principio de los años ochentas como alternativa para llevar electricidad a lugares en donde no existe una establecida red de distribución de energía eléctrica, las aplicaciones se dan, como es de suponer, en mayor número en el área rural. El uso de sistemas fotovoltaicos en el área rural guatemalteca consta de sistemas de bombeo de agua, sistemas de iluminación, refrigeración de vacunas y como única alternativa de fuente energética en muchas comunidades aisladas. En los últimos años el uso de sistemas fotovoltaicos por el Ministerio de Energía y Minas es una estrategia empleada para llevar a cabo el programa de electrificación rural ya que es mucho más económico dicho tipo de electrificación que montar un sistema de líneas de transmisión y distribución, además, existen diferentes organizaciones internacionales de ayuda como USAID que por medio de ONG's llevan a cabo también proyectos de esta índole en diversas partes de nuestra república. A continuación, se presentan algunos ejemplos del uso de la energía fotovoltaica en Guatemala.

A solicitud de las comunidades interesadas se llevó a cabo un análisis sobre las posibilidades de aprovechamiento de la energía solar y eólica en ciertos Departamentos en la que se formularon perfiles de proyectos que abarcaban el uso de la energía solar para iluminación, calentamiento de agua y riego. La metodología desarrollada por el Proyecto ha sido aplicada por el Ministerio de Energía y Minas en otras zonas del país, especialmente para la difusión de la energía eléctrica.

Se llevó a cabo el Proyecto Piloto de Refrigeración de Vacunas Mediante Sistemas Fotovoltaicos en Xecojol y Las Lomas, situadas en los Departamentos de Chimaltenango y Sacatepéquez, a unos 100 kilómetros de la ciudad capital. El objetivo fue proveer de un sistema de refrigeración de vacunas a estas aldeas desprovistas de electricidad y evaluar la utilización de los sistemas fotovoltaicos.

El proyecto se puede considerar un ejemplo a nivel nacional. El sistema fotovoltaico ha sido acogido por los usuarios en forma muy positiva, ya que requiere poca atención en su mantenimiento.

Buscar las mejorías necesarias para los hombres, mujeres y niños que conforman las 77 familias del caserío Pisuche, fue uno de los objetivos que se fijó la organización de la Asociación Comunitaria de Desarrollo Integral para gestionar ante diversas entidades del Estado, la introducción del servicio de energía eléctrica, siendo atendidos por parte del Fondo Nacional para la Paz (FONAPAZ) a través del Programa de Reconstrucción y Desarrollo Local (PDL).

Cambiar las condiciones de vida de los pobladores y dejar atrás el uso del ocote y las candelas, es una realidad hoy para los pobladores del caserío Pisuche, aldea El Papal, de San Idelfonso Ixtahuacán, Huehuetenango, ya que a través del PDL, se realizó la inauguración de la introducción de energía fotovoltaica.

Figura 2. Iluminación fotovoltaica para los habitantes del caserío Pisuche



Fuente: Diario la Hora, 9 de Octubre de 2,004, Pg. 15

Por ultimo organizaciones como INDE, FIS, FONAPAZ, MUNICIPALIDADES, USAID, CEE y EMBAJADA DE JAPON entre otros, han invertido alrededor de un millo de dólares en proyectos de electrificación rural fotovoltaica donde se realizaron los estudios de pre-inversión, factibilidad e instalación de 4.3 kW de energía solar fotovoltaica para la instalación de 86 sistemas solares fotovoltaicos domiciliarios. Así como, los estudios de pre-inversión, factibilidad e instalación de 2.17 kW de energía solar fotovoltaica para la instalación de 6 sistemas de refrigeración e iluminación fotovoltaica para puestos de salud de la Zona Reina, Uspantán, Quiché.

El 1 de octubre del 2001 se concluyó un estudio de pre-inversión que representa instalar una cantidad de energía cercana a los 7.1 MW, destinada a ser empleada en 11 comunidades del Quiché, además se han identificado a nivel de perfil 40kW de energía solar fotovoltaica para la instalación de 800 sistemas solares fotovoltaicos domiciliarios. Asimismo, 1,212 servicios energéticos provistos a 3,901 familias (20,639) personas en 6 comunidades del municipio de San Gaspar Chajul, 6 comunidades de la zona Reina de Uspantán, Quiché.

1.2.2. Utilización de la energía solar en otros países.

Se podría decir, que el auge global para la investigación y desarrollo de las tecnologías necesarias para la generación de electricidad por medio de la energía solar se dio principalmente en la década de los 70, cuando la crisis de petróleo amenazaba a la economía mundial.

Sin embargo, empresas como la Francesa RTC tienen un puesto de vanguardia en el mercado mundial. RTC en 1958 emprendió el desarrollo de la primera generación de módulos de 0,65 W, 3 V, células de 19 mm de diámetro, que culminó en 1960 con la colocación en Chile de una generador solar fotovoltaico de 88 W, que todavía funciona.

En 1968 instalaba en Francia el Servicio Técnico de la Navegación Aérea, la mayor estación operacional en el plano mundial, para asegurar la alimentación de una baliza radioeléctrica. El generador solar comprendía módulos solares de 2,5 W, 12V, 30 mm de diámetro en la célula, que constituían la segunda de generación de módulos solares desarrollados por RTC en 1965.

Entre 1970 y 1975 se realizaron muchas instalaciones, aplicando módulos solares de la tercera generación de 8 W, 12 - 24 V, célula de 40 mm de diámetro, comercializados por RTC en 1970. Estos módulos contribuyeron la efectividad de las aplicaciones de la energía solar cuando únicamente se preocupaban por sus posibilidades unos cuantos precursores. De este modo, se instalaron generadores solares:

1. Para la televisión educativa, en Nigeria.
2. Para el balizamiento del aeropuerto de Medina.
3. Para los repetidores de televisión en Perú.

Describir las aplicaciones de la generación de electricidad por medios fotovoltaicos puede resultar aunque extremadamente interesante un tanto largo; es por eso, que para tener una idea lo más completa posible y de una forma rápida se presenta el siguiente resumen de la historia de la tecnología fotovoltaica

- 1839 Edmund Becquerel, físico francés, descubre el efecto FV: en una celda electrolítica compuesta de 2 electrodos metálicos sumergidos en una solución conductora, la generación de energía aumentaba al exponer la solución a la luz.
- 1873 Willoughby Smith descubren la fotoconductividad del selenio.
- 1877 W.G. Adams y R.E. Day observan el efecto fotovoltaico en selenio sólido. Construyen la primera celda de selenio.
- 1904 Albert Einstein publica su trabajo acerca del efecto fotovoltaico.
- 1921 Albert Einstein gana el premio Nóbel por sus teorías explicativas del efecto fotovoltaico.

- 1951 El desarrollo de la unión p-n posibilita la producción de una celda de germanio monocristalino.
- 1954 Los investigadores de los Laboratorios Bell (Murriay Hill, NJ) D.M. Chapin, C.S. Fuller, y G.L. Pearson publican los resultados de su descubrimiento celdas solares de silicio con una eficiencia del 4,5 %.
- 1955 Se comercializa el primer producto fotovoltaico, con una eficiencia del 2% al precio de \$ 25.00 cada celda de 14 mW.
- 1958 El 17 de marzo se lanza el Vanguard 1, el primer satélite artificial alimentado parcialmente con energía fotovoltaica. El sistema FV de 0,1 W duró 8 años.
- 1963 En Japón se instala un sistema fotovoltaico de 242 W en un faro.
- 1973 La Universidad de Delaware construye "Solar one", una de las primeras viviendas con energía fotovoltaica EFV. Las placas fotovoltaicas instaladas en el techo tienen un doble efecto: generar energía eléctrica y actuar de colector solar (Calentado el aire bajo ella, el aire era llevado a un intercambiador de calor para acumularlo).
- 1974 Se funda las primeras compañías de energía solar. El Lewis Research Center (leRC) de la NASA coloca las primeras aplicaciones en lugares aislados. La potencia instalada de EFV supera los 500 KW.
- 1978 El NASA LeRC instala un sistema FV de 3.5 - kw/h en la reserva india Papago (Arizona). Es utilizado para bombear agua y abastecer 15 casas (iluminación, bombeo de agua, refrigeración, lavadora, etc.). Es utilizado hasta la llegada de las líneas eléctricas en 1983, y a partir de entonces se dedica exclusivamente al bombeo de agua.
- 1980 La empresa ARCO Solar es la primera en producir más de 1 MW/año en módulos FV.

- 1981 Primer vuelo del " Solar Challenger", un avión abastecido por EFV. Ese mismo año se instala en Jeddah, Arabia Saudita, una planta desalinizadora por osmosis - inversa, abastecida por un sistema FV de 8 KW.
- 1982 La producción mundial de EFV supera los 9.3 MW. Entra en funcionamiento la planta ARCO Solar Hisperia en California de 1 MW.
- 1983 La producción mundial de EFV supera los 21.3 MW, y las ventas superan los 250 millones de Dólares. El Solar Trek, un vehículo alimentado por EFV con 1 KW atraviesa Australia; 4000 Km en menos de 27 días. La velocidad máxima es de 72 Km/h, y la media 24 Km/h. ARCO Solar construye una planta de EFV de 6 – MW en California en una extensión de 120 acres conectado a la red eléctrica general suministra energía para 2000 - 2500 casas.
- 1992 Instalado un sistema FV de 0.5 - KW en Lago Hoare, Antártida, con baterías de 2.4 kWh. Utilizado para abastecer eléctricamente el equipo de laboratorio, iluminación computadoras e impresoras, y un pequeño horno de microondas.
- 1996 El " ícaro", un avión movido por EFV sobrevuela Alemania. Las alas y la zona de la cola están recubiertas de 3000 células superficientes con una superficie de 21m².

En Latinoamérica se han estado ejecutando proyectos para el aprovechamiento de la energía solar, aunque no en la cantidad que se necesitan de acuerdo a las condiciones de países poco desarrollados. Sin embargo, hay países como México, Chile, Cuba y Brasil que han iniciado la implementación de proyectos, aunque no a gran escala.

Se tiene el caso de México, que cuenta con un Programa de Energía Renovable patrocinado por los Laboratorios Nacionales de Sandía (Estados Unidos de América) y por el Fideicomiso de Riesgo Compartido de la Secretaria Mexicana de Agricultura, Ganadería y Desarrollo Rural. En este Programa se han instalado de 1994 a 1999, 137

sistemas fotovoltaicos para comunicaciones, electrificación y bombeo de agua, beneficiando aproximadamente a 20 mil personas.

También en Honduras, El Salvador y Costa Rica se han desarrollado proyectos de generación de electricidad mediante la energía solar, incluso en estos países hay proveedores de equipos solares que ofrecen sus productos y servicios a nivel Centroamericano.

2. MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO.

2.1. Principio de funcionamiento de la celda solar fotovoltaica.

Las celdas fotovoltaicas modernas están formadas generalmente por una juntura semiconductor P-N de silicio de gran superficie y reducido espesor (típico: 0,3 mm), similar a la utilizada en los diodos de estado sólido; pero cuando la unión P-N se emplea como generador fotovoltaico, el sentido del flujo de los electrones es opuesto al que se observa cuando se lo usa como rectificador.

En la transición entre las capas P y N (capas con dopaje positivo y negativo respectivamente) se forma por difusión una capa límite en la que se establece una barrera de potencial. Para lograr un buen rendimiento energético, la capa límite deberá encontrarse lo mas cerca posible de la superficie expuesta a la luz.

La celda se completa mediante los contactos óhmicos (no rectificadores) en las capas P y N, de reducida resistencia eléctrica para no provocar caídas de tensión adicionales. Se fabrican celdas solares circulares y rectangulares de cerca de 100 mm de lado.

Estas últimas se emplean cuando se requiere un óptimo aprovechamiento del espacio, como en los satélites artificiales; resultando algo más caras que las circulares.

Al incidir la luz sobre la juntura, una parte de la luz se refleja (energía perdida) y la otra penetra en el semiconductor. Los fotones que ingresan con energía suficiente liberan cada uno un par electrón-hueco. Los portadores de carga liberados se propagan por el cristal mediante difusión o bajo la influencia de un campo eléctrico.

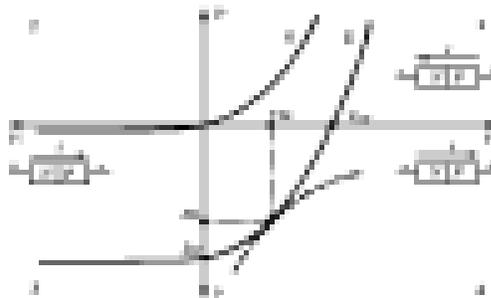
Los electrones pueden recombinarse durante su recorrido, pero si un portador minoritario (electrón en la zona P, hueco en la zona N) alcanza la capa límite de la barrera de potencial, queda atraído por el campo eléctrico de esa capa y penetra en la región en que son mayoritarios los portadores de igual signo.

Por otro lado, el campo de la capa límite retiene los portadores mayoritarios en la región en que han sido liberados.

De este modo, cualquiera que sea la región en que queda absorbido el fotón y liberados los portadores de carga, el efecto fotovoltaico produce un desplazamiento de portadores que da lugar a una diferencia de potencial aprovechable de alrededor de 0,5 V entre los electrodos a circuito abierto. La barrera de potencial impide que el proceso se revierta, aunque puede existir una pequeña corriente de fuga. En circuito cerrado la corriente pasa por la carga del borne P al N, por el exterior de la célula.

Desde el punto de vista eléctrico, las celdas fotovoltaicas pueden compararse con los diodos de silicio normales.

Figura 3. Comparación de una celda fotovoltaica y un diodo.



Fuente: Acosta José, Energía Solar: Utilización y aprovechamiento, Pg. 37

Así la curva tensión-corriente trazada en la oscuridad (O) resulta igual a la de un diodo ordinario, mientras que la curva correspondiente a la incidencia sobre la celda de una determinada iluminación (E), resulta de la traslación de la curva anterior, proporcional a la energía luminosa recibida.

Analizando la curva (E) se ve, que en el primer cuadrante (1), correspondiente al diodo con polarización directa, la característica no sale del origen, pues a corriente nula la tensión en bornes no es cero (V_{co}).

En el tercer cuadrante (3), la curva (O) indica la corriente inversa de fuga en la oscuridad en función de la tensión inversa, mientras que la curva (E) da la variación de esa corriente con la iluminación. Aquí la celda funciona como fotodiodo.

Finalmente, en el cuarto cuadrante (4), la celda funciona como generador de energía, siendo la región de trabajo normal de las celdas fotovoltaicas. En estas condiciones, la potencia que entrega pasa por un máximo (P_m) para determinados valores de tensión (V_m) y corriente (I_m), fijados en función de la resistencia óptima de carga ($R_m = V_m / I_m$).

En la práctica, las celdas fotovoltaicas trabajan con dificultad fuera del cuarto cuadrante (4), sobre todo, la tensión inversa que pueden soportar es pequeña, lo que obliga a la instalación de un diodo de protección en serie para prevenir daños.

En una celda determinada, el rendimiento energético es función del reparto espectral de los fotones, lo que equivale a decir que, con radiaciones de determinadas longitudes de onda (colores) proporciona más energía eléctrica que con otras.

Si una de las celdas conectadas en serie queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que sólo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, sólo podrá generar una corriente limitada. Si la carga aplicada al panel solar es tal que demanda una corriente superior a dicha corriente limitada, la celda afectada funcionará en sentido inverso, lo que provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se limita la tensión inversa máxima que puede producirse añadiendo diodos en paralelo, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Análogamente, si una de las celdas conectadas en paralelo queda oscurecida, aunque sea parcialmente, de forma que solo recibe una parte de la energía solar que llega a las que la rodean, solo podrá generar una tensión limitada, menor a las restantes en paralelo, Entonces la celda afectada funcionará como receptor si la tensión de funcionamiento se hace superior a la suya a circuito abierto; lo que también provoca su calentamiento y acarrea un riesgo de ruptura.

Para solucionar este inconveniente, se añaden diodos anti-retorno, situados habitualmente en la caja de conexiones, para proteger a las celdas del sobrecalentamiento debido a sombras parciales en la superficie del panel.

Por todo lo anterior, resulta evidente que es muy importante que los paneles no reciban sombras de obstáculos cercanos, ni hacerse sombra mutuamente en cualquier horario y época del año.

Cuando se deseen utilizar celdas fotovoltaicas en instalaciones prácticas, deberán tenerse en cuenta las siguientes características:

- a) Corriente de cortocircuito I_{cc} : Esta magnitud es la intensidad que circula con la celda en cortocircuito, con una iluminación determinada y fija. Su valor es directamente proporcional a la energía solar recibida, y por lo tanto a la superficie total y al nivel de iluminación.
- b) Tensión de vacío V_{co} : Esta magnitud es la diferencia de potencial entre los bornes de la celda en ausencia de consumo, con una iluminación fija y a una temperatura determinada. Su valor depende de la juntura utilizada y varía muy poco con la intensidad luminosa.
- c) Corriente óptima I_m : Esta magnitud es la intensidad que circula por la celda en el punto de funcionamiento óptimo, teniendo aplicada una carga R_m de valor óptimo, elegida de modo que la potencia eléctrica sea máxima.
- d) Tensión óptima V_m : Esta magnitud es la tensión que origina la corriente óptima, al ser aplicada sobre una carga R_m de valor óptimo, elegida de modo que la potencia eléctrica sea máxima.
- e) Temperatura límite de funcionamiento: Esta ronda los 100 grados centígrados.
- f) Rendimiento η : Esta magnitud es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa recibida. Su valor ronda el 18%, según la tecnología constructiva de la celda.

Este bajo rendimiento se explica porque aproximadamente el 57% de la energía luminosa se refleja o se transforma en calor, y el 43% restante, gran parte se cede en forma de calor.

Para una aplicación específica, debe consultarse los gráficos característicos de las celdas a utilizar, que vienen dados como distintas familias de curvas en función de la temperatura y de la iluminación recibida. El examen de estas curvas permite efectuar una selección adecuada.

Estas curvas muestran que el calentamiento de las celdas provoca una disminución de su rendimiento, por lo que se deben instalar radiadores de aletas para reducir su temperatura de trabajo.

La potencia máxima de la celda se obtiene cuando la luz incide perpendicularmente a su superficie, por lo que si incide con un ángulo que no sea recto, la superficie útil disminuirá en una cantidad proporcional al coseno del ángulo correspondiente. Por otro lado resulta importante la correcta orientación de los paneles, considerando la posición del sol en las distintas estaciones del año, de acuerdo a la latitud de la instalación (cuestión que se vera en detalle mas adelante).

Si bien la energía solar no cuesta nada, su aprovechamiento presenta algunos inconvenientes, de los cuales los más importantes son:

- La transformación de energía solar en eléctrica todavía es muy cara.
- Las instalaciones de energía solar ocupan grandes superficies de terreno.
- La energía de radiación recibida es reducida, salvo en las regiones tropicales (depende de la latitud).
- Durante la noche y cuando esta nublado, los rayos solares quedan anulados o atenuados.

Por lo tanto, las instalaciones generadoras requieren que las celdas solares vayan acompañadas de otros dispositivos que aumenten su funcionalidad.

En general, una instalación de generación solar típica tiene los siguientes componentes:

1. Paneles solares.
2. Reguladores de tensión.
3. Desconectores de descarga.
4. Acumuladores.
5. Convertidores CC/CA.

6. Concentradores luminosos.
7. Accesorios.

Los paneles solares están formados por una gran cantidad de celdas fotovoltaicas conectadas en serie-paralelo para aumentar la tensión y la corriente que pueden entregar, encapsuladas con polímeros resistentes a la radiación ultravioleta y montadas tras una superficie de vidrio especial que brinda protección contra la polución ambiental y contra los cambios bruscos del clima (heladas, lluvias, granizo, etcétera) Generalmente, la cara posterior de los módulos está construida con un material de reconocida resistencia a las condiciones climáticas mas adversas, como por ejemplo aluminio anodizado, y se sella con silicona para trabajar adecuadamente a la intemperie.

Los reguladores de tensión son aparatos diseñados para la regulación y control de la carga de los acumuladores, a los que protegen automáticamente contra las sobrecargas.

Los desconectores de descarga son aparatos que sirven para controlar el estado de descaiga de los acumuladores, ya que una excesiva descarga puede provocar daños irreparables al equipo, en lo que atañe a su vida útil.

Los acumuladores generalmente son del tipo alcalino, resultando muy sensibles a la carga excesiva y su vida depende de las condiciones del mantenimiento.

Los convertidores CC/CA se emplean cuando resulta necesario transformar la corriente continua generada por las celdas fotovoltaicas en corriente alterna para los consumos que utilizan ese tipo de suministro.

Los concentradores luminosos dirigen la energía solar hacia la superficie activa de los paneles. Los mismos utilizan lentes y espejos, y en muchos casos cuentan con sistemas automáticos para seguir el desplazamiento de la orientación del sol.

Esta concentración mejora el rendimiento de las celdas, pues permite la utilización de superficies sensibles menores que las que se necesitarían sin su instalación, para obtener la misma potencia eléctrica.; pero también debe tenerse en cuenta que todo sistema óptico produce una pérdida de luz.

Los accesorios habituales son los compensadores de temperatura, los voltímetros y los amperímetros.

En cuanto a la normalización de estos sistemas, digamos que el Comité Técnico 82 (Solar Photovoltaic Energy Systems) del IEC tuvo su última reunión en Tempe, Arizona, durante mayo de 2000, desarrollando normas para celdas de silicio comunes y de película delgada, módulos concentradores, dispositivos de almacenamiento de energía, certificación de productos y laboratorios, balance de sistemas, reguladores de tensión, etcétera.

2.2. Determinación del tamaño de las celdas solares en función de la potencia de DC requerida.

Para determinar las dimensiones de la fuente solar a instalar, es de suma importancia conocer el consumo de los aparatos o dispositivos eléctricos que se van a alimentar con la energía eléctrica obtenida a partir de la energía solar.

El consumo total se compone de lo que consume el sistema por medio de los dispositivos intermedios o auxiliares, tales como reguladores de tensión, más el consumo de los equipos o dispositivos abastecidos.

A fin de determinar el tamaño adecuado del panel solar a instalar, es necesario considerar diversos resultados representados por valores numéricos de energía, potencia, corriente, tensión, insolación, iluminación, tiempo y otras magnitudes.

Para los estudios correspondientes a la energía solar se emplean unidades de julio o vatio, o sus múltiplos o submúltiplos correspondientes.

La energía E_n es igual al producto de una potencia p , por un tiempo t y se puede escribir de la siguiente manera:

$$E_n = p \times t$$

Ec. 2.1

La unidad de potencia es el vatio (W). La unidad usual de energía adoptada en los estudios de la energía es el Julio (J). (1 Julio = 1/3,600 segundos).

El tiempo t , se puede evaluar en segundos, horas, días y años. La conversión de cada una de estas unidades en las demás es tal como sigue:

$$1 \text{ año} = 365 \text{ días} = 8,760 \text{ horas} = 31,536,000 \text{ segundos.}$$

$$1 \text{ día} = 24 \text{ horas} = 86,400 \text{ segundos}$$

$$1 \text{ hora} = 3,600 \text{ segundos.}$$

Dado que las isoclinas de radiación solar se leen usualmente en $\text{Cal/cm}^2.\text{día}$ es necesario realizar además la siguiente conversión

$$1 \text{ julio} = 0.23889 \text{ Calorías}$$

Por otro lado, los valores numéricos de la energía solar anuales se dan en kJ/cm^2 . El cálculo de la energía consumida (o proporcionada) se efectúa teniendo en cuenta tanto la superficie como la duración de la producción del empleo de la energía considerada.

Para poder explicar mejor la relación entre las unidades de magnitudes tales como la energía, la superficie y el tiempo se proponen los siguientes ejemplos.

Ejemplo 1: Si en determinado territorio se reciben 400 Cal/cm².día. ¿Cuál es la energía recibida en un mes por cada cm²?:

$$400 \times 30 = 12,000 \text{ Cal/cm}^2.$$

Ejemplo 2: Del ejemplo anterior, ¿Cuál es entonces la energía esperada durante un mes en una superficie de 1 m²?:

Como 1m² = 10,000 cm², se tiene:

$$1,200 \times 10,000 = 120,000 \times 10^3 \text{ Cal.}$$

De estos ejemplos, se observa que trabajar con Cal/cm².día puede proporcionar cifras no muy prácticas de manejar, y debido a que las potencia de los aparatos eléctricos vienen dadas en vatios (j/s), en la práctica los cálculos se realizan bajo las siguientes unidades kj/cm².día.

En cuanto a la electricidad, su magnitud es representada por razones prácticas, por los amperio-hora (Ah). Se trata de la medida de una cantidad de electricidad designada por:

$$Q = I \times t = \text{Corriente} \times \text{tiempo.}$$

Ec. 2.2

También se tiene: 1 Ah = 3,600 C (culombio).

Un aspecto sumamente importante a tomar en cuenta a la hora de diseñar una celda solar es su rendimiento Cuando incide la radiación solar en una célula, esta transforma la energía solar en eléctrica, con un rendimiento del orden del 10%. El valor exacto lo da el fabricante para cada tipo de célula y puede ser inferior o superior a ese porcentaje. Por consiguiente, si el rendimiento de la celda es del 10% mencionado, esto implica que únicamente el 10% del total de la energía solar recibida se convierte en energía eléctrica.

Ejemplo Práctico: Un aparato cualquiera funciona durante cuatro horas y consume 2A a 12 V Su potencia es: $P = 12 \times 2 = 24\text{W}$ y la energía necesaria durante 4 horas es $E_n = 24 \times 4 = 96 \text{ Wh}$; como el julio es igual a 1 Ws, la energía calculada es equivalente a: $96 \times 3,600 = 345,600 \text{ j} = 345.6 \text{ kj}$.

Si el rendimiento de la celda solar es del 10% (ó 0.1) la energía solar necesaria será de 3,456 kj, es decir 10 veces más Considerando una insolación de 400 Cal/cm².dia equivalente a 612 Kj/cm².año ($400 \text{ cal/cm}^2.\text{día} \times (1 \text{ juim}/0.2.3889) \times (365\text{días}/ 1\text{año}) = 612\text{kj/cm}^2.\text{año}$); y que el aparato en cuestión necesitara, en un año, la energía correspondiente al numero de días de empleo por año, que es de 365.

La energía es pues:

$$3,456 \times 365 = 1,261,440 \text{ kj .año.}$$

Como se ésta recibiendo una energía 612 kj/cm².año, la superficie del panel solar en cm², será:

$$S = 1,261,440 / 612 = \mathbf{2,061 \text{ cm}^2}.$$

Que reducidos a metros son: **0.21m²**.

Si las celdas requeridas no son cuadradas sino redondas, habrá que multiplicar S por un factor corrector cuyo valor será evidentemente $4/\pi = 1.27$. Para mayor seguridad y reserva se tomara 1,5 veces el valor hallado, lo que da: $S = 0.05 \text{ m}^2$ aproximadamente.

2.3. Cantidad de energía eléctrica producida.

La electricidad generada por un sistema fotovoltaico depende fundamentalmente del tipo y cantidad de módulos instalados, de su orientación e inclinación, y de la radiación solar que les llegue, así como de la bondad técnica de la instalación. La potencia nominal (en vatios pico o kilovatios pico) de los módulos nos indica la energía que producirán al medio día de un día soleado, mas o menos.

En esas condiciones, un modulo de 40 Wp de potencia nominal produciría 40 Wh (vatio-hora) de energía si durante una hora recibe esa radiación máxima, el resto del día, en que la radiación es menor, la potencia real (y por lo tanto la energía producida) será menor.

2.4. Ubicación de los paneles fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos pueden instalarse en terrazas, tejados y patios; pero eventualmente en las fachadas: en las ventanas, en los balcones, en las paredes y en las cornisas. Un aspecto fundamental en la localización de los módulos es asegurar que no existen obstáculos, al menos durante las horas centrales del día (vegetación, nieve, edificios, elementos constructivos, otros módulos, etc.)

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de la latitud del lugar donde se van a instalar, (lo que implica una inclinación entre 5° y 10° menos que la latitud) y de la época del año en la que se quiera maximizar la producción (lo normal es colocarlos para que capten el máximo de irradiación anual), aunque lo que se deja de generar por estar inclinados por encima o por debajo de este óptimo representa solo un 0.08% por cada grado de desviación respecto a la iluminación óptima.

En cualquier caso, es recomendable una inclinación superior a los 15° , para permitir que el agua de la lluvia se escurra.

En definitiva, asumiendo "perdidas" (lo que se deja de generar) de hasta un 5-10 % se tiene un gran abanico de posibilidades de orientación e inclinación, y se asegura la instalación de generadores fotovoltaicos en diferentes circunstancias.

Pero siempre hay que procurar acercarse lo más posible a las condiciones óptimas de instalación: entre 5° y 10° menos que la latitud.

2.5. Cálculo de las pérdidas.

Un aspecto de suma importancia dentro del diseño de sistemas fotovoltaicos es la necesidad de asegurar la mayor recepción de la energía solar que incidente hacia los módulos, como ya se menciona anteriormente, tanto la orientación como la inclinación de dicho sistema serán determinantes para encontrar los límites que permitan obtener las pérdidas máximas permisibles dentro del mismo.

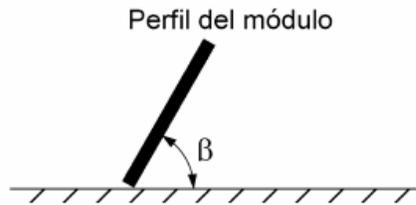
2.5.1 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación del generador fotovoltaico.

En esta sección del proyecto, el objetivo es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles por este concepto.

Las pérdidas por orientación e inclinación se calculan en función de:

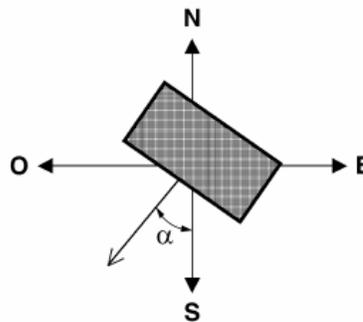
- Ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (ver figura 4). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de azimut α , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 5). Valores típicos 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y 90° para módulos orientados al oeste.

Figura 4. Ángulo de inclinación β .



Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 19

Figura 5. Ángulo de azimut α .



Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 19

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima. Para ello se utilizará la figura 6, válida para una latitud, Φ , de 41° , de la siguiente forma:

Conocido el azimut, determinamos en la figura 6 los límites para la inclinación en el caso de $\Phi = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $\Phi = 41^\circ$ que deberán de ser corregidos a cualquier latitud de la siguiente forma.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\mathbf{Inclinación\ máxima = Inclinación (\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - latitud)}$$

Ec. 2.2.

$$\mathbf{Inclinación\ mínima = Inclinación (\Phi = 41^\circ) - (41^\circ - latitud)}$$

Siendo 0° su valor mínimo.

Ec. 2.3.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\mathbf{Pérdidas\ (\%) = 100 \times |(1.2 \text{ e-}4) (\beta - \Phi + 10)^2 - (3.5 \text{ e-}5) \alpha^2|}$$

Para $15^\circ < \beta < 90^\circ$

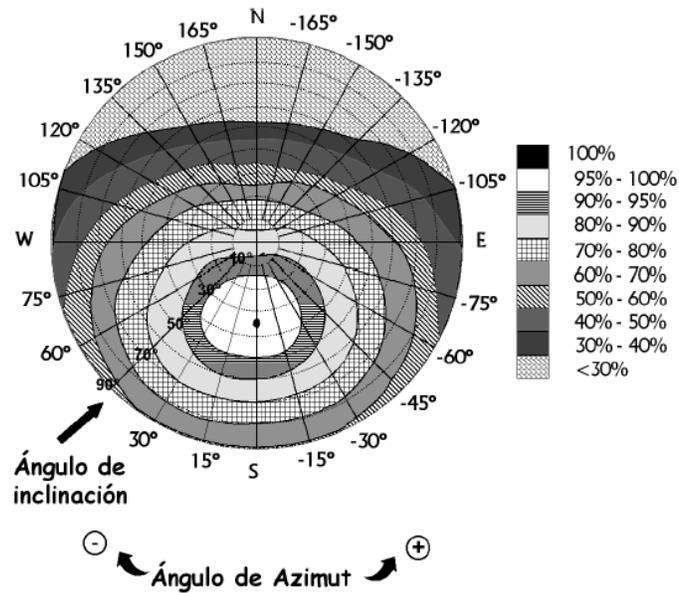
Ec.2.4.

$$\mathbf{Pérdidas\ (\%) = 100 \times |(1.2 \text{ e-}4) (\beta - \Phi - 10)^2|}$$

Para $\beta \leq 15^\circ$

Ec. 2.5.

Figura 6. Gráfica de inclinación máxima y mínima.



Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 20

Supongamos que se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = +15°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada a una latitud de 29°.

Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 6 (anterior) los límites para la inclinación para el caso de $\Phi = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90% - 95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut 15° nos proporcionan los valores (ver figura 7): *Inclinación máxima = 60°*, *Inclinación mínima = 7°*

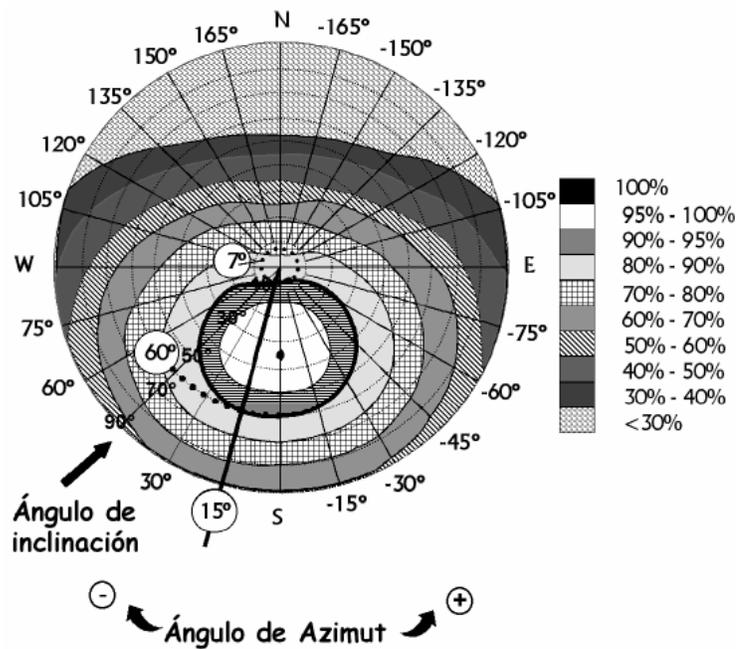
Se corrige para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 60^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = 48^\circ$$

Ec. 2.6.

Inclinación mínima = $7^\circ - (41^\circ - 29^\circ) = -5^\circ$, que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima = 0° .

Figura 7. Ilustración del ejemplo de cálculo.



Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 21

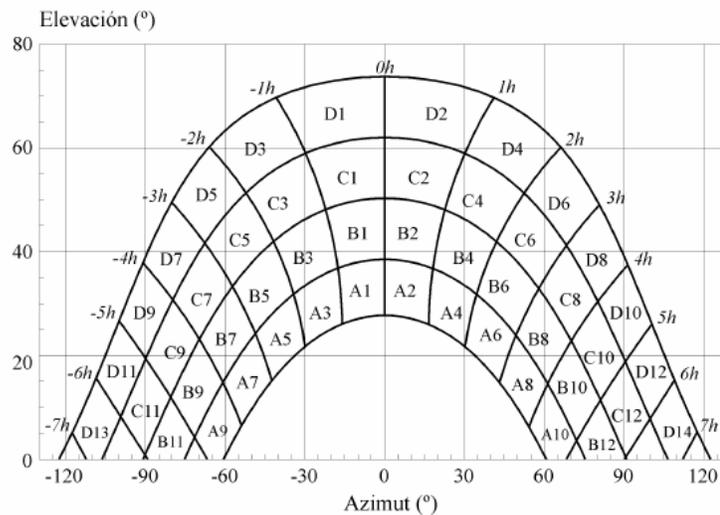
2.5.2. Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombra.

A continuación se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debido a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol. Los pasos a seguir son los siguientes

- a) Obtención del perfil de obstáculos: localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimuth y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para todo ello puede utilizarse un teodolito.
- b) Representación del perfil de obstáculos: Esta representación se logra gracias al diagrama de la figura 8, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año. Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del medio día y positivas después de este) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,.....D14).

Figura 8. Diagrama de trayectorias del sol (ambas escalas en grados sexagesimales).

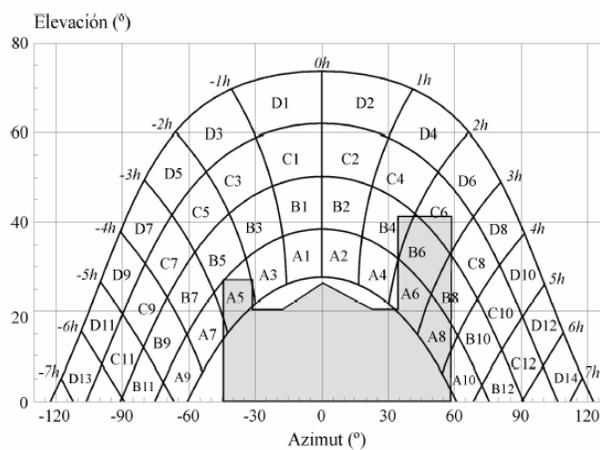


Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 23

- c) Cada una de las posiciones de la figura 8 representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie en estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada entre las que se encuentran en el Anexo 1 al final de este trabajo.
- d) Cálculo final: La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación global que incide sobre la superficie, a lo largo del año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial, se utilizara el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción), más próximos a los valores: 0.25, 0.50, 0.75 ó 1.

Ejemplo: Superficie de estudio con una inclinación 30° y orientada hacia el sudeste, con un perfil de obstáculos como se muestra a continuación en la figura 9.

Figura 9. Perfil de obstáculos para el ejemplo.



Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 30

Tabla II. Tabla de referencia, Anexo 1.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 25-30

Cálculos:

$$\begin{aligned}
 \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} &= 0,25 \times B4 + 0,5 \\
 &\times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 = 0,25 \times K89 + 0,5 \\
 &\times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + 0,25 \times 0,11 = \\
 &= \mathbf{6,16\% = 6\%}
 \end{aligned}$$

Los índices 0.25, 0.5, 0.75 ó 1, son utilizados como puede darse cuenta fácilmente intuyendo cual de estos indicies expresa de mejor manera el porcentaje de ocultación del total de la porción, para luego multiplicar dicho porcentaje por el valor de la intersección que corresponde a la combinación de la letra y el numero (A1,A2,...D14) que se puede apreciar en la tabla.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

Ec. 2.7.

Donde $1/\tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Algunos valores significativos de k se pueden ver en la tabla III en función de la latitud del lugar.

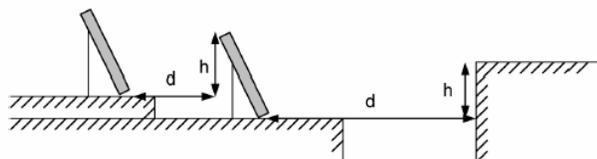
Tabla III. Valores típicos de k en función de la latitud.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 32

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a h y d , se muestra la siguiente figura con algunos ejemplos:

Figura 10. Referencias de h y d .



Fuente: Código técnico de la edificación, Sección HE5 Energía solar fotovoltaica, Pg. 32

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando $h a$ la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

3. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.

3.1. Introducción.

El uso de sistemas fotovoltaicos para generación de electricidad es una práctica cada vez más común en el ámbito internacional. Durante los últimos 30 años el desarrollo tecnológico en este campo ha permitido una reducción de 95 % en el costo de los módulos fotovoltaicos comerciales, a la par de un incremento cercano al 200% en su eficiencia. Un dato que puede servir como referencia para dimensionar el nivel de penetración de esta tecnología en estos últimos años son los más de 1200 MW de potencia pico instalada a nivel mundial, con un crecimiento anual del orden de 16 %.

En países industrializados, gracias a la maduración alcanzada en las tecnologías de dispositivos fotovoltaicos y convertidores estáticos de potencia, así como a la reducción en sus costos de fabricación, la generación fotovoltaica ligada a la red se ha venido considerando gradualmente como una alternativa viable en el esquema de generación distribuida. En el, una combinación de plantas centrales y un gran número de pequeños generadores dispersos en la red eléctrica satisfacen la demanda de electricidad; esto es hoy en día una realidad en algunos países como Dinamarca, Holanda, Alemania y Japón.

En términos generales, los generadores fotovoltaicos distribuidos conectados a la red pueden aportar importantes beneficios a los sistemas de distribución, dependiendo de las características y condiciones operativas de la red de distribución, así como de la realización de estos dentro de la misma. Los beneficios potenciales más importantes son:

- Suavización de picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del inmueble o alimentador.
- Alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica, también posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar capacidad o reemplazo.
- Disminución de pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte de voltaje en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.

3.1.1 Sistema aislado contra sistema conectado a la red.

La aplicación más frecuente y generalizada de la energía solar fotovoltaica es la electrificación rural de viviendas a través de sistemas individuales CD (sistemas aislados). Estos sistemas están compuestos, normalmente, por un panel fotovoltaico con una capacidad menor que 100 Wp, un regulador de carga electrónico a 12 V, una o dos baterías con una capacidad total menor que 150 A-h. 2 ó 3 lámparas a 12 V y un tomacorriente para la utilización de aparatos eléctricos de bajo consumo energético diseñados especialmente para trabajar a 12 V CD. Los sistemas fotovoltaicos trabajando en forma aislada y que posean un sistema de conversión de corriente continua a alterna son en nuestro país muy escasos debido a que el hecho de obtener corriente alterna implica una inversión mucho mayor en todo sentido lo cual es inalcanzable para la mayoría de los usuarios, que como ya se menciona son personas del área rural y de muy escasos recursos.

Las características más sobresalientes de este tipo de configuración en comparación a una conexión de un sistema a la red son:

- a) El voltaje nominal en sistemas aislados es usualmente 12 V de corriente directa, mientras los sistemas conectados a la red deben poseer características idénticas a la de la misma. Esto implica que en los sistemas aislados solamente se puede usar lámparas y aparatos que trabajen a 12 V.

- b) Es importante mencionar que aunque existe una gran variedad de lámparas y electrodomésticos que trabajan a 12 V, en Guatemala puede ser difícil adquirir este tipo de aparatos en el comercio local, particularmente las lámparas. Normalmente, es necesario contactar a distribuidores de equipos fotovoltaicos para comprarlas y esto representa inconvenientes en tiempos de entrega (pues se deben importar) y de costos más altos (pues son de fabricación especial), mientras los sistemas conectados a la red deben tener características idénticas a la de la red de distribución (de voltaje y frecuencia) con el objetivo de garantizar su compatibilidad, sin mencionar la considerable diferencia en la inversión económica entre uno y otro.
- c) Almacenamiento de energía Vrs. Energía vertida a la red: Por otro lado, el hecho de tener que almacenar la energía obtenida para luego racionarla, es un aspecto que denota que el uso de energía fotovoltaica en forma aislada presenta un muy bajo rendimiento. En contraste a lo anterior, los sistemas conectados a la red pueden ser auto abastecedores de energía a una residencia en periodos de baja demanda y al mismo tiempo tienen la capacidad de tomar o verter energía a la red o de la red de distribución (si la energía eléctrica fotovoltaica tiene idénticas características a las de la red) según sea requerido, aumentando en gran medida el rendimiento del funcionamiento del sistema fotovoltaico al no ser necesario almacenar ni mucho menos racionar la energía producida.
- d) Lugar de aplicación: Los sistemas aislados se convierten en Guatemala en la única alternativa energética en comunidades *rurales* que aun se encuentran aisladas del sistema de electrificación nacional, área donde encuentra si no la totalidad de su aplicación, un alto porcentaje de la misma, mientras que los sistemas conectados a la red son aplicables únicamente en localidades que poseen una establecida red de distribución de energía eléctrica o sea en el área *urbana* (concepto de Energías Distribuidas).

3.1.1.1. Generación distribuida.

La Generación Distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, la realidad es que tiene su origen, de alguna forma, en los inicios mismos de la generación eléctrica.

De hecho, la industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio del consumo. Después, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros.

Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación Centralizada, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, pero cerca del suministro del combustible y el agua.

Una de estas alternativas tecnológicas es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa, o más cotidianamente, Generación Distribuida.

Aunque no existe una definición como tal, diversos autores han tratado de explicar el concepto. A continuación se presentan las más ilustrativas:

- Generación en pequeña escala instalada cerca del lugar de consumo. Producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico.
- Es la generación conectada directamente en las redes de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas.
- Es la producción de electricidad a través de instalaciones de potencia reducida, comúnmente por debajo de 1,000 kW.
- Son sistemas de generación eléctrica o de almacenamiento, que están situados dentro o cerca de los centros de carga.
- Es la producción de electricidad por generadores colocados, o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución.
- Es la generación de energía eléctrica a pequeña escala cercana a la carga, mediante el empleo de tecnologías eficientes, destacando a la cogeneración, con la cual se maximiza el uso de los combustibles utilizados.

Podemos decir entonces que la GD es: *la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, lo más cercana al centro de carga, con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética.*

3.1.2. Conexiones a la red.

El sistema de "Conexión a red" de placas fotovoltaicas es un concepto de Energía Distribuida (ED), lo que implica que es altamente aplicable a ciudades y pueblos donde ya existe una desarrollada red de transporte eléctrico.

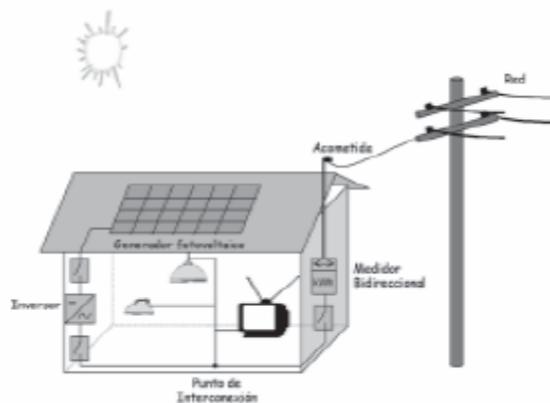
Un Sistema Fotovoltaico Conectado a la red (SFCR) consiste básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. El concepto de SFCR es compatible con un amplio margen de aplicaciones las cuales pueden ir desde centrales de varios megavatios hasta pequeños sistemas de unos cuantos kilovatios. En nuestro caso estamos centrados en sistemas pequeños, tales como los que pueden incorporarse en un edificio o residencia (*Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red, EFCR*). El carácter intrínsecamente modular de la tecnología fotovoltaica permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes de energía convencionales, un costo unitario relativamente independiente del tamaño de la instalación; por ello los pequeños sistemas presentan un gran interés (producción de energía descentralizada u autosuficiencia del usuario o consumidor).

Este básicamente está formado por un generador fotovoltaico, constituido por el número necesario de paneles -conectados en serie para obtener la tensión nominal de funcionamiento-, y el número de ramas en paralelo suficiente para obtener la corriente (potencia) requerida. El inversor se conecta tras un cuadro de conexión que incorpora los elementos de protección del sistema fotovoltaico: diodos de bloqueo, fusibles de protección en cada una de las ramas y descargadores de tensión. Este dispositivo transforma la energía eléctrica en forma de corriente continua, proporcionada por el generador fotovoltaico, en corriente alterna con las mismas características que la red.

En una instalación como la mostrada en la figura 10, la electricidad para alimentar las cargas en el inmueble puede venir (total o parcialmente) del sistema fotovoltaico o de la red eléctrica convencional indistintamente. En este esquema la fuente de energía que provee la electricidad a las cargas es transparente en todo momento para el usuario, dado que la calidad de la energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico es similar a la de la red eléctrica convencional.

Cuando existe un déficit entre la demanda de electricidad en el inmueble respecto a la generación fotovoltaica, este diferencial es cubierto con electricidad proveniente de la red eléctrica convencional. En caso contrario, cuando se presenta un excedente entre la demanda respecto a la generación fotovoltaica, éste es directamente inyectado a la línea de distribución del proveedor del servicio eléctrico.

Figura 11. Configuración típica de un sistema conectado a la red.



Fuente: Publicación, Sistemas fotovoltaicos conectados a red, Instituto de Investigación Eléctrica, México

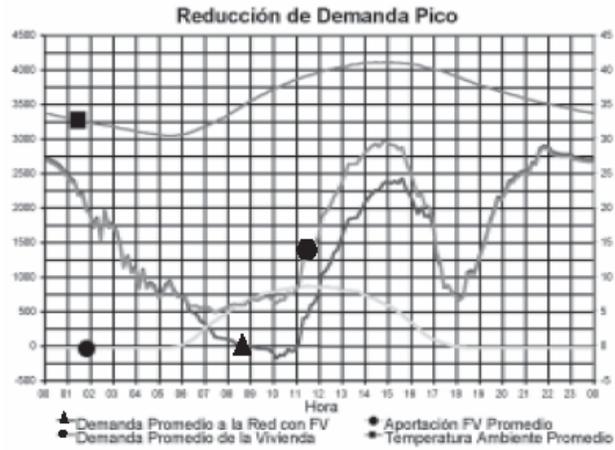
Como ya se menciona anteriormente, el uso masivo de sistemas fotovoltaicos con conexión a la red (Como una alternativa de generación distribuida) ofrece beneficios potenciales tanto al sistema eléctrico como a los usuarios individuales.

Se prevé que las primeras aplicaciones económicamente competitivas de esta tecnología, desde el punto de vista de los costos directos de inversión y generación (sin involucrar los costos ambientales), serán aquellas que provean beneficios adicionales o 'valor agregado' para el usuario y la empresa eléctrica. Estos posibles beneficios adicionales de la generación fotovoltaica ligada a la red se pueden clasificar en tres grupos: beneficios relacionados con la producción de la energía eléctrica, beneficios en la integración arquitectónica y beneficios ambientales.

Dentro de los beneficios derivados de la generación eléctrica existe un gran potencia en la reducción de la demanda pico y del consumo eléctrico en horas pico, que se pueden aplicar en inmuebles comerciales, industriales o habitacionales, y en los edificios públicos en general.

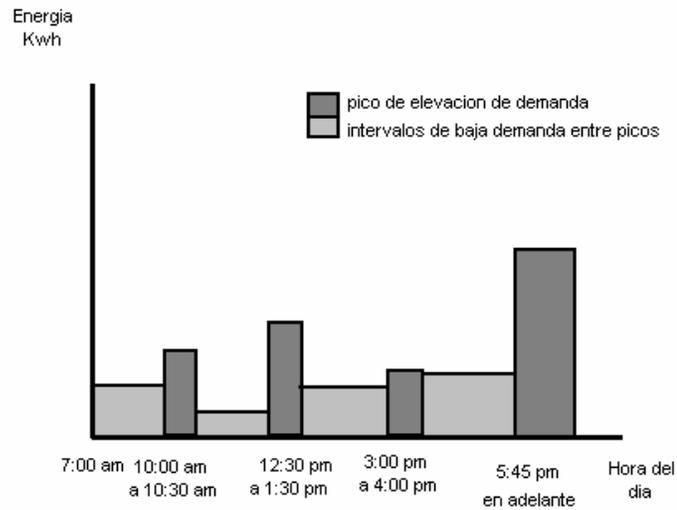
Esto debido a que el perfil de generación fotovoltaica tiene un buen grado de coincidencia con el perfil de la demanda eléctrica en el inmueble. A manera de ejemplo, la figura 12 muestra gráficamente cómo la generación fotovoltaica incide sobre el patrón de demanda de un usuario cualquiera y abate el pico vespertino de demanda eléctrica, el cual coincide con la temperatura ambiente máxima registrada en la zona. Asimismo, en dicho gráfico se puede notar la inyección del fluido eléctrico a la red durante la mañana, justo cuando la generación fotovoltaica supera la demanda del usuario. Dicho de otra forma, utilizar el sistema conectado a la red aumenta considerablemente el rendimiento del mismo, puesto que, su utilidad coincide con el momento en que en la residencia el consumo es relativamente bajo y el sistema puede ser semindependiente, además que horario de operación coincide con la característica ya mencionada, esto se representa gráficamente en la figura 13.

Figura 12. Impacto de la energía fotogenerada sobre el patrón de demanda.



Fuente: Publicación, Sistemas fotovoltaicos conectados a red, Instituto de Investigación Eléctrica, México.

Figura 13. Comportamiento de la demanda en una residencia típica.



3.1.2.1. Medida de la potencia instalada en una central fotovoltaica conectada a la red eléctrica.

Definimos la potencia instalada en corriente alterna (CA) de una central fotovoltaica (FV) conectada a la red, como la potencia de corriente alterna a la entrada de la red eléctrica para un campo fotovoltaico con todos sus módulos en un mismo plano y que opera, sin sombras, a las condiciones estándar de medida (CEM).

La potencia instalada en CA de una central fotovoltaica puede obtenerse utilizando instrumentos de medida y procedimientos adecuados de corrección de unas condiciones de operación bajo unos determinados valores de irradiancia solar y temperatura a otras condiciones de operación diferentes. Cuando esto no es posible, puede estimarse la potencia instalada utilizando datos de catálogo y de la instalación, y realizando algunas medidas sencillas con una célula solar calibrada, un termómetro, un voltímetro y una pinza amperimétrica. Si tampoco se dispone de esta instrumentación, puede usarse el propio contador de energía. En este mismo orden, el error de la estimación de la potencia instalada será cada vez mayor.

Se describe a continuación el equipo necesario para calcular la potencia instalada:

- 1 célula solar calibrada de tecnología equivalente.
- 1 termómetro de mercurio de temperatura ambiente.
- 1 multímetro de corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
- 1 pinza amperimétrica de CC y CA.

A continuación se describe con detalle el procedimiento de medida de la potencia:

1. El propio inversor actuará de carga del campo fotovoltaico en el punto de máxima potencia.
2. Las medidas se realizarán en un día despejado, en un margen de ± 2 horas alrededor del mediodía solar.

3. Se realizará la medida con el inversor encendido para que el punto de operación sea el punto de máxima potencia.
4. Se medirá con la pinza amperimétrica la intensidad de CC de entrada al inversor y con un multímetro la tensión de CC en el mismo punto. Su producto es $P_{cc, inv}$.
5. El valor así obtenido se corrige con la temperatura y la irradiancia usando las ecuaciones del paso 7.
6. La temperatura ambiente se mide con un termómetro de mercurio, a la sombra, en una zona próxima a los módulos FV. La irradiancia se mide con la célula (CTE) situada junto a los módulos y en su mismo plano.
7. Finalmente, se corrige esta potencia con las pérdidas. Ecuaciones:

$$P_{cc, inv} = P_{cc, fov} (1 - L_{cab})$$

$$P_{cc, fov} = P_o R_{to, var} [1 - g (T_c - 25)] E / 1000$$

$$T_c = T_{amb} + (TONC \sim 20) E / 800$$

Donde:

$P_{cc, fov}$: Potencia de CC inmediatamente a la salida de los paneles FV, en W.

L_{cab} : Pérdidas de potencia en los cableados de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo, además, las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo si hay, etc.

E : Irradiancia solar, en W/m^2 .

G : Coeficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ C$.

T_c : Temperatura de las células solares, en $^\circ C$.

T_{amb} : Temperatura ambiente en la sombra, en $^\circ C$, medida con el termómetro.

$TONC$: Temperatura de operación nominal del módulo.

P_o : Potencia nominal del generador en CEM, en W.

$R_{to, var}$: Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes.

L_{tem} : Pérdidas medias anuales por temperatura. En la segunda ecuación puede sustituirse el término $[1 - g (T_c - 25)]$ por $(1 - L_{tem})$. Y obtenerse:

$$R_{to, var} = (1 - L_{pol}) (1 - L_{dis}) (1 - L_{ref})$$

Donde:

L_{pol} : Pérdidas de potencia debidas al polvo sobre los módulos FV.

L_{dis} : Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos.

L_{ref} : Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente, el término L_{ref} es cero.

Se indican a continuación los valores de los distintos coeficientes:

Todos los valores indicados pueden obtenerse de las medidas directas. Si no es posible realizar medidas, pueden obtenerse, parte de ellos, de los catálogos de características técnicas de los fabricantes.

Cuando no se dispone de otra información más precisa pueden usarse los valores indicados en la tabla IV.

Tabla IV. Tabla de valores en caso de desconocer información.

Parámetro	Valor estimado media anual	Valor estimado día despejado (*)	Ver observación
L_{cab}	0,02	0,02	(1)
$g (1/^\circ\text{C})$	–	0,0035 (**)	–
$TONC (^\circ\text{C})$	–	45	–
L_{tem}	0,08	–	(2)
L_{pol}	0,03	–	(3)
L_{dis}	0,02	0,02	–
L_{ref}	0,03	0,01	(4)

(*) Al mediodía solar ± 2 h de un día despejado

(**) Válido para silicio cristalino

Las pérdidas principales de cableado pueden calcularse conociendo la sección de los cables y su longitud, por la ecuación:

$$L_{cab} = R/2$$

$$R = 0.000002 L / S .$$

R: es el valor de la resistencia eléctrica de todos los cables, en ohmios.

L: es la longitud de todos los cables (sumando la ida y el retorno), en cm.

S: es la sección de cada cable, en cm².

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas en el cableado pueden ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia que en plantas de pequeña potencia. En nuestro caso, de acuerdo con las especificaciones, el valor máximo admisible para la parte CC es 1.5%.

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos y los 25 °C de las condiciones estándar de medida, del tipo de célula, del encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 °C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m². Para el caso de integración de edificios donde los módulos no están separados de las paredes o tejados, esta diferencia se podrá incrementar entre 5 °C y 15 °C.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0 % al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8 % cuando los módulos se "ven muy sucios". Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos FV que tienen marco tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del módulo. Otras veces son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y actúan como retenes del polvo.

3.1.3. Esquema de conexión (diagrama unifilar).

Es indispensable incluir en todo proyecto de una instalación eléctrica, de cualquier tipo, un esquema o diagrama ya que este es el *mapa* o la guía que todo electricista instalador debe interpretar si quiere llevar a la realidad lo que esta en el papel. Existe en realidad dos configuraciones para interconectar el sistema fotovoltaico propuesto en esta tesis, la primera forma es donde el sistema es conectado entre la red y la carga, después del punto de medición (en esta configuración la totalidad de la energía es vertida a la red de distribución, figura 14), en la segunda configuración, la interconexión es realizada antes de los medidores de la energía comprada de la red, o sea, el consumo de la residencia ocurre entre la generación fotovoltaica y la red (en esta configuración la energía fotovoltaica y la proveniente de la red se usan simultanea e indistintamente en el inmueble, lo cual es el objetivo de este documento y por lo tanto es el modelo que será adoptado, figura 15).

Figura 14. El sistema fotovoltaico es conectado entre la red y la carga.

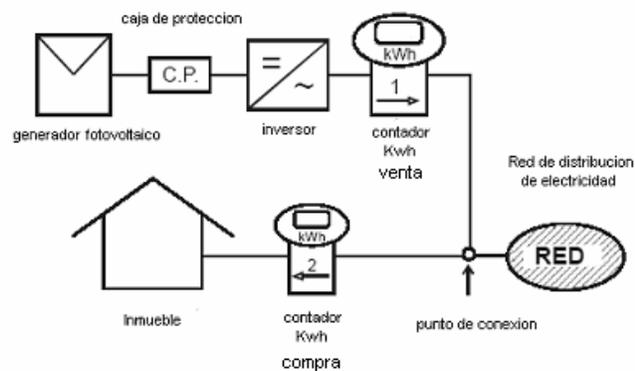
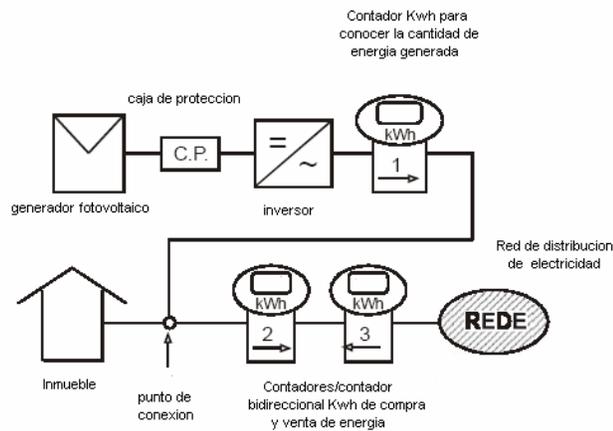
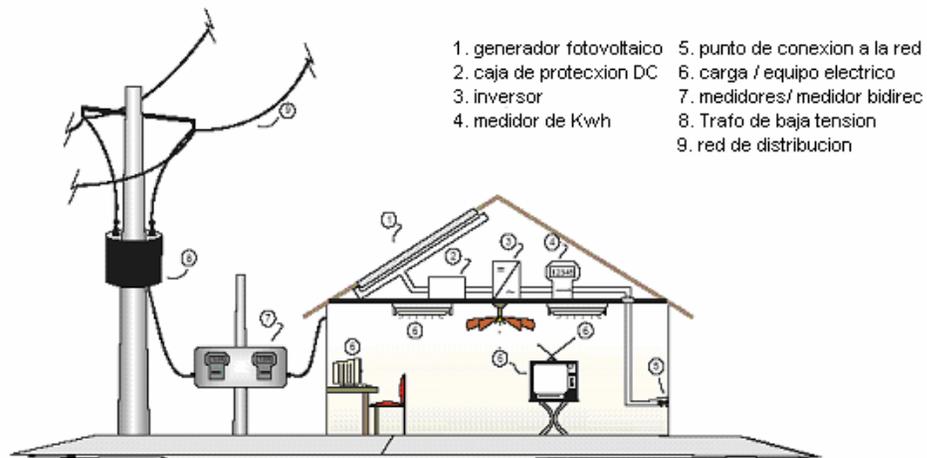


Figura 15. El sistema fotovoltaico es conectado antes del medidor de compra.



Por otra parte, según el concepto de Generación Distribuida, en el cual la generación o el almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala, debe ser lo más cercana al centro de carga, y con la opción de interactuar (comprar o vender) con la red eléctrica y, en algunos casos, considerando la máxima eficiencia energética, y que además, expresa que es la producción de electricidad por generadores colocados, *o bien en el sistema eléctrico de la empresa, en el sitio del cliente, o en lugares aislados fuera del alcance de la red de distribución*, nos permite la flexibilidad de decidir en que lugar es mas conveniente realizar la interconexión. En nuestro caso, el punto de interconexión estará ubicado en un punto dentro del inmueble directamente en la instalación eléctrica de la edificación (figura 16), garantizando de esa forma la interacción de la energía procedente de ambos sistemas.

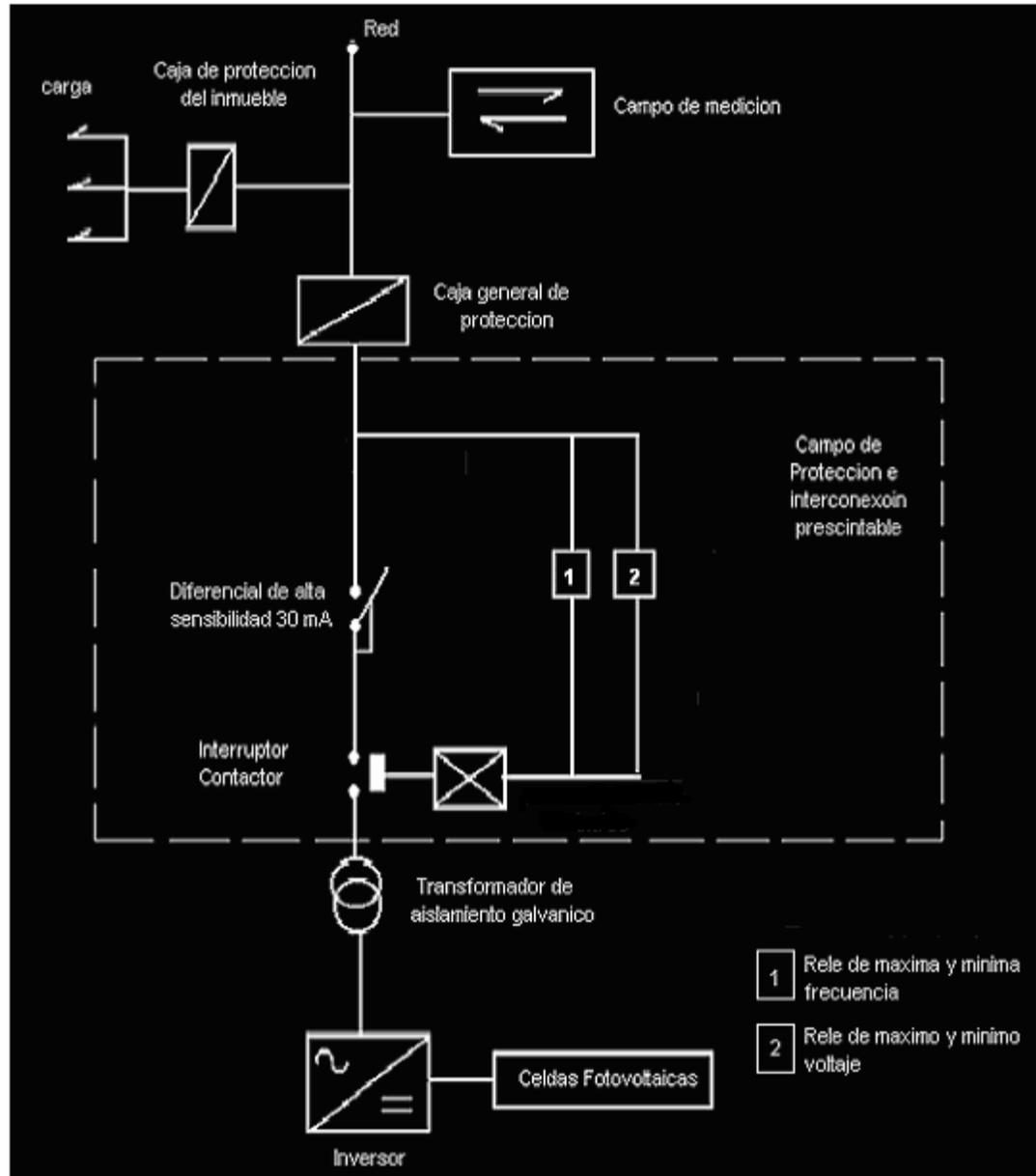
Figura 16. Esquema de interconexión del sistema fotovoltaico con la red.



Fuente: www.inersol.com

A continuación, se presenta el diagrama unifilar que se propone para este proyecto, en el cual se incluyen los componentes que integran el sistema y que sirve como referencia a la hora de realizar la instalación del sistema fotovoltaico.

Figura 17. Diagrama unifilar para el sistema fotovoltaico para conexión a red.



3.1.3.1. Características de la interconexión a la red.

Es evidente que deben cumplirse una serie de requisitos indispensables para que la interconexión del sistema fotovoltaico con la red pueda darse, entre otras cosas, debe garantizarse que la calidad de la energía fotovoltaica sea la misma que la del sistema de distribución, la empresa distribuidora de energía requerirá del solicitante como mínimo que el excedente de energía que se este en capacidad de verter a la red no provoque condiciones inseguras para el equipo como para el personal de la empresa, es por eso que se deben considerar los siguientes aspectos técnicos para la interconexión.

- Relevadores de protección, de máximo y mínimo voltaje y de máxima y mínima frecuencia; que garantizaran que el voltaje y la frecuencia generada por el sistema fotovoltaico sean idénticos a los de la red y que en si un momento determinado no lo fueran, dichos relevadores actuaran sobre un interruptor automático, asegurando así la protección y maniobra.
- Conexión del transformador: se debe tener un transformador a la salida de CA que actúa como aislamiento galvanico, este transformador ya viene incluido en la mayoría de inversores (algunos inversores ya lo poseen y en algunos casos, cuando el sistema fotovoltaico es relativamente pequeño, no se utiliza, puesto que es un elemento que consume energía y en este caso especial puede no ser tan practico su uso).
- Sistema de puesta a tierra: todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora.
- Coordinación de protecciones y regulación de la tensión de la compañía: interacción del equipo de monitoreo y protección.
- Equipos de calidad de servicio: equipamiento estandarizado como puede ser la medición impuesta por la empresa distribuidora.
- Conformidad con normas de los convertidores de potencia: congruencia de la instalación con la normativa vigente y requerida por la empresa.

- Mantenimiento preventivo y correctivo periódico: proceso indispensable para asegurar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico y por lo tanto una correcta interacción con el sistema.

3.1.3.1.1. Sistema de interconexión y protección.

La clave del uso simultáneo e indistinto entre la energía fotogenerada y la proveniente de la red en la residencia, así como lo que hace posible verter la energía al sistema de distribución es el sistema de *interconexión y protección*, el cual consta de un relevador de máxima y mínima frecuencia, el cual tiene como principal objetivo *protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz, respectivamente)*, un relevador de máximo y mínimo voltajes, que tiene como objetivo *la protección para la interconexión de máximo y mínimo voltaje*. Para evitar apariciones de sobretensiones superiores a las reglamentarias, en la red, se dispondrá de una protección de sobretension, ajustada al 110% de la nominal y una protección de subtención ajustada al 85% de la nominal respectivamente, con un tiempo de desconexión inferior a 0.5 segundos, un *contactor* que sea gobernado por los relevadores, *un interruptor diferencial* (este último como sistema de protección). Los elementos del sistema de interconexión que se proponen en este trabajo, son de la empresa internacional *Schneider Electric*, específicamente de la marca *Telemecanique*, por considerarse una muy buena opción, a excepción del relevador de frecuencia que es de la empresa *SEG power protección* en su línea profesional, modelo *Xf2*, los cuales se repasan con poca profundidad uno a uno a continuación:

Relé de medida y control Zelio marca telemecanique (medida de tensión RM4-UA33): Estos aparatos están destinados a medir un rebazamiento del umbral de tensión predeterminada, alterna o continua. Están dotados de una tapa transparente articulada en la parte frontal para evitar que se pueda modificar involuntariamente el reglaje. *La tapa puede precintarse directamente.*

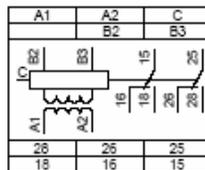
La tensión de alimentación se aplica a los bornes A1 y A2 (la tensión de alimentación puede ser de DC o AC y puede variar entre 22 y 240), la tensión que se va a controlar se aplica a los bornes B1, B2 o B3 y C (el voltaje de medida puede ser de DC o AC de entre 50 a 500 volts). La histéresis se puede ajustar para determinar los parámetros de sobre y sub tensión requeridos (ajuste de 5 a 30%), el consumo medio de potencia a voltaje nominal es de 1.2 watt, el detalle de los componentes de este relevador se aprecian a continuación.

Figura 18. Relevador Zelio de voltaje modelo RM4- UA33 marca Telemecanique.



Fuente: Catálogo Zelio time control, Schneider Electric, Pág. 55.

Figura 19. Relevador Zelio de voltaje RM4 - UA33, esquema interno.



Fuente: Catálogo Zelio time control, Schneider Electric, Pág. 59.

Interruptor de protección diferencial DPNa multi 9, Merlin Gerin de Schneider Electric:
 Son destinados al comando y protección contra sobrecorrientes de circuitos de

distribución específicamente para la protección del equipo de interconexión (relavadores), protección contra defectos de aislamiento, protección de equipo y personas contra contactos indirectos y los contactos directos (30 mA).

Los dispositivos diferenciales de esta clase aseguran el desligamiento para las corrientes diferenciales residuales alternadas senoidales, que sean repentinamente aplicadas o variando progresivamente. Interrumpe un circuito manual, o automáticamente, en caso de defecto de aislamiento entre un conductor activo y la tierra, superior o igual a 30mA, específicamente para una corriente de 25 amperios, 2 0 3 polos.

Figura 20. Interruptor diferencial ID multi 9, de Merlin Gerin.



Fuente: Catálogo protección diferencial, Schneider Electric.

Contactador tipo CT, Merlin Gerin: Los contactores CT son utilizados como interfase para controlar los circuitos de potencia de aplicaciones como: Iluminación, motores domésticos, ventilación, bombas, sistemas de agua, persianas, cámaras climáticas, etc., expresamente para manejar 120/240 voltios de alterna y una idéntica tensión de alimentación de la bobina, 4 polos.

Figura 21. Contactor CT, Merlin Gerin.



Fuente: Catálogo Contactores CT, Schneider Electric.

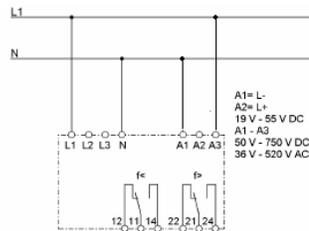
Relevador de control de frecuencia profesional line, marca SEG serie XF2: El relé de frecuencia *XF2* de la *PROFESSIONAL LINE* es un relé estático de medida para vigilancia de la frecuencia en tensiones alternas monofásicas y trifásicas. El relé ofrece una protección fiable contra máxima y mínima frecuencia. Las señales analógicas de entrada de las tensiones alternas se hacen llegar al relé de protección a través de los bornes L1 - L3 y N (bornes de tensión de monitoreo). El relé *XF2* no precisa tensión auxiliar separada; la tensión de alimentación puede formarse directamente de las magnitudes de medida. El *XF2* está equipado con una etapa de red universal de amplio margen. A los bornes A1 (L-) y A2 (L+) se pueden conectar tensiones en un margen comprendido entre 19 - 55 V DC. Los bornes A1/A3 se utilizan para conexión de tensiones comprendidas entre 50 - 750 V DC, o respectivamente 36 - 520 V AC (ambos juegos de bornes son los de alimentación). La histéresis se puede ajustar para variar la frecuencia máxima y mínima de disparo, el detalle de este dispositivo se aprecia a continuación.

Figura 22. Relevador de frecuencia *XF2*, *Profesional Line* de *SEG*.



Fuente: Catálogo *XF2*, *SEG*. Schaltanlagen-Elektronik-Geräte GmbH & Co. KG.

Figura 23. Relevador de frecuencia *XF2*, de *SEG*, esquema interno.



Fuente: Catálogo *XF2*, *SEG*. Schaltanlagen-Elektronik-Geräte GmbH & Co. KG.

Interrupor de carga multi 9, Gerlin Gerin: Los Interruptores de Carga son usados en los sectores residencial y comercial en aplicaciones industriales. Estos controlan la apertura y el cierre de carga de circuitos mono, bi o trifásicos con carga de 25 A, protegiéndolo contra sobrecorrientes, en nuestro caso se utilizará como el dispositivo o breaker principal para la protección del sistema fotovoltaico, 2 o 3 polos.

Figura 24. *Interrupor de carga multi 9, Merlin Gerin.*

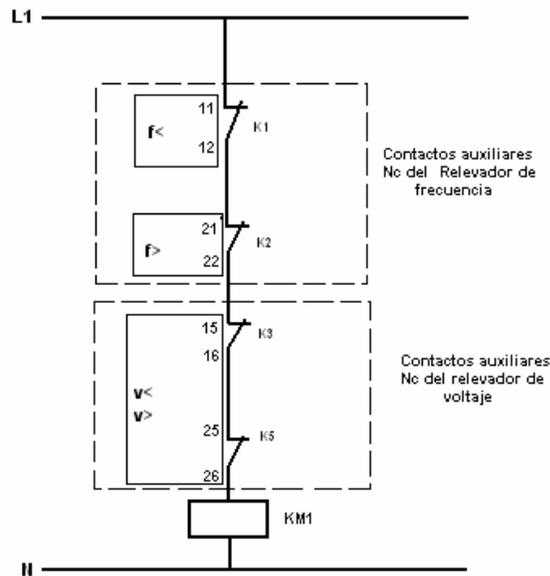


Fuente: Catálogo Interrupor de carga multi 9, Schneider Electric.

Luego de definir los componentes que integran el sistema de interconexión, es indispensable explicar la función de cada uno de ellos, así como la forma de interconexión de los mismos.

Los relevadores tienen la importante función de monitorear y sobre todo controlar que el voltaje y la frecuencia se mantengan en las condiciones adecuadas, con el objeto de asegurar que la energía producida por el sistema fotovoltaico sea de la misma calidad que la de la red, además, estos aseguran que no se inyecten sobretensiones y perturbaciones en el sistema de distribución, lo mismo ocurre con el relevador de frecuencia, que acciona su mecanismo cuando la frecuencia crece o decrece más del margen establecido previamente, ambos al ser accionados actuarán sobre la bobina de alimentación del contactor-interruptor principal. En el momento que se interrumpa dicha alimentación, el contactor abrirá sus contactos principales desconectando el sistema fotovoltaico de la conexión que va a la residencia y a la red simultáneamente, el interruptor diferencial tiene como función la protección de personal y equipo contra sobrecorrientes de circuitos de distribución, específicamente para la protección del equipo de interconexión (sobre todo los relevadores), protección contra defectos de aislamiento, protección de equipo y personas, contra contactos indirectos y los contactos directos (con una sensibilidad de 30 mA), los dispositivos diferenciales de esta clase aseguran el desligamiento para las corrientes diferenciales residuales alternadas senoidales, que sean repentinamente aplicadas. Por último se encuentra el interruptor o flipon principal termomagnético que se encarga de la protección general de la instalación. Todo lo expresado anteriormente se puede representar en el esquema de mando de la conexión, el cual se presenta a continuación.

Figura 25. Diagrama de mando del sistema de interconexión.



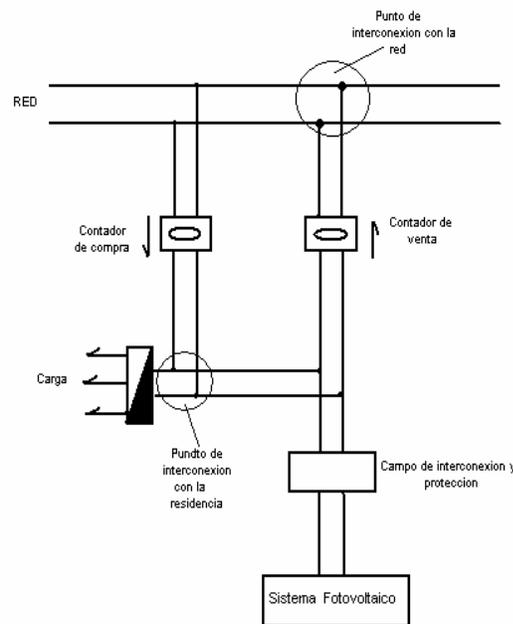
Del diagrama de la figura 25, se nota que tanto los contactos auxiliares del relevador de control de tensión como los del relevador de control de frecuencia (K1, K2, K3 y K4), pueden dejar sin alimentación a la bobina del contactor (KM1), en caso que al ser accionados se abran, provocando una eventual apertura de los contactos principales del contactor y en consecuencia la desconexión del sistema fotovoltaico.

3.1.3.1.2. Punto de interconexión.

Se identifican dos puntos de congruencia entre la energía del sistema fotovoltaico con la proveniente de la red, uno es en el inmueble mismo donde se mezcla la energía de uno y otro sistema para su consumo, y el otro es donde se da la interconexión directamente a la red para verter en ella la energía excedente, en el primer caso la energía fotovoltaica llega al interruptor principal de la residencia (punto donde converge

con la energía de la red) para ser consumida, en el segundo caso, la energía fotogenerada excedente es medida por el contador de venta de energía para luego ser vertida a la red, esto es representado gráficamente en la figura 26 a continuación.

Figura 26. Puntos de interconexión del sistema FV, con la carga y con la red.



Por otro lado, es indispensable analizar con mayor detenimiento la conexión directamente a la red puesto que las empresas distribuidoras son muy cuidadosas con sus instalaciones y hasta ahora las mismas son inaccesibles a la mayoría de personas, por lo que la interconexión en ese punto específico debe cumplir al menos los siguientes requisitos:

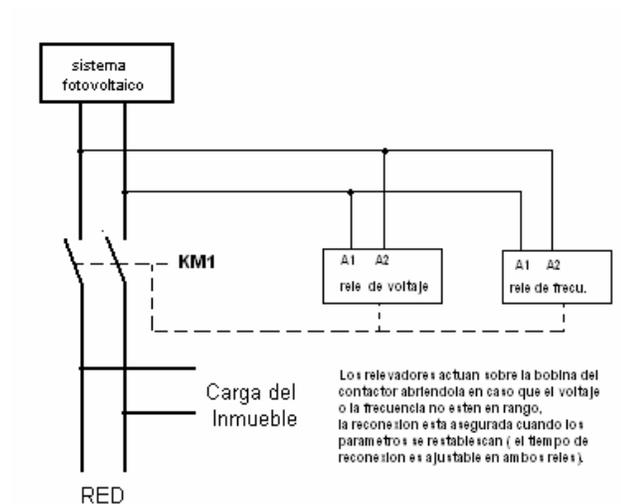
1. Solicitud: El dueño de la instalación o, en su caso, el que pretenda adquirir esta condición, solicitará a la empresa distribuidora el punto y condiciones técnicas de conexión necesarias para la realización del proyecto o la documentación técnica de la instalación, según corresponda en función de la potencia instalada. La solicitud se acompañará de la siguiente información:
 - a. Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.

- b. Situación de la instalación.
 - c. Esquema unifilar de la instalación.
 - d. Punto propuesto para realizar la conexión.
 - e. Características técnicas de la instalación entre las que se incluirá la potencia pico del campo de paneles y potencia nominal de la instalación; descripción, modos de conexión y características del inversor o inversores; y descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos.
2. Condiciones técnicas de la instalación: En un plazo establecido a partir de la recepción de la solicitud, la empresa distribuidora notificará al solicitante su propuesta relativa a las condiciones de conexión, incluyendo, al menos, los siguientes extremos:
- a. Punto de conexión y medida propuesto.
 - b. Tensión nominal máxima y mínima de la red en el punto de conexión.
 - c. Potencia de cortocircuito esperada en explotación normal en el punto de conexión.
 - d. Potencia nominal máxima disponible de conexión en ese punto, en relación con la capacidad de transporte de la línea o, en su caso, con la capacidad de transformación del centro de transformación.
 - e. En el caso de que el punto de conexión y medida para la cesión de energía por parte del titular de la instalación sea diferente del de recepción, informe justificativo de esta circunstancia.

Por último, la tensión de alimentación para los relevadores, será la misma que la tensión que se va a controlar (o sea, la tensión de la energía eléctrica fotovoltaica producida), por lo tanto, para que los relevadores puedan restablecer sus condiciones normales de operación, su alimentación deberá provenir del voltaje fotogenerado, en un punto antes de pasar por los contactos principales del contactor, esto se puede apreciar fácilmente en la figura 27.

Los relevadores tienen un tiempo programable de restablecimiento de sus características de operación, lo que elimina la necesidad de colocar relés temporizadores para la reconexión.

Figura 27. Punto de conexión de la alimentación.



3.2. Componentes y materiales del sistema (generalidades).

A continuación se presentan generalidades sobre el conjunto de componentes y materiales que integran la instalación fotovoltaica:

- Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.
- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

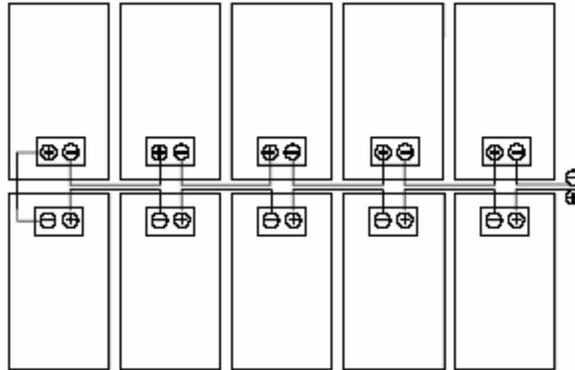
3.2.1. Sistemas generadores fotovoltaicos.

Los valores de la energía media disponible de una cantidad de módulos con una orientación e inclinación determinada, junto con su rendimiento y su potencia nominal, son los parámetros determinantes de la producción eléctrica de los paneles.

Los paneles son los elementos de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso (ver figura 28). Estos paneles están formados por un número determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.

Por lo general los módulos están constituidos por células cuadradas fotovoltaicas de silicio monocristalino o policristalino, la mayoría de las células aseguran la producción de energía desde el amanecer hasta el anochecer, aprovechando toda la potencia útil suministrada por el sol.

Figura 28. Esquema de conexión de paneles fotovoltaicos.



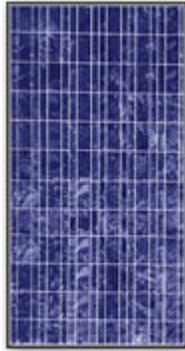
El sistema de módulos fotovoltaicos deberá cumplir las siguientes condiciones:

- Todos los módulos deberán satisfacer especificaciones internacionales para módulos de silicio cristalino, o para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar respaldados por alguna empresa reconocida.
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas y arquitectónicas según sea el caso del inmueble.
- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células (normalmente incluidos con los módulos) y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección adecuado.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Se garantizará la correcta ubicación de los paneles con objetivo de reducir al mínimo las pérdidas por orientación e inclinación, así como las pérdidas por sombra (aspectos ya considerados en las secciones 2.5.1. y 2.5.2.).

Los módulos fotovoltaicos seleccionados para este proyecto son distribuidos por la empresa *Altertec* con sede en Nicaragua, son producidos por la empresa *SCHOTT-APC* modelo SAPC-165, con capacidad para 165 Watt de potencia de salida de DC, estos son durables paneles Jumbo, los de mayor potencia disponibles. Esto significa menos módulos por sistema y una instalación más rápida. Traen conectores múltiples para fácil instalación, 34.6 voltios (potencia máxima) significa menos módulos en serie. La corriente de salida es de 4.77 A (a máxima potencia) son construidos con materiales de alta tecnología que permiten un gran desempeño. Garantizados por 20 años. Vienen con un marco de aluminio anodizado de alta calidad, caja de conexiones de todo clima y diodos de by-pass.

Figura 29. Modulo fotovoltaico *Schott- APC*, modelo SAPC-165.



Fuente: Altertec S.A, www.altertec.com

3.2.2. Estructura de soporte.

Los elementos de soporte de los módulos fotovoltaicos pueden ser de dos tipos los cuales varían de uno a otro según sea la disposición de las células ya sea si van a ser instalados en una tejado (cuando la disposición arquitectónica así lo permita) o bien con una estructura de soporte triangular (si los módulos se dispondrán en una superficie plana, ya sea una terraza, un patio, etc.).

Las estructuras de soporte para los paneles fotovoltaicos deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento o algún otro elemento climático.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

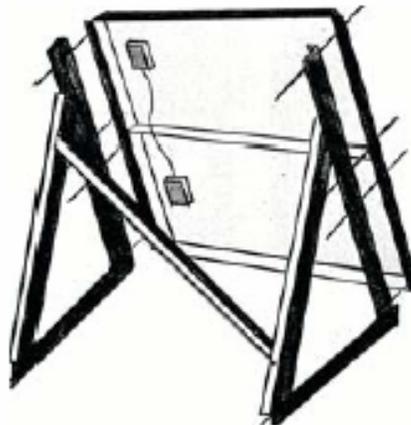
- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.
- La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto sobre sombras (sección 2.5.2.). Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte será calculada para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, etc.
- La estructura será diseñada para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Un buen ejemplo de soportes para módulos fotovoltaicos, son los soportes de la figura 30, para instalaciones sobre el suelo o terraza plana, los módulos se unen a la estructura por medio de tornillería, cada estructura de este tipo debe estar diseñada para soportar 2 paneles estándar.

El otro tipo de soporte es el de las figuras 31a, 31b y 31c, diseñados para tejados, los módulos se enganchan a unos travesaños de carril, con unas piezas deslizantes, este carril va paralelo al tejado y se fija con unas piezas que salen por debajo de las tejas, de las dos opciones de soportes es mas común usar los del primer tipo, puesto que para instalar módulos fotovoltaicos en tejados, estos debieron ser construidos previamente a un ángulo específico requerido por las características de inclinación de los módulos (sección 2.5.1), aspecto que se debe prever en el diseño mismo del inmueble y tomando en cuenta que en nuestro país es muy difícil que se construya una edificación diseñada para tener un techo solar y mucho menos que su techo tenga la inclinación idónea para el mismo.

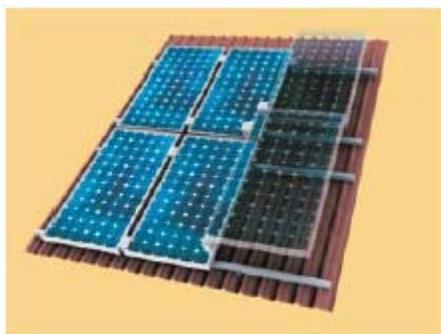
Por ultimo es muy sencillo mandar a fabricar las estructuras para superficies planas y a un costo considerablemente adecuado.

Figura 30. Estructura para módulos fotovoltaicos diseñada para terraza plana o patio.

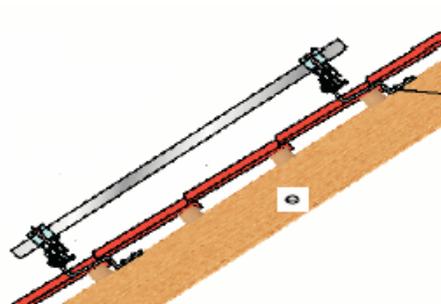


Fuente: AET solar, www.aet.com

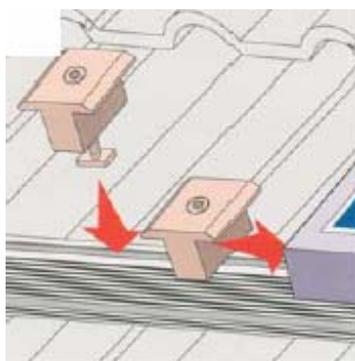
Figura 31. Estructura de soporte para módulos fotovoltaicos diseñado para tejados, (a) vista frontal. (b) vista lateral, (c) detalle del soporte.



a)



b)



c)

Fuente: AET solar, www.aet.com

3.2.3. Inversor.

El inversor es una parte importantísima en una instalación fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía eléctrica generada en DC a electricidad de CA. El diseño de un inversor debe permitir utilizar un rango muy amplio de tensión de entrada a partir del campo fotovoltaico, para proporcionar una gran flexibilidad de configuración y facilitar posibles ampliaciones futuras.

El inversor entrega una corriente a la red eléctrica con una onda senoidal idéntica a la propia de la compañía eléctrica suministradora, y con un factor de potencia igual a 1 en cualquier condición de funcionamiento del equipo.

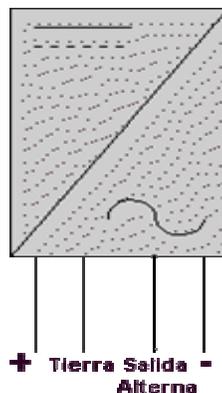
La tensión generada por el inversor es senoidal y se obtiene mediante la técnica de modulación de ancho de pulsos. Un microcontrolador determina el tipo de onda que se genera a partir de una tabla de valores disponibles en la memoria auxiliar del sistema. De esta forma se hace trabajar a los transistores MOSFET de potencia a una frecuencia de conmutación de 20kHz, con lo que se consigue una forma de onda senoidal de muy baja distorsión, menor del 1% y con un contenido de armónicos bajo.

Puesto que la salida de los inversores está conectada a la red eléctrica, el sincronismo con esta es un aspecto fundamental en el funcionamiento del inversor. El control principal lo trata de forma prioritaria, realizando un seguimiento muy sensible a cualquier cambio en la red. Ello permite introducir las correcciones necesarias cada 10 milisegundos. El control de la red se realiza mediante un circuito analógico, que permite ajustes del sistema, mediciones de tensión, corriente y factor de potencia.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación, el sistema de control de algunos inversores (solo los más caros y sofisticados) trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos.

Los inversores tienen 3 ó 2 entradas de corriente continua (una entrada para el negativo de continua, otra para el positivo y además una toma de puesta a tierra ver figura 32) y una salida de corriente alterna con dos cables: uno para el Neutro y otro para la Fase.

Figura 32. Salida de corriente alterna de un inversor.



Todo inversor que este destinado a operar en el sistema fotovoltaico para conexión a red, deberá cumplir con las siguientes especificaciones:

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.

- No funcionarán en isla o modo aislado.

- Los inversores cumplirán con las características de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante).
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las condiciones Standard de medida. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las condiciones Standard de medida durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá ser capaz de inyectar el excedente de energía en la red.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

En el caso especial de esta tesis se propone el inversor marca *Exeltech* modelo *XP*, el cual tiene capacidad de entregar, en el mejor de los casos 1100 watts, pero que, por que será alimentado con 825 Wp se espera obtener unos 700 Wp a la salida del mismo.

Una buena razón para sobredimensionar el inversor (de 700 a 1,100 watt de salida), es prever un eventual crecimiento o ampliaciones futuras a la potencia de corriente directa, o sea, si en el futuro se desea producir mayor cantidad de energía ya no será necesario cambiar el inversor, si no que solamente se necesitará colocar mayor cantidad de paneles a la entrada del mismo, la siguiente figura muestra el inversor *exeltech*, de fabricación estadounidense y que es distribuido por la empresa Nicaragüense Altertec, fuerte, confiable, liviano y mejor regulado inversor de onda senoidal pura disponible. El Inversor Serie XP opera cualquier carga AC en cualquier condición. Ultra liviano, aunque suficientemente fuerte para el mas extremo ambiente de trabajo, esta disponible en 100Vac, 120Vac, o 230Vac 50Hz, 60Hz o 400Hz para uso en aplicaciones terrestres, marinas o militares, alrededor del mundo, con características como: Onda Senoidal Pura, 125 Watts a 1100 Watts, 12 Vdc a 108 Vdc de entrada, Rack de Montaje incluido, Switch Remoto.

Figura 33. Inversor Exeltech Xp 1,100 – 48V.



Fuente: Altertec S.A, www.altertec.com

3.2.4 Cableado.

El sistema de cableado de la instalación deberá cumplir con ciertos requisitos que se presentan a continuación:

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa para conductores eléctricos (Normas NEC).

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo a normas NEC.
- Los cables que estén en el exterior se instalaran bajo tubo metálico y los interiores bajo canaleta.
- Se deberá prestar atención al sistema de paso de los cables por muros y techos, con objeto de anular la entrada de agua al interior.
- Los empalmes se realizaran con accesorios para tal efecto, utilizándose cajas de derivación cada vez que sea posible.

3.2.5. Medición.

El proceso de medición es una parte fundamental de este proyecto puesto que uno de sus alcances es determinar el valor de la energía que se esta en capacidad de verter a la red (energía excedente), seria virtualmente imposible tal operación sin un medidor de energía (contador). Básicamente hay dos formas de realizar la medición en el sistema propuesto, la primera es utilizando dos contadores, uno para venta y otro para compra de energía (la facturación de la energía vendida y la comprada se realizan separadamente), la otra forma es utilizando un medidor bidireccional que contabilice la energía comprada como la recibida (la facturación de la energía es la diferencia entre la energía de venta y la de compra).

La forma de facturación se establecerá entre las partes interesadas mediante un contrato, en el cual, se establecerá claramente la forma de retribución. Además existe la opción de colocar otro medidor de energía a la salida del inversor con la función de contabilizar la producción total de energía y determinar que porcentaje de la misma es vertida a la red y que porcentaje es utilizado en el inmueble. De cualquier forma, es importante cumplir algunas condiciones básicas que se presentan a continuación:

- El contador de salida tendrá capacidad de medir en ambos sentidos, y, en su defecto, se conectará un contador de salida y un contador de entrada. La energía eléctrica que el dueño de la instalación facturará a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores la facturación de venta y de compra de energía se realizara por separado.
- Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora.
- El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica; siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.
- La ubicación de los contadores y de los equipos de medida será establecida por la empresa distribuidora.
- Se indicará, para cada dueño del inmueble, si se trata de un contador de entrada de energía procedente de la empresa distribuidora o de un contador de salida de energía de la instalación fotovoltaica.

A mi parecer, por las condiciones tecnológicas y económicas de nuestro país, es mas adecuado colocar un medidor de venta separado del de compra de energía, puesto que es mas simple esta configuración (en cuanto al modo de retribución) que la de tener un solo medidor bidireccional.

Por mucho tiempo, la Empresa Eléctrica adopto el uso de medidores monofásicos de energía (wathorímetros) de distintas marcas como General Electric y más recientemente ABB, por lo tanto el mismo tipo de medidores puede adoptarse para este caso en especial.

Figura 34. Medidor monofásico de energía análogo (wathorímetro) marca ABB.



Fuente: Catalogo medición monofásica de energía, ABB, pg. 27

3.2.6. Protección.

Un aspecto de suma importancia para la realización del proyecto son las protecciones, pues estas tienen como objetivo asegurar la protección de las personas y cosas, así como mantener el nivel de calidad del servicio de la red y asegurar que la calidad de la energía fotovoltaica sea de la misma calidad que la red de distribución. El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas por la empresa distribuidora puesto que en una buena parte el equipo de protección está enfocado para asegurar que no se provocaran problemas a la misma. El conjunto de protección deberá realizarse incluyendo lo siguiente:

- *Interruptor general manual*, que será un interruptor termomagnético con intensidad de cortocircuito superior a la presente en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- *Interruptor automático diferencial*, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
- *Interruptor automático de la interconexión (contactor)*, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia.
- *Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (61 y 59 Hz, respectivamente)*.
- *Protección para la interconexión de máximo y mínimo voltaje*, para evitar en la red apariciones de sobretensiones superiores a las reglamentarias, se dispondrá de una protección de sobretension y una de subtención (entre 110 y 85 % respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.
- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecidas las condiciones normales de operación, esta condición de rearme ya esta incluida en los relevadores tanto de voltaje como de frecuencia.

(Todo lo anterior fue previamente tomado en cuenta en el diagrama unifilar sección 3.1.3 y en la sección 3.1.3.1.1).

3.2.7. Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.

Las puestas a tierra se establecen con objeto, de limitar la tensión que con respecto a tierra puedan representar en un momento las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

Por la importancia que ofrece, desde el punto de vista de la seguridad deberá ser obligatoriamente comprobada por los servicios en el momento de dar de alta la instalación.

Las condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se definen a continuación:

- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de aislamiento galvánico (este es opcional, puesto que este puede tener un alto autoconsumo de energía), o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico.
- Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto del suministro.

En cuanto a la puesta a tierra, se adoptara la conexión de una varilla de cobre de 3 metros de longitud por 5/8 de pulgada, por cada dos módulos fotovoltaicos (que estarán acoplados en una sola estructura de soporte tipo terraza o patio plano), y una varilla de las mismas características para la tierra del inversor.

3.2.8. Armónicos y compatibilidad electromagnética.

En cuanto a este aspecto se refiere, los inversores están diseñados para producir energía de alta calidad asegurando la compatibilidad con la energía de la red, sin introducción de armónicos y con un factor de potencia cercano a 1. El equipo inversor dispone de una realimentación desde el medidor de fase de manera que constantemente se realiza un auto ajustado que mantiene un factor de potencia igual a la unidad en todo momento, incluso que sea necesario provocar un desfase entre el voltaje de la red y el generado por el sistema fotovoltaico.

El inversor además dispone de un circuito digital y un micro procesador de aplicación específica que es el encargado de la generación de las señales de control que conforman la onda.

Si en determinado momento la central fotovoltaica elevaran su producción de armónicos a niveles no admisibles, dicha aparición justificara la desconexión del sistema fotovoltaico.

3.3. Reparación y pruebas.

La experiencia demuestra que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red tienen muy pocas posibilidades de avería, especialmente si la instalación se ha realizado correctamente y si se realiza un mantenimiento preventivo.

Básicamente las posibles reparaciones que puedan ser necesarias son las mismas que cualquier aparato o sistema eléctrico, y que están al alcance de cualquier electricista.

En muchos casos se pueden prevenir las averías, mediante la instalación de elementos de protección como los interruptores termomagnéticos.

En cuanto a las pruebas es recomendable realizar algunas de las cuales se hace mención a continuación:

Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en la sección 3.1.2.1.

- Haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 24 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado.

3.4. Mantenimiento.

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos pertinentes y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento.

Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico calificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita anual para las instalaciones o dos semestrales en las que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornes), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Es indispensable la realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Además debe existir un registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

4. RETRIBUCION DE KWH VERTIDO A LA RED.

4.1 Introducción.

Este capítulo es dedicado exclusivamente a analizar, entre otras cosas, la situación en la que actualmente se encuentran los recursos energéticos renovables en nuestro país desde el punto de vista legal, ya que sin una legislación sería virtualmente imposible la puesta en marcha del proyecto propuesto en este trabajo, además se comentara la situación legal en la que proyectos de este tipo se encuentra en otros países y por ultimo se propone un proyecto de ley específicamente enfocado para el tipo especial de generación de energía propuesto y la forma de retribución a la misma, que se este en capacidad de entregar a la red de distribución.

4.1.1. Situación actual de la legislación sobre energías renovables en Guatemala.

La política general del Sector energético de nuestro país, es orientar el sector de energía hacia su desarrollo sustentable (social, económico y ambiental), a través de la satisfacción de las necesidades energéticas actuales y futuras (demanda), promoviendo el crecimiento de la oferta.

En la oferta deberán considerarse conceptos tales como: confiabilidad, calidad, seguridad, suficiencia, racionalidad y competitividad.

Además, es importante enumerar la importancia de la utilización racional de los recursos renovables o no y la *preservación del medio ambiente*.

Es por eso que se ha comenzado a tomar acciones para reducir el impacto ambiental del sector energético a través de la utilización de recursos renovables, la manera de lograr tal cosa es tomando en principio acciones legislativas que promuevan y sobre todo autoricen legalmente la utilización racional de dichos recursos, por tal motivo, el congreso de la Republica de Guatemala en su *decreto 52-2003* emite su *ley de incentivos para el desarrollo de energías renovables*, la cual tiene como principal objetivo establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el desarrollo de proyectos de recursos renovables (hidroenergía, geotermia, energía eólica, energía solar y energía biomásica).

La ley de incentivos para el desarrollo de energías renovables contempla en sus nueve artículos crear el panorama adecuado que permita la inserción de este tipo de generación especial en nuestro país, asegurando dentro de sus aspectos principales incentivos como *la exención del pago del impuesto sobre la renta desde el inicio de la operación comercial, importación libre de derechos de aduana y otros incentivos menores*.

4.1.2. Situación en otros países.

Algunos países procuran incentivar las energías renovables y no convencionales de generación de electricidad para aumentar el grado de competitividad de esas fuentes y, con eso, propiciar mayor participación de las mismas en su matriz energética. Asimismo, investigan el aumento de la competitividad de la industria de equipos y dispositivos de generación de electricidad a partir de fuente renovables y proporcionan sus conocimientos y experiencia a los diferentes sectores envueltos en el planeamiento, comercialización, gerencia y uso de la energía generada por esas tecnologías.

Esos incentivos transforman el mercado e inician una progresiva inserción comercial a esas emergentes tecnologías.

En fin, se apuesta que en un futuro no tan distante la relevancia de esas fuentes para los sectores energéticos mundiales y para el medio ambiente global será significativamente mayor al actual.

Dentro de ese escenario, diversos países están comenzando a establecer mecanismos de incentivo para la difusión del uso de la tecnología fotovoltaica como fuente descentralizada de generación de energía. Con eso, adquieren experiencia en la utilización de generación distribuida de electricidad a través del uso de fuentes renovables que utilicen tecnologías no agresivas al medio ambiente.

Como ejemplo de países que están tomando en cuenta tal tipo especial de generación podemos mencionar a Alemania, Austria, Australia, Estados Unidos, España, Grecia, Japón y Suecia entre otros, pero se hará mención especial a la experiencia alemana por considerarse de gran importancia.

El gobierno alemán, en una tentativa de encontrar solución a la diferencia entre los precios de la energía renovable y la convencional aprueba una ley denominada “*Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources*” (Acto sobre Fuentes de Energía Renovable, en 2000). El objeto de esa ley es el de facilitar el desarrollo sustentable de las fuentes de energía de acuerdo con las necesidades de controlar el calentamiento global y de proteger el medio ambiente, aumentando considerablemente la contribución hecha por las energías renovables al abastecimiento de electricidad del país. Se pretende que, para el 2010, sea por lo menos duplicada la contribución de las fuentes de energía renovable en el consumo total de electricidad de Alemania.

4.2. Necesidad de legislación en Guatemala.

Es de suma importancia crear en nuestro país las condiciones idóneas que promuevan y fundamenten el tipo especial de instalación que en este documento se promueve, en principio dichas condiciones deben ser de carácter legal puesto que sin una normativa no es posible siquiera pensar en la realización de un proyecto de esta índole, por este motivo, a continuación se presenta un modelo que pueda servir como un proyecto de ley en el que se contemple aspectos que regulen el tipo especial de generación de energía y de facturación de energía que se presenta en este documento.

4.2.1. Propuesta para proyecto de ley como normativa para la inserción de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en Guatemala.

Título I: OBJETO Y AMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 1º: El objeto de la presente ley es regular el uso de equipos de generación fotovoltaica en instalaciones domiciliarias, y su conexión al sistema de distribución y comercialización de energía eléctrica establecida, conforme a la legislación y normas complementarias vigentes.

Artículo 2º: La presente ley es de aplicación a todos los usuarios públicos y privados de servicios eléctricos, en el ámbito de la Republica de Guatemala, propendiendo a la coordinación Inter.-jurisdiccional e inter-institucional en lo atinente a su objeto.

Artículo 3º: Se establece como objetivo complementario favorecer en todo el territorio de la Republica de Guatemala, la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables.

Título II: DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 4º: Se entiende por equipos de generación fotovoltaica, a los sistemas destinados a la captación de la radiación solar, para producir energía eléctrica en pequeña escala.

Artículo 5º: El potencial nominal de generación de energía, a los sistemas fotovoltaicos a instalar, no podrá superar los parámetros técnicos que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, determinen a tal fin.

Artículo 6º: La conexión al sistema de distribución y comercialización propuesta es del tipo *net metering*, que efectúa la medición neta entre la energía eléctrica consumida y la entregada a la red.

Título III: NORMAS DE INSTALACIÓN

Artículo 7º: Los usuarios públicos y privados de servicios eléctricos que deseen incorporar a sus domicilios sistemas fotovoltaicos, deberán solicitar autorización para la instalación y conexión a la empresa de distribución correspondiente.

Artículo 8º: Los elementos incluidos en la solicitud de instalación y conexión, cubrirán todas las condiciones y normas técnicas o legales, que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica fije como necesarias para la puesta en marcha, su funcionamiento y conexión a la red.

Artículo 9º: Las empresas de distribución de energía eléctrica otorgarán su conformidad a todos los pedidos de instalación y/o conexión de equipos de generación fotovoltaica que les sean requeridos; y que cumplan los requisitos establecidas en el artículo anterior.

Título IV: SISTEMA DE MEDICIÓN.

Artículo 10º: El control del consumo de energía eléctrica normalmente provista por la red actual, y de la energía generada por el sistema fotovoltaico, se realizará a través de un único equipo de medición, el cual deberá ser especialmente homologado.

Artículo 11º: El medidor tendrá la capacidad apropiada para calcular los niveles de consumo y/o provisión de energía efectivamente realizados por el usuario/productor, a través de ambos sistemas.

Artículo 12º: La facturación que la empresa distribuidora presentará a los clientes, resultará del cálculo entre la energía provista por ella y consumida de la red, menos la energía generada por el/los equipos fotovoltaicos instalados por los usuarios, y efectivamente incorporada por estos al sistema de distribución actual de baja tensión.

Título V: SISTEMA DE SEGURIDAD

Artículo 13º: La colocación de los sistemas fotovoltaicos y de los correspondientes equipos de medición, así como las condiciones de seguridad, señalización, monitoreo y/o mantenimiento de los mismos, se corresponderán con las normas y estándares de cualidad que determinen la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Título VI: DE LOS INCENTIVOS

(Contemplados en el decreto 52-2003 del Congreso de la republica de Guatemala)

Artículo 14º: El Gobierno de la Republica de Guatemala, incentivará y promoverá estudios de factibilidad para el uso generalizado de sistemas fotovoltaicos, sobre la base de las ventajas que posee como fuente no contaminante, como también apoyará todas aquellas actividades que faciliten la difusión general.

Artículo 15º: El Gobierno de la Republica de Guatemala apoyará las iniciativas orientadas a impulsar la fabricación de paneles solares y otros insumos complementarios del sistema propuesto, para mejorar la economía de escala de los componentes de los equipos de captación solar, en el ámbito de su jurisdicción.

Artículo 16º: Coordinará con las universidades, institutos de investigación y organizaciones no gubernamentales del sector, el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables.

Artículo 17º: Promoverá la capacitación y formación de recursos humanos en el campo específico de aplicación de los equipos de generación fotovoltaicos, y en especial a través del sistema educativo de la Nación.

Título VII: DEL PAISAJE URBANO

Artículo 18º: Los equipos e instalaciones reguladas en esta ley, no deberán alterar la perspectiva del paisaje desde el punto de vista arquitectónico, respetando la armonía de los espacios y del conjunto urbano de los lugares donde sean colocados.

Título VIII: DE LAS CONVENCIONES INTERNACIONALES

Artículo 19º: La presente ley tiene el carácter adicional al ámbito previsto por el "Mecanismo para un Desarrollo Limpio " (MDL), artículo 12 del Protocolo de Kyoto, de la convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático".

Artículo 20°: La incorporación de los sistemas de producción de energía propuestos por la presente ley, habilita la posibilidad de obtención de los certificados de Reducción de Emisiones (contemplados en el decreto 52-2003 del Congreso de Republica de Guatemala), correspondientes a los proyectos de inversión pública o privada destinados a la generación de energía fotovoltaica.

4.3. Retribución de la energía.

Al hablar de retribución se puede optar por una retribución del kWh fija o variable. La retribución variable es la suma del precio horario de mercado más una parte fija, también hay complementos por reactiva. La retribución variable es más complicada que la fija y viene a salir igual.

Lo normal en instalaciones pequeñas es usar la retribución fija por los siguientes motivos:

- La retribución variable depende del precio de mercado de la electricidad, que depende de las centrales hidroeléctricas, es decir, de lo que haya llovido ese año. Así los años secos, el precio de mercado está muy alto y sale mejor la retribución variable que la fija. En los años lluviosos pasa lo contrario.
- Por otro lado, la retribución variable tiene más sentido en energías regulables o almacenables, como embalses, en donde se puede verter la energía a la red en las horas pico a un precio mayor y no hacerlo en horas valle (precio más bajo). Esto no es posible con la energía solar fotovoltaica.
- La retribución variable precisa de seguimiento del precio horario de la energía, y complica los cálculos, puesto que la retribución (fuente de ingresos) es distinta cada hora, a lo largo de toda la vida de la instalación.
- Por ultimo, y lo más importante, para la energía FV la diferencia entre precio fijo o variable podría ser mínima, puesto que la mayor parte de la retribución variable debería ser la componente fija.

En el caso de este trabajo, se propone un modelo matemático para determinar la retribución por el KWh. vertido a la red, identificando que, para determinar el precio de venta de energía se debe realizar un proceso complejo en el cual se contemplan aspectos como los *costos de generación*, los cuales a su vez son compuestos por el costo de marginal del sistema, costos por capacidad y disponibilidad, y los costos por servicios complementarios, además de los *costos permanentes de funcionamiento del sistema eléctrico, costos de transporte, costos de distribución, costo de gestión comercial y gestión de la demanda*, entre otros, los que son resultado de un exhaustivo estudio y que son fundamentados por una normativa e investigación ampliamente desarrolladas a diferencia de la *generación distribuida* (tipo de generación a la cual pertenece este proyecto), que en nuestro país es un concepto sino inexistente, sin una difusión.

4.4. Modelo para determinar el precio por Kwh.

El precio de la retribución de la energía vertida que se propone en este documento, identifica 3 factores importantes que lo conforman, el primero, es el *Costo de Recuperación de Inversión (CRI)*, el cual tiene como principal función asegurar la recuperación del total de la inversión (mensualmente), pretendiendo de es forma, que a lo sumo en 15 años se alcance dicho objetivo, el segundo factor, es el *Costo por Capacidad de Generación según la Región (Ccgr)*, este costo se define como un porcentaje del costo de recuperación de la inversión, el cual es determinado por la diferencia de irradiación solar en las diferentes regiones del territorio nacional, y por ultimo el *Costo por Capacidad de Generación según la Época del año (Ccge)*, con el cual se pretende ajustar la tarifa a un precio estándar según la variación de insolación para los distintos meses del año, también es un porcentaje del costo fijo o de recuperación de la inversión. Todo lo anterior será tomado en cuenta con mayor detenimiento en los siguientes apartados.

4.4.1. Cálculo del costo de recuperación de la inversión (CRI).

Este concepto surge de identificar que es necesario asegurar de alguna u otra forma que la inversión será recuperada, se define como el costo de cada Kwh que se espere verter a la red en un mes, para obtener la cantidad de dinero que costará el sistema mensualmente durante los 15 años en los que se esperada recuperar la inversión, dicho de otra forma, a que precio debería cobrarse cada KWh que se este en capacidad de verter a la red durante cada mes (en promedio), para asegurar la obtención de determinada cantidad de dinero que cueste mensualmente el sistema durante los 15 años que se espera recuperar la inversión.

Entonces el costo de recuperación de la inversión (CRI) se calcula de la siguiente manera:

$$\text{CRI} = \frac{\text{C SFV}/180}{\text{Eprom}}$$

Ec. 4.1

Donde:

CSFV: es el costo del sistema fotovoltaico incluyendo el costo de instalación.

Eprom: energía promedio vertida a red mensualmente durante la vida útil del sistema.

180: es la cantidad de meses en que se espera recuperar la inversión y se calcula de la siguiente forma:

La inversión se recuperara en 180 meses pues:

$$25 \text{ años } (12 \text{ meses/año}) = 180 \text{ meses.}$$

Ejemplo: Calcular cuanto debería valer cada KWh que un determinado sistema fotovoltaico esté en capacidad de verter a la red de distribución durante su vida útil, si el registro de las lecturas de la energía vendida a la red en Kwh durante un año son: enero 97.02, febrero 92.52, marzo 106.02, abril 101.52, mayo 83.52, junio 99.27, julio 99.27, agosto 88.02, septiembre 88.02, octubre 99.27, noviembre 88.02, diciembre 88.02, tomando en cuenta que el sistema completo y sus costos de instalación alcanzan los 40,000 quetzales.

En principio, se debe determinar cual es el promedio de energía que se verterá mensualmente:

$$E_{prom} = \frac{97.02+92.52+106.02+101.52+83.52+99.27+99.27+88.02+88.02+99.27+88.02+88.02}{12}$$

$$E_{prom} = 94.20 \text{ KWh al mes.}$$

Entonces, el Costo de Recuperación de la Inversión (CRI) es:

$$CRI = \frac{(CSFV/180)}{E_{prom}} = \frac{(40,000 \text{ Q}/ 180 \text{ meses})}{94.20 \text{ Kwh/mes}} = \frac{222.2222 \text{ Q/mes}}{94.20 \text{ Kwh/mes}} = 2.36 \text{ Q/KWh.}$$

$$CRI = 2.36 \text{ Q/KWh.}$$

Lo que significa que 222.2222 quetzales cada mes costará el sistema durante los 15 años en que se espera recuperar la inversión, por otro lado se necesita vender los 94.20 KWh que en promedio se estará en capacidad de verter cada mes a 2.36 quetzales para asegurar que se obtendrá la cuota mensual mínima (Q 222.222), convirtiéndose los 2.36 Q/KWh en una de las partes fijas del precio y la mas importante.

Puesto que se estima un porcentaje de la misma para calcular los otros dos índices que componen el precio, los índices restantes presumen una ganancia que bien puede emplearse utilizarse o destinar al proyecto mismo y que vendría a reducir aun mas el tiempo de recuperación de la inversión.

4.4.2. Cálculo del costo por capacidad de generación según la región (Ccgr).

Hay 5 zonas en las que se divide el territorio nacional, las cuales son: Central, Norte, Sur, Oriente y Occidente, dentro de las cuales se reparten los 22 departamentos de la Republica. Es evidente que la radiación solar directa que incide en cada región es diferente, identificando que la zona sur es la que recibe anualmente en promedio la mayor cantidad de radiación solar, unos 250 Watt/m². (Según el INSIVUMEH), si se toma en cuenta este hecho, es fácil discernir que la capacidad para producir energía que tiene un sistema fotovoltaico se ve mermada en lugares donde la radiación solar es menor que con respecto a las de mayor insolación, por esa razón, se establece un costo por capacidad de generación según la región, que permita ajustar en lo posible la tarifa o remuneración de la energía vendida a la red sin importar la región en que se desee implementar, además de ser junto con el costo de capacidad de generación según la época del año (definido en el siguiente apartado) partes del precio final que, vendrán a ser la ganancia económica obtenida por cada Kwh que se este en capacidad de verter a la red, siendo a mi criterio dicha ganancia un valor moderado y aceptable.

Si se examina el *mapa de radiación global promedio anual* de la republica de Guatemala (Anexo #2 de esta tesis), la diferencia de máxima y mínima radiación entre zonas no supera el 35% (con la máxima radiación en la costa sur, y la mínima en las altas montañas de Huehuetenango), pero hay que recordar que es sistema fotovoltaico diseñado para conexión a red, puede usarse únicamente en regiones donde existe una establecida red de distribución (zonas estrictamente urbanas).

Tomando en cuenta este importante hecho, la diferencia de radiación solar promedio anual entre zonas urbanas de máxima y mínima radiación no superan el 15 % y solo son de un 8% en localidades con características similares a la tomada como referencia (Escuintla) se establecen índices para cada región los cuales obedecen a la diferencia de radiación en % para cada región y que servirá para calcular el costo por capacidad de generación según la región determinado a continuación:

Tabla V. Índice de capacidad de generación según la región.

zona	Índice según la región (Ir)
Central	15 %
Sur	8 %
Norte	11 %
Oriente	10 %
Occidente	14 %

Así pues, uno de los componentes fijos del precio de la energía vendrá a ser dado por la capacidad de generación según la ubicación del sistema, se toma como fijo puesto que aunque varía de región en región, solo una vez y al principio del proyecto se toma en cuenta, el termino Ccgr se calcula de la siguiente manera:

$$C_{cgr} = I_r \times CRI$$

Ec. 4.2

Donde:

Ccgr: costo por capacidad de generación según la región.

Ir: índice de capacidad de generación según la región.

CRI: costo de recuperación de la inversión.

Ejemplo: Calcular el costo por capacidad de generación según la región de un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución en la localidad de El Progreso, si el sistema tiene las características del ejemplo del apartado 4.4.1.

El Progreso se encuentra ubicado en la zona Central del país, según la tabla anterior, le corresponde un índice $I_r = 15\%$ por lo tanto:

$$C_{cgr} = (0.15) (2.36 \text{ Q/KWh}) = \mathbf{0.354 \text{ Q/KWh.}}$$

4.4.3. Cálculo del costo por capacidad de generación según la época del año (Ccge).

Este factor se identifica como la única parte del precio de la energía que es variable, puesto que debe ajustarse a la época del año, el mismo se calcula de manera similar al costo por capacidad de generación según la región definido en el apartado anterior.

Hay en el año por lo menos 7 meses de buena insolación divididos en 2 grupos: el primer grupo esta compuesto por los meses de enero, febrero, marzo y abril, el segundo grupo esta compuesto por los meses de octubre, noviembre y diciembre, de los dos grupos el mes que típicamente presenta mayor radiación solar es el mes de *marzo* pudiéndose tomar el mismo como referencia para todos los demás. Los restantes 5 meses se consideran la estación lluviosa donde el clima nublado prevalece y la insolación o radiación solar en el territorio disminuye, siendo estos mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

Entonces, se identifican dos épocas en el año, la estación *seca* y la *lluviosa* correspondiéndole a cada una un índice de capacidad de generación según la época haciéndose evidente que, el sistema tendrá menor capacidad de generar energía en la época lluviosa.

La determinación de estos índices es el resultado de comparar la diferencia de radiación solar entre meses tomando, como ya se dijo, al mes de marzo como referencia y concluyendo que entre marzo y meses de época seca la diferencia de radiación no es mayor al 5% y entre marzo y los meses de época lluviosa la diferencia no es mayor que el 10%, el análisis para determinar estos índices y los del apartado 4.4.2, se realizó basándose en el *atlas climatológico* y en el documento que lleva por nombre *análisis preliminar sobre la radiación y brillo solar en Guatemala* del departamento de investigación y servicios meteorológicos, ambos pertenecientes al Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrológica (INSIVUMEH). Por último, considero de suma importancia mencionar que los datos de radiación solar para cada mes del año, que me fueron proporcionados solo contenían la información de apenas 12 estaciones repartidas en las diferentes zonas del país y que además solo proporcionan datos de radiación solar local, datos que son representativos para esa localidad en especial y que no lo son ni siquiera para la región a la que pertenecen y mucho menos a todo el territorio nacional, mientras que lo ideal sería tener datos de radiación solar global (para todo el país), por lo que los índices que se presentan a continuación, son un estimado de los porcentajes de diferencia de insolación entre meses del año pero de forma global.

Tabla VI. Índice de capacidad de generación según la época.

Época	Índice según la época del año (Ie)
Seca	5%
Lluviosa	10 %

De lo anterior, el costo por capacidad de generación según la época del año C_{cge} se define como:

$$C_{cge} = I_e \times CRI$$

Ec. 4.3

Donde:

Ccge: costo por capacidad de generación según la época.

Ie: índice de capacidad de generación según la región.

CRI: costo de recuperación de la inversión.

Ejemplo: para el mismo sistema del ejemplo del apartado 4.4.1, encontrar el costo por capacidad de generación en la época lluviosa.

Para la época lluviosa el Ie es el 10% por lo tanto:

$$Ccge = (0.10) (2.36 \text{ Q/KWh}) = \mathbf{0.236 \text{ Q/KWh.}}$$

4.4.4. Precio del KWh.

Después de haber determinado los componentes que integran la ecuación que define el precio de la energía, solamente resta establecerlo como:

$$\mathbf{P = CRI + Ccgr + Ccge}$$

Ec. 4.4

Ejemplo: Para un sistema de las características del ejemplo del apartado 4.4.1, y en la ubicación y época del año de los apartados 4.4.2 y 4.4.3, determinar el precio del KWh vertido a la red.

$$P = (2.36 + 0.354 + 0.236) \text{ Q/KWh} = \mathbf{2.95 \text{ Q/KWh.}}$$

Nota importante:

Se identifica que el precio de este tipo de *energía de calidad*, debería ser mayor que el precio de la energía proveniente de la red, gracias a los beneficios económicos y medioambientales que ésta supone hacia el gobierno (por ayudar a reducir la

dependencia del estado a los combustible fósiles y al deterioro de la ecología), así como los beneficios de alivio de pérdidas y reducción de gastos de transporte de energía a las empresas distribuidoras, debiendo absorber las anteriores entidades la diferencia entre los dos tipos de retribución, un aspecto similar esta actualmente en vigor en los países que han ratificado su participación en el protocolo de Kyoto en el cual se contempla un bono extra al precio de la energía a los generadores que estén en capacidad de producir energía sin emisión de CO₂. Además, el establecimiento de una tarifa o precio por la energía eléctrica es el resultado de un exhaustivo estudio por parte de profesionales y entidades gubernamentales y privadas inmersas en el tema, sin mencionar una establecida *normativa y legislación*, sobre todo este último aspecto, limita grandemente la determinación de una tarifa para el caso particular de esta tesis, ya que sin una legislación será virtualmente imposible la inserción de este sistema y mucho menos establecer un precio para la energía que se esté en capacidad de entregar, de cualquier forma, todos los aspectos a tomar en cuenta para superar las barreras de inserción de este sistema, escapan a los alcances y objetivos de este trabajo.

4.4.4.1. Discusión sobre el precio de la energía vertida.

Como ya se determino en la sección anterior, el precio de la energía producida por un sistema fotovoltaico interconectado a la red de distribución debe ser mayor que el precio de la energía proveniente de la misma (casi el doble), pero es evidente que en nuestro país dicha tarifa no es para nada atractiva, dicho de otra forma, ninguna empresa distribuidora de energía eléctrica compraría energía mas cara que la que ella misma distribuye, por esta razón, para efecto de los cálculos finales donde se determinará el tiempo de recuperación de la inversión (sección 5.3), se tomará una tarifa de energía eléctrica vertida por el sistema fotovoltaico igual o ligeramente inferior a la tarifa establecida por la empresa distribuidora.

4.5. Forma de retribución.

La forma de retribución estará determinada por la forma de medición ya antes mencionada en el apartado 3.2.5, o sea, si se utiliza un medidor bidireccional, la retribución consistirá en que el dueño de la instalación facturará a la empresa distribuidora la diferencia entre la energía eléctrica de salida menos la de entrada a la instalación fotovoltaica. En el caso de instalación de dos contadores la facturación de venta y de compra de energía se realizara por separado.

En este trabajo se optara por la segunda opción puesto que la medición bidireccional supone un estudio exhaustivo que desemboque en un contrato o convenio en el que el dueño de la instalación y la empresa distribuidora de energía establezcan los derechos y obligaciones de cada uno y de que forma será la retribución de la energía que uno y otro proporcionen, de la misma manera debería establecerse para la medición con un contador de compra uno de venta, pero el establecimiento de dicho contrato es un aspecto importante y necesario que escapa a los alcances de este trabajo.

4.5.1. Retribución mensual.

La retribución mensual es por excelencia la forma de retribución de la energía, el cobro de la energía por mes supone ventajas sobre una retribución a mayor lapso de tiempo (trimestral semestral, anual), una retribución mensual coincide con la forma típica o mas común de remunerar un salario, una retribución de mayor lapso de tiempo que un mes implica acumular una cantidad considerable de dinero para solventarla lo que puede ocasionar desajuste económicos, por estas razones y por que en nuestro país el pago de la energía recibida de la red es realizado mensualmente, se optará por una retribución de la energía excedente vertida de una forma mensual para coincidir con el pago de la energía de compra y por que el modelo de determinación del precio gira en torno a una tarifa y producción de 30 días.

4.5.2. Retribución anual.

La retribución anual es prácticamente inaplicable para este caso en especial a pesar que, por ser una forma de generación y utilización de energía en nuestro país (generación distribuida), fue tomada en cuenta al principio de este proyecto.

5. COSTO Y RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN.

5.1 Cálculo de la producción anual esperada.

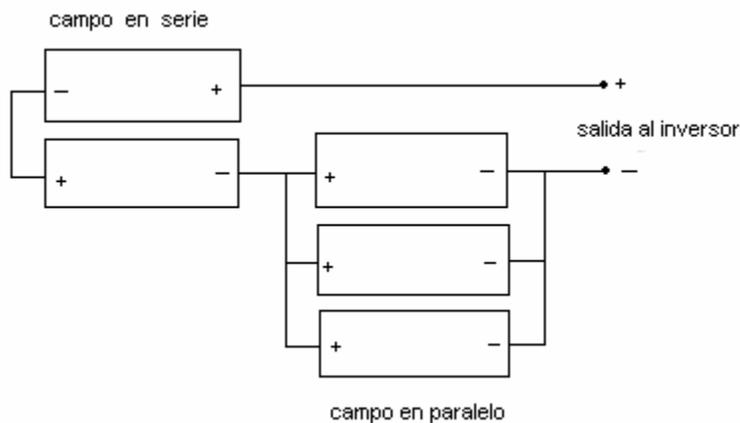
La operación de un generador fotovoltaico esta directamente en función de la cantidad de radiación solar que incida en su superficie, por lo tanto, durante el periodo de tiempo de operación (aproximadamente de las 7:30 a.m. a las 17:30 p.m.), su capacidad de entregar potencia ira aumentando conforme aumente la cantidad de insolación, y viceversa.

La capacidad de un sistema fotovoltaico a la salida del inversor se define en Wp (watts pico), dicha capacidad determina la cantidad máxima de potencia en watts que el sistema fotovoltaico pondrá entregar, la potencia pico del sistema se alcanza cuando a los módulos fotovoltaicos les llega la mayor cantidad de insolación, dentro de su intervalo de tiempo de operación, esto puede verse con total claridad en la grafica de la figura 36, donde se presenta la curva de operación del sistema fotovoltaico que se propone en este trabajo, el cual esta diseñado para producir unos 700 Wp a la salida del inversor y el cual es alimentado a su entrada con 5 módulos fotovoltaicos de 165 W DC marca Schott-APC modelo SAPC-165, con un voltaje de 34.6 Voltios y 4.7 Amperios (a potencia máxima), y que deberán ser conectados de la siguiente manera: 2 módulos en serie, para obtener un voltaje de 69.2 voltios y una corriente de 4.7 Amperios (en serie el voltaje se suma y la corriente se mantiene), y 3 módulos conectados en paralelo, para obtener un voltaje de 34.6 voltios y una corriente de 14.1 Amperios (en paralelo el voltaje se mantiene y la corriente se suma), si ambos campos (paneles en serie y en paralelo) se conectan en serie se puede obtener un voltaje de salida para el campo fotovoltaico de 103.8 voltios y una corriente de unos 15 Amperios de corriente directa y 825 Wp de potencia de salida según lo ilustra la figura 35.

Los valores de salida del campo fotovoltaico son los valores de entrada para el inversor Exeltech modelo XP- 1,100 con capacidad de entregar 1,100 Wp de corriente alterna y con un amplio rango de voltaje de alimentación que para este caso específico es de 108 voltios (según el modelo) y 120/240 volts 50 o 60 Hz de AC de salida, lo que implica que hay una alta compatibilidad entre la salida del campo fotovoltaico y la entrada de DC del inversor.

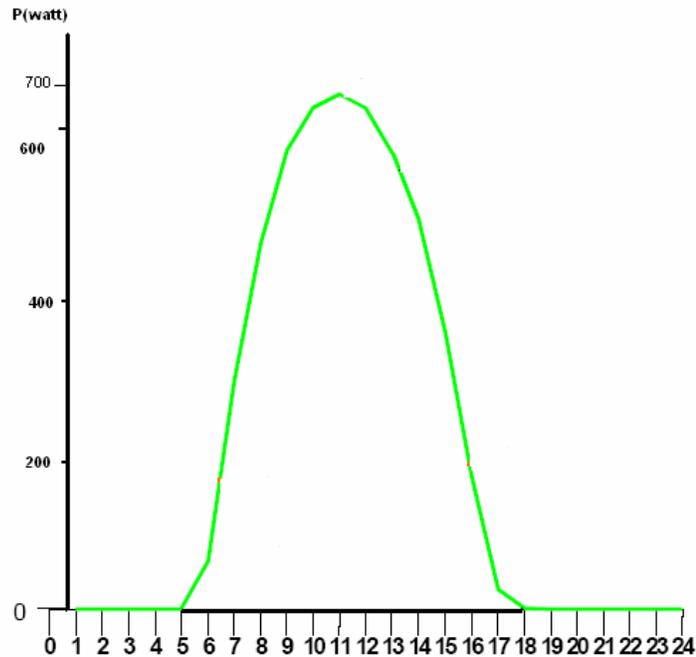
Por la cantidad de potencia del campo de los módulos fotovoltaicos (unos 825 Wp), el inversor entregará a lo sumo, unos 700 watts pico, *el inversor fue sobredimensionado previendo posibles ampliaciones en el futuro* (aumento de la potencia de entrada del inversor).

Figura 35. Conexión serie paralelo de los módulos fotovoltaicos del proyecto.



Hasta antes de las 7:30 a.m. la producción de energía del sistema es prácticamente nula, pero, a partir de allí, comienza a elevarse conforme avanza la hora del día debido al aumento de la radiación solar sobre la superficie del panel, coincidiendo la producción de la potencia pico con la hora de máxima radiación solar (entre las 11:30 a.m. y las 12:30 p.m.), conforme la radiación solar va en decremento, también la potencia del sistema lo hará, aspecto que también es evidente en la figura 36.

Figura 36. Curva de generación de un sistema fotovoltaico.



Por otra parte la energía esperada por el sistema fotovoltaico se puede determinar examinando la curva de generación y estableciendo para cada hora de las 10 que operará, la cantidad de energía obtenida y sumando las aportaciones de la misma a las diferentes horas que opere el sistema, como se indica a continuación:

De la grafica de la figura 36, si examinamos la potencia producida a las 7:30 a.m. será aproximadamente de 105 Watts, para las 8:30 a.m. la potencia es de 175 watts, en esa hora de operación el sistema entregará en promedio unos 140 Watts y 140 Wh de energía producida, si se repite este proceso dividiendo el intervalo de 10h de hora en hora, y si se toma durante cada hora el promedio de potencia que se este en capacidad de entregar es posible conocer la cantidad de energía producida durante cada hora y sumando las distintas contribuciones se puede conocer la cantidad de energía promedio que el sistema pueda producir diariamente, todo este proceso se resume en la tabla VII. a continuación.

Tabla VII. Cantidad de energía fotovoltaica esperada en un día.

Hora	Rango de potencia (w)	Potencia promedio (w)	Energía (Kwh)
7:30 – 8:30	105-175	140	140
8:30 – 9:30	175-280	187.5	187.5
9:30 –10:30	280-490	385	385
10:30-11:30	490-595	542.5	542.5
11:30-12:30	595-700	647.5	647.5
12:30-13:30	700-595	647.5	647.5
13:30-14:30	595-518	556.5	556.5
14:30-15:30	518-308	413	413
15:30-16:30	308-250	279	279
16:30-17:30	250-94	172	172
			Total = 3,970.5 wh

La producción de energía durante un día es entonces 3.9705 Kwh/día

Durante 1 mes la energía será: $(3.9705 \text{ KWh/día}) (30\text{días}) = 119.115 \text{ KWh/mes}$.

Pero la energía de todo un año es: $(119.115 \text{ KWh/mes}) (12 \text{ meses})$.

Entonces la energía esperada durante un año será:

Producción anual de energía = 1,429.38 KWh/año.

5.2. Costo de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

El costo de un sistema fotovoltaico para conexión a red actualmente para las condiciones precarias en que se encuentra la economía de nuestro país es considerablemente elevado, pero se identifica que con el uso masivo de este tipo de tecnología a nivel mundial y con el avance de la ciencia se desarrollaran sistemas de este tipo cada vez mas eficientes y a un menor costo, lo que desembocara en que este tipo de generación se convierta en una opción altamente atractiva y, aun mas importante, que casi cualquier persona pueda costearla.

El costo del sistema fotovoltaico que se propone en esta tesis se compone del precio de los componentes del mismo así como los costos de instalación y si fuera necesario importar algún componente habría que incluirlo en el mismo, en cuanto a los costos de instalación se tomara un costo estimado para la ciudad capital (el cual se estima de uno 1,200 quetzales) donde se supondrá no existen gastos por viáticos y se calculará un *índice de ajuste de precio*, el cual se define como el factor adimensional asignado para cada departamento con el cual se adaptara la cuota fija de instalación (en la Ciudad Capital) a cualquier localidad del territorio nacional (tomando como referencia las cabeceras departamentales incluyendo costos como la gasolina, alimentación y hospedaje), el índice para cada departamento se calcula dividiendo la cuota fija por instalación (en la Capital) que es de 1,200 quetzales y sumándolo con los viáticos para determinado lugar (interior de la republica) y dividiéndolo por el costo fijo, así, una instalación requerida en Sacatepéquez por ejemplo , requiere 140 quetzales que sumados a la cuota fija de 1,200 quetzales, da un costo de instalación para esa localidad de 1,340 quetzales se obtiene un índice de ajuste de precio de *1.11666*, si se realiza la misma operación para cada uno de los departamentos tomando, como ya se menciono, en cuenta la cantidad de gasolina, alimentación para 2 personas y hospedaje en lo lugares donde sea necesario se puede construir la tabla VIII. a continuación.

Tabla VIII. Índice de ajuste de precio según localidad de instalación.

Localidad	Gasto de viáticos (Q)	Índice de ajuste de precio
Capital	-----	-----
Sacatepéquez	140	1.11666
Chimaltenango	160	1.13333
El Progreso	260	1.21666
Escuintla	310	1.25833
Santa Rosa	260	1.21666
Chiquimula	500	1.41666
Zacapa	500	1.41666
Jutiapa	530	1.44166
Jalapa	500	1.41666
Peten	1,250	2.04166
Alta Verapaz	650	1.54166
Baja Verapaz	550	1.45833
Izabal	950	1.79166
Huehuetenango	950	1.79166
San Marcos	750	1.625
Totonicapán	650	1.54166
Solola	500	1.41666
Sucihtepequez	600	1.5
Retalhuleu	650	1.54166
Quiche	600	1.5
Quetzaltenango	650	1.54166

Los componentes principales de nuestro sistema, como lo son los módulos fotovoltaicos y el inversor deben ser importados desde otro lugar ya que en Guatemala no existen empresas especializadas en cuanto a la venta de este tipo de tecnología. Se realizó una cotización a la empresa *Alertec* (Anexo 3 de esta tesis), la cual tiene su sede en Managua Nicaragua, la cual trabaja con marcas de reconocida trayectoria (en países como Francia, Estados Unidos y Alemania) en sistemas de este tipo tales como: Schott-APC, Astropower, Evergreen, Siemes, Photowatt, Exeltech, entre otras.

Al costo de los componentes cotizados en Altertec debe agregarse el costo de transporte de los mismos hasta nuestro país, el costo de transporte se estimó en una reconocida empresa de transporte de carga como lo es *DHL*, este costo esta en función de la distancia, las dimensiones (tamaño o volumen) de la carga, su peso y la forma de transportarla (transporte aéreo, marítimo o terrestre), con base a estos datos, vía telefónica y escogiendo transportar los componentes por tierra, el costo de envío del sistema desde Managua Nicaragua hasta la Ciudad Capital de Guatemala es de unos 3,000 quetzales.

Después de tomar en cuenta los aspectos anteriores solo queda definir el costo de los componentes del sistema, detallados en la tabla IX. a continuación:

Tabla IX. Listado de componentes y su precio.

5 módulos fotovoltaicos Schott-APC APC-165 -----	US\$ 800 c/u -----	Q 30,458.04
1 Inversor Senoidal Exeltech Xp-1,100 (1,100 Wp) -----	US\$ 900-----	Q 6,853.6
Cableado y Canaleta -----		Q 400.00
1 relé de voltaje Telemecanique RM4-UA33 -----		Q 1,140.00
1 relé de frecuencia SEG XF-2 -----		Q 1,450.00
1 interruptor Termomagnetico telemecanique multi 9 -----		Q 280.00
1 interruptor diferencial Telemecanique Multi 9 (30 mA) -----		Q 430.00
1 contactor telemecanique serie D monofásico (uso en distribución)-----		Q 300.00
1 Medidor monofásico de energía ABB (y componentes) -----		Q 550.00
4 Varillas de cobre de 3m por 5/8'' y acoples (Q 85 c/u) -----		Q 340.00
7 estructuras de soporte de metal (Q 225 c/u) -----		Q 1,575.00
Envío de los módulos e inversor -----		Q 3,000.00
Total -----		Q 46,776.10

La inversión total del sistema queda establecida en la tabla anterior, restando únicamente agregar el costo de la instalación que esta en función de la localidad en la que se pretende implementar.

5.3. Determinación del tiempo de recuperación de la inversión.

Para poder conocer el tiempo en el que se estima que la inversión inicial será recuperado deben tomarse en cuenta 4 factores determinantes, *la cantidad de energía vertida a la red durante un año, el costo de el sistema completo incluyendo los costos de instalación, la cantidad de energía que requiere el inmueble durante la operación del sistema fotovoltaico y el precio de la energía que se este en capacidad de entregar*, hasta estas alturas del trabajo ya se esta en condiciones de determinar el precio de la energía y ya se conoce la cantidad de energía que se espera producir anualmente, por lo tanto resta saber o estimar los factores restantes.

Es prácticamente imposible predecir la cantidad de energía que se verterá a la red un día determinado, debido a que dicho factor depende a su vez de muchos y diversos factores que pueden variar drásticamente entre una hora y otra y un día y otro y entre los que se puede mencionar: si el día esta soleado o nublado, si el comportamiento de la demanda varia demasiado, o de si la energía producida es de la calidad esperada. Si es imposible crear un modelo que prediga la cantidad de energía vertida a red en un día, aun más difícil será predecir la cantidad de energía que se espera verter en un año completo, por esta razón para calcular la cantidad de energía vertida se tomara como modelo las lecturas de energía registradas por el contador de venta de energía para cada mes.

Antes de ir directamente a los cálculos es importantísimo analizar el comportamiento típico de la demanda de una residencia, durante el día, una residencia presenta una baja demanda de energía en buena parte del mismo, sobre todo cuando la mayor parte de los habitantes de esta no se encuentran, esto se puede ver con mejor detalle en la figura 37, por otro lado, el rango de tiempo de operación de un sistema fotovoltaico coincide exactamente con el periodo de baja demanda de un inmueble como pudo apreciarse en la figura 36 (la curva generación o producción de energía fotovoltaica).

Si se hace una superposición de ambas figuras, se hace muy fácil percibir que en determinados momentos la edificación estará comprando energía de la red y utilizando también la energía fotogenerada, y en otros vendiendo (figura 38).

Figura 37. Comportamiento de la demanda diurna de energía en una residencia.

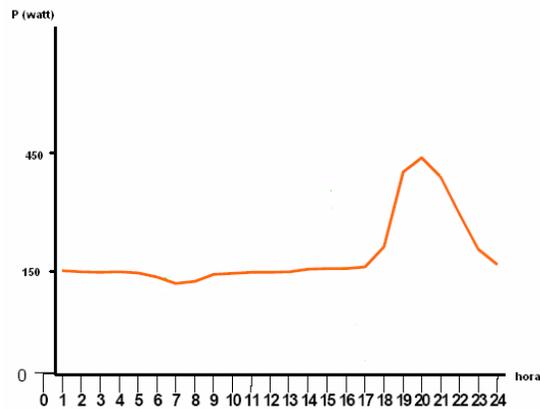
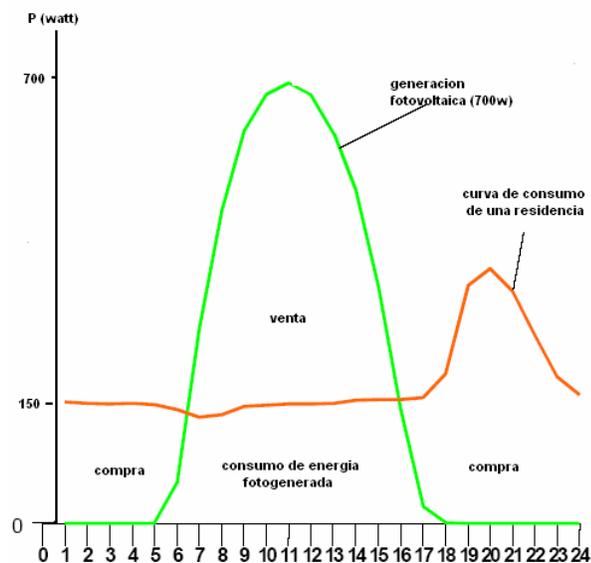
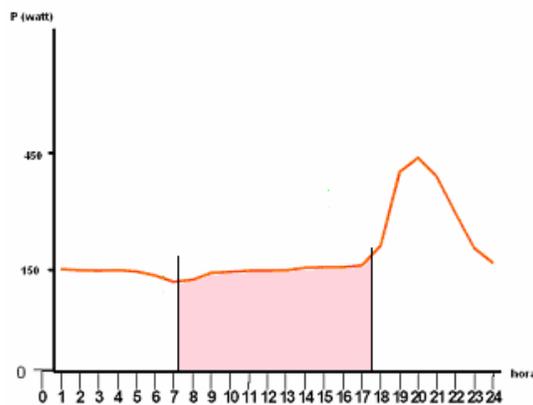


Figura 38. Contraste de la demanda de una residencia y la generación fotovoltaica.



Por otra parte, es necesario establecer la cantidad de energía requerida en la edificación durante las 10 horas que diariamente funciona el sistema (de las 7:30 a.m. a las 17:30 p.m.), también, hay que establecer la cantidad de energía producida por el sistema fotovoltaico durante el mismo periodo de tiempo como determinada por la parte sombreada de la figura 38.

Figura 39. Energía consumida en una residencia durante la producción fotovoltaica.



El espacio relleno, representa la cantidad de energía que en una residencia típica se requiere durante el periodo de tiempo antes mencionado, el cálculo de la energía requerida, se realiza de la siguiente forma:

Si nos apegamos a la grafica, durante el intervalo de las 7:30 de la mañana y las 17:30 de la tarde, aproximadamente se requiere una potencia promedio de $P_{prom} = 150$ Watts, por lo tanto la energía requerida para el intervalo establecido es:

$$E_{prom} = P_{prom} \times \text{tiempo} = (150 \text{ Watts}) (10\text{horas}) = 1,500 \text{ Wh}$$

$$E_{prom} = 1.5 \text{ KWh/día.}$$

Si se toma en cuenta la energía requerida durante un mes (se asumen mes de 30 días), la energía requerida mensualmente será:

$$E_{\text{prom}} = 1.5 \text{ KWh/día (30 días)}$$

$$\mathbf{E_{\text{prom}} = 45 \text{ KWh/mes.}}$$

Definida la cantidad aproximada de energía mensual que se requiere en un hogar durante las 10 horas diarias de operación del sistema fotovoltaico y tomando en cuenta las lecturas mensuales realizadas por el contador de venta de energía, se puede establecer cuanta energía se venderá y cuanta energía se dejará de comprar a la empresa de distribución durante ese específico intervalo de tiempo y si se conoce el precio del Kwh de la misma, se puede establecer cuanto dinero se espera obtener.

Como ya se dijo antes, es imposible establecer la cantidad de energía que se venderá a la red durante un mes, este aspecto pasa por el hecho que no se puede estandarizar el uso de determinada cantidad de aparatos o luminarias y esperar que al día siguiente se usen la misma combinación de los mismos, funcionando a la misma hora que lo hicieron el día anterior y durante el mismo tiempo. Por esta razón la única forma de calcular la cantidad de energía vertida a la red es tomando las lecturas mensuales del medidor de venta de energía y calculando el promedio mensual.

Por ultimo, para calcular el tiempo en que se espera recuperar la inversión es necesario ser específico y delimitar todos los aspectos que intervienen en la realización del proyecto, esto puede ser establecido mediante un ejemplo práctico presentado a continuación:

Ejemplo: Se desea evaluar el sistema fotovoltaico para conexión a red diseñado en este trabajo, en la cabecera departamental de Escuintla, dicho sistema estará en capacidad de producir a la salida del inversor una potencia de 700 Wp de corriente alterna (según la sección 5.1, la energía producida mensualmente es de 119.115 KWh/mes), las lecturas del medidor de venta de energía registradas durante cada mes son: enero 101.02, febrero 100.52, marzo 110.52, abril 110.52, mayo 90.52, junio 100.27, julio 99.27, agosto 95.02, septiembre 95.02, octubre 101.27, noviembre 95.02, diciembre 95.02 respectivamente, con los datos anteriores determinar en cuanto tiempo de recuperación de la inversión.

El primer paso es determinar cuanta energía es vertida a la red promedio cada mes:

$$E_{prom} = \frac{101.02 + 100.52 + 110.52 + 110.52 + 90.52 + 100.27 + 99.27 + 95.02 + 95.02 + 101.27 + 95.02 + 95.02}{12}$$

$$E_{prom} = 103.77 \text{ KWh al mes.}$$

La cantidad de energía promedio producida en un mes, que según el apartado 5.1, es de 119.115 KWh/mes si se resta de esta cantidad la energía promedio vertida en un mes 103.77 KWh/mes, según las lecturas del medidor de venta de energía, el resultado debe ser la cantidad de energía que en promedio, se utiliza en el inmueble mensualmente durante las 10 horas al día de operación del sistema (*la energía fotogenerada para consumo*).

$$\text{Energía Promedio FV para consumo} = 119.115 \text{ KWh/mes} - 103.77 \text{ KWh/mes}$$

$$\text{Energía Promedio FV para consumo} = 15.35 \text{ KWh/mes.}$$

Por otra parte se requieren Eprom = 45 KWh/mes, si a esta energía se le resta la contribución fotovoltaica para el consumo se determina que en el intervalo de tiempo de interés únicamente se requieren de la red 29.65 KWh/mes de la red para el consumo como se nota en la tabla siguiente.

Tabla X. Cantidad de energía para el consumo y para verter a red.

Energía FV consumo (KWh)	Energía Red consumo (KWh)	Energía FV Vertida (KWh)
15.35	29.65	103.77
34 %	66 %	

Los 15.35 KWh/mes fotogenerados y consumidos en el inmueble se dejan de comprar a la red, lo que se traduce en una cantidad de dinero que mensualmente se ahorrará, la cual se calcula de la siguiente forma (basado en facturas de la EEGSA):

Cargo por generación y transporte:

Cargo por generación y transporte 0.7055 Q/KWh --- (15.35 KWh/mes) ---- Q 10.829
 (IVA) ----- Q 1.2995

Cargo por distribución:

Cargo fijo por cliente ----- 8.0773 Q/usuario-mes ----- Q 8.08
 Cargo por distribución ----- 0.2478 Q/KWh ---- (15.35 KWh/mes) ---- Q 3.8037
 (IVA) ----- Q 1.426
 Tasa municipal ----- 14 % (10.829+8.08+3.8037) ----- Q 3.1797

Total ----- Q 28.6179

Los Q 28.6179 mensuales se traducen en **Q 343.4148 al año.**

Luego de conocer la cantidad de energía que se espera verter a red durante un mes, con los datos característicos de la instalación se procede a calcular el costo total del sistema ahora tomando en cuenta los costos de instalación:

Para el caso particular, con el sistema destinado a operar en Escuintla, se debe agregar al costo total de la inversión del sistema que es de Q 46,776.10 (ver tabla 9) el costo de instalación según se estimó en la tabla 8 y que para Escuintla es de 1.25833 x (1,200) = Q 1,510.

Entonces la inversión total del sistema es de Q 48,286.10, restando conocer la cantidad de dinero que se espera recaudar anualmente, para determinar así, el tiempo real en el que será recuperada la inversión, aspecto a tomar en cuenta a continuación.

Como ya se ha mencionado (en la sección 4.4.4.1.), el precio de la energía vertida debe ser igual o ligeramente menor que el precio de la energía proveniente de la red, con el objetivo de hacer factible y atractivo el proyecto, por tal razón, el primer paso es determinar el precio del KWh de la energía de la empresa (en este caso de la EEGSA, como en la sección anterior).

Tomando como referencia el cálculo del costo de la energía de la sección anterior, con una simple regla de tres, es posible determinar el valor aproximado del KWh de la EEGSA, de la siguiente manera:

$$\begin{array}{r} 15.35 \text{ KWh/mes} \quad \underline{\hspace{2cm}} \quad 28.62 \text{ Q} \\ 1 \text{ KWh/mes} \quad \underline{\hspace{2cm}} \quad \text{Q} = ? \end{array}$$

Del calculo anterior se obtiene que el KWh tiene un valor de 1.86 Quetzales (si la cantidad de energía excede los 100 KWh ya no aplica la tarifa social y habrá que tomarlo en cuenta).

Se opta por una tarifa de energía fotogenerada levemente menor al precio de venta de la energía de la EEGSA que es de 1.86 Q/KWh, reduciéndolo a **1.75 Q/KWh**, quedando esta última establecida como el precio de la energía sobre el cual se procederá a calcular el tiempo de recuperación de la inversión.

Con el precio de la energía establecido y conociendo cuanta energía se espera verter se puede calcular cuanto dinero se obtendrá por su venta durante un año, y si a esto se le suma el dinero que se ahorra por la energía que se deja de comprar de la red se tiene el ingreso económico total esperado.

Se tiene una energía promedio vertida cada mes de 103.77 KWh lo que implica que durante todo un año se espera verter unos 1,245.24 KWh de los 1,429.38 KWh que se estima pueden producirse (según la sección 5.1 de este documento), por lo tanto, la cantidad de dinero obtenida en todo el año es:

$$\text{Dinero al año} = (1,245.24 \text{ KWh/año}) (1.75 \text{ Q/KWh}) + 343.4 \text{ Q/año.}$$

$$\text{Dinero al año} = \mathbf{2,522.6 \text{ Q/año.}}$$

Por último, el tiempo de recuperación de la inversión se define como el total de la inversión entre la cantidad de dinero que se obtiene anualmente según la siguiente ecuación:

$$\text{TRI} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Dinero al año}} = \frac{48,286.10}{2,522.6}$$

$$\text{TRI} = \mathbf{19.1 \text{ años}}$$

El tiempo real de recuperación de la inversión es muy grande si se toma en cuenta los 25 años que se espera dure el sistema, pero más adelante cuando el avance de la tecnología y la inversión masiva en proyectos de este tipo sea considerable, el costo total de la inversión se reducirá hasta el punto en que un sistema fotovoltaico

interconectado a la red de distribución sea altamente atractivo desde cualquier punto de vista.

CONCLUSIONES

1. Los sistemas fotovoltaicos, son elementos de generación de energía de gran calidad, debido a que tienen la capacidad de producir la misma, sin ningún tipo de impacto ambiental negativo, además de eso, su principal fuente de alimentación, el sol, representa un recurso energético ilimitado, limpio y sobre todo, gratuito, que debe ser aprovechado al máximo.
2. El uso de sistemas fotovoltaicos en forma masiva, como una alternativa de generación distribuida, es hoy por hoy en nuestro país, algo inalcanzable para la mayoría de personas, debido al alto costo de una tecnología de esta naturaleza, así como al poco desarrollo tecnológico de la nación.
3. Los sistemas de distribución de nuestro país, en los cuales típicamente se implementaría un sistema fotovoltaico interconectado a la red, tienden a evolucionar hacia la Generación Distribuida, por lo que en un futuro no muy lejano el sistema diseñado en este trabajo podría ser aplicado.
4. En la actualidad, en Guatemala sería imposible interconectar un sistema fotovoltaico a la red de distribución, para lograr tal cosa, es necesario superar algunas importantes barreras, entre las cuales se identifican las siguientes: barreras legales, barreras tecnológicas, barreras administrativas y barreras económicas.

5. En cuanto a la retribución de la energía vertida a la red, el precio de la energía es un aspecto que resulta de un exhaustivo y elevado estudio que permite determinarlo y que en un principio debió ser fundamentado legalmente con una normativa, caso que no sucede en sistemas fotovoltaicos interconectados a red en Guatemala, ya que en nuestro país, no se cuenta con una normativa vigente al respecto, aspecto que limita grandemente la determinación de un modelo matemático, para el precio de la energía vendida.
6. El precio de la energía fotogenerada deberá ser mayor que el de la energía proveniente de la red, ya que la energía vertida al sistema supone beneficios como la no dependencia del gobierno de la importación de combustibles fósiles al país, la reducción del deterioro ambiental, por ser energía de gran calidad ecológica, sin mencionar el alivio de pérdidas de energía al sistema de distribución y la disminución de pérdidas por transporte de energía. La diferencia entre los tipos de retribución, debería ser absorbida en parte por el gobierno y en parte por la empresa distribuidora de energía, por los beneficios obtenidos.
7. Por último, para que los beneficios económicos y ambientales, que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución sean aprovechados, este tipo de tecnología debe implementarse en forma masiva.

RECOMENDACIONES

1. De preferencia, emplear módulos fotovoltaicos monocristalinos sobre los policristalinos, ya que éstos entregan mayor cantidad de energía por centímetro cuadrado de superficie del panel.
2. Puede instalarse un medidor de energía a la salida del inversor, con el objetivo de conocer el total de la energía producida, en contraste con el medidor de venta que únicamente registra la energía que es vertida.
3. La capacidad del inversor debe sobredimensionarse para prever posibles ampliaciones del sistema en el futuro, consiguiendo de esta manera, agregar en adelante, mayor cantidad de módulos.
4. El transformador a la salida del inversor, debe seleccionarse cuidadosamente, ya que éste puede ser indispensable para obtener el voltaje de interconexión que sea requerido por la empresa, además de servir como aislamiento galvánico, tomando en cuenta el autoconsumo de energía del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Acosta Rubio, José. **Energía solar: utilización y aprovechamiento**. Madrid: Editorial Paraninfo, 1993.
2. Centro de Estudios de la Energía Solar. **La energía solar: aplicaciones prácticas**. Sevilla: Promotora General de Estudios, 2000.
3. Cobarg, C. C. **Energía solar - Bases y aplicaciones**. Madrid: Editorial Paraninfo, 2001.
4. Dickson, D. **Tecnología alternativa**. Barcelona: Editorial Blume, 2003.
5. Juster, F. **Las células solares**. Madrid: Editorial Paraninfo, 1997.
6. Ministerio de Fomento de España. **Código Técnico de la Edificación, sección HE5 Energía solar Fotovoltáica**, Ministerio de Fomento de España, 2002.
7. Rou, Hans. **Energía solar - Aplicaciones prácticas**. Valencia: Editorial Marcombo.
8. www.aet.com
9. www.altertec.com
10. www.censolar.com
11. www.iie.com.mx

ANEXO 1

Estudio de factibilidad de realización del proyecto.

Estudio de factibilidad de realización del proyecto.

El servicio meteorológico de Guatemala, cuenta con una red de aparatos sensores de radiación solar y luz solar en todo el país, la cual permite obtener datos de la radiación solar para fines prácticos. Por ejemplo, se generan mapas de insolación como los mostrados en las Figuras 40 y 41. Se debe tener en cuenta que las isolíneas representan valores medios, pues la energía recibida durante el año varía constantemente, debido a las siguientes razones:

1. No la hay durante la noche.
2. A lo largo del día, la energía recibida es máxima a las 12 (hora solar) e inferior a este máximo en las demás horas de luz diurna. Este inconveniente, puede reducirse mediante un dispositivo de seguimiento del sol.
3. La energía varía con la estación del año, siendo máxima por lo general en verano (hemisferio boreal) y mínima en invierno.
4. También se tiene una variación de la energía recibida de acuerdo con el estado del cielo, en función de los gases o vapores acumulados por causas meteorológicas o de orden industrial (nubes, humos).

Para medir la radiación solar se utiliza el actinógrafo Robitzch, que es un aparato registrador y mide la intensidad calorífica de la radiación solar global en calorías por centímetros cuadrado por día. Con los datos obtenidos por este aparato y ayudados de ciertos cálculos matemáticos, se pueden graficar mapas de insolación. En las Figuras 40 y 41 se presentan los mapas de insolación para el mes de septiembre, así como el promedio anual, con el propósito de establecer cierta comparación entre la insolación durante todo el año y la época lluviosa. Los datos que en estos mapas se leen sirven para lo siguiente:

- a. Confirmar de manera preliminar la viabilidad técnica del uso de paneles solares en Guatemala.

- b. Determinar las áreas geográficas con mayor incidencia de energía.
- c. Dimensionar los paneles solares en función de la potencia requerida, tal como se analizará más adelante.

Es por eso que, además de investigar la radiación global promedio anual, se analizan meses extremos considerando el mes de septiembre ubicado en medio de la época lluviosa, de mayo a Octubre, en la cual existe abundante nubosidad, que reduce el paso de los rayos solares, principalmente en los meses de junio a septiembre, que son los más lluviosos. Como puede verse en la Figura 41, para el mes de septiembre las radiaciones globales no están muy debajo de los promedios anuales, por lo que desde este punto de vista, se estarían descartando las posibilidades de fracaso en este tipo de proyectos.

Figura 40. Mapa de insolación promedio anual en territorio nacional.

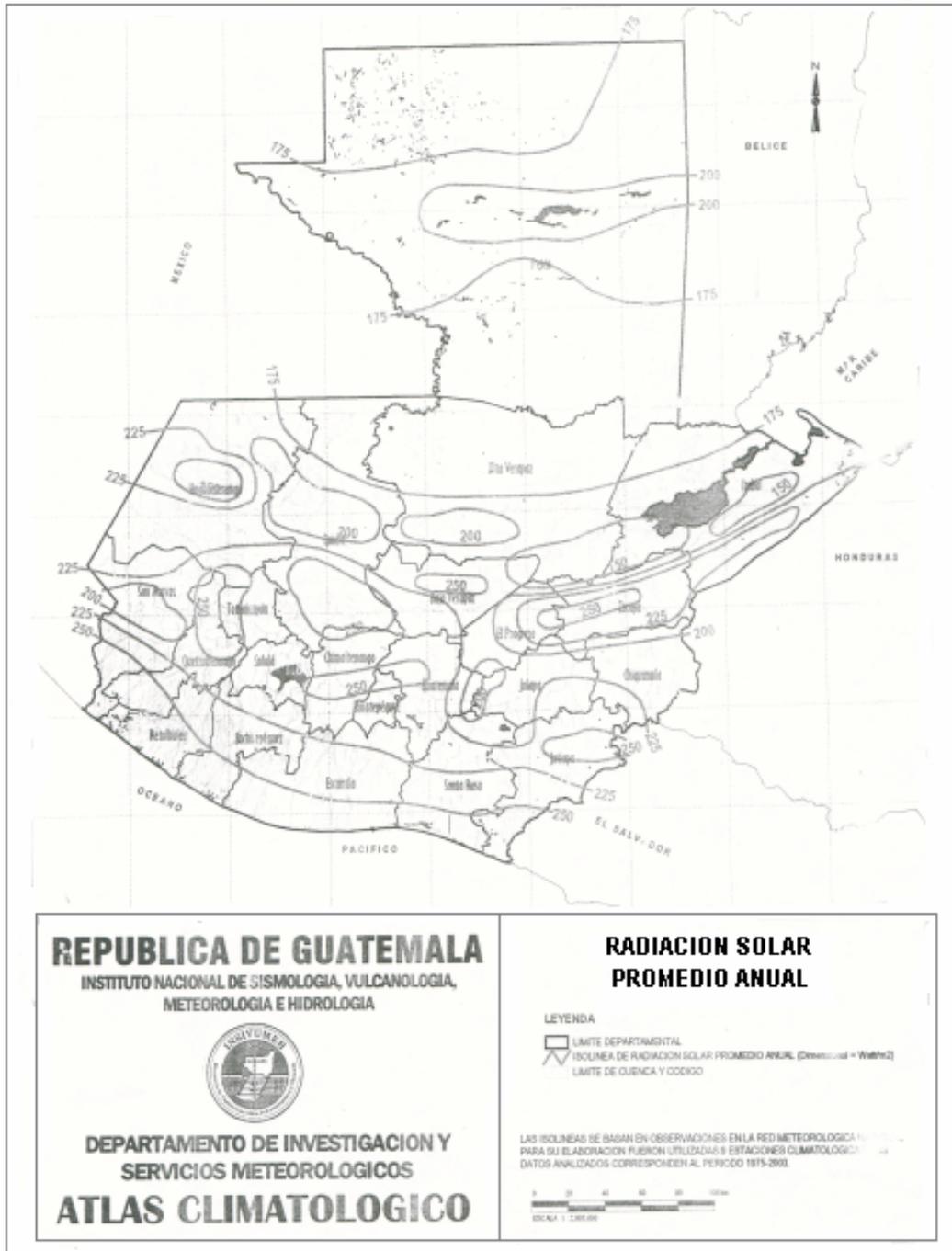


Figura 41. Mapa de insolación promedio septiembre en territorio nacional.



ANEXO 2
Tablas de referencia.

Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección, se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla, se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual, que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla A1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla A2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla A3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla A4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla A5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla A6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla A7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla A8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla A 9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla A 10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla A11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

ANEXO 3
Cotizaciones.



Para : Ing. Marcelo Díaz.
De: Altertec S.A./ Ing. Carlos F. Figueroa.
Asunto: Cotización.
Fecha: 9 de Junio de 2,005.

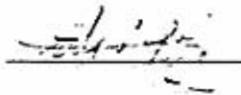
Ing. Díaz.

De la manera mas atenta le estamos saludando, sometiendole a su amable consideración nuestra oferta de servicios de ingeniería para la introducción de energía solar fotovoltaica.

Le detallamos los costos para el desarrollo de un proyecto de este tipo, según los siguientes parámetros:

Un sistema fotovoltaico debe ser diseñado tomando en cuenta la cantidad de energía que se pretende producir, cuando dicho conjunto es diseñado para trabajar acoplado a un inversor, debe proporcionarse la cantidad adecuada de energía a su entrada. Debido a que en su aplicación específica se requiere una salida de al menos 700 W pico, debe alimentarse el inversor con mayor energía de la que se obtendrá a la salida del mismo, esto se logra únicamente colocando un campo de módulos fotovoltaicos debido a que no existe un modulo que produzca mas de 700 Wp (aun en las condiciones de mayor insolación), este campo puede ser compuesto de 5 módulos de 165 Wp de potencia a su salida para obtener una potencia en conjunto de 825 Wp, a todo lo anterior, es anexada una hoja donde se detalla los componentes cotizados y su costo

Sin otro particular, me suscribo
Atentamente

F: 

Ing. Carlos Francisco Figueroa
Gerente de Ventas

**Semáforo 7 Sur, 100 m Norte y 150m. Oeste, Managua, Nicaragua. Telefax: 00-505-265-0693
Fax: 00-505-265-0693 Escribanos a : altertec@ib.com.ni**



Presupuesto:

Este presupuesto no incluye el costo de instalación y envío tomando en cuenta que su residencia esta fuera de Nicaragua, por favor tomar en cuenta este importante aspecto.

ítem	Descripción	Cantidad	Valor	Suma
1	Inversor Exeltech serie Xp- 1,100 para obtener 825 Wp en su salida y con 108 Volts de DC en su entrada incluid rack de montaje y cableado de fácil instalación.	1	US \$ 900.00	US \$ 900.00
2	Modulo solar fotovoltaico marca Schott-APC modelo APC - 165 con capacidad para entregar 165 Wp de potencia a su salida incluyendo diodos de derivación y cableado de instalación.	5	US \$ 800 c/u	US \$ 4,000.00
			Precio especial de 5 elementos en adelante.	
			Total	US \$ 4,900.00

Semáforo 7 Sur, 100 m Norte y 150m. Oeste, Managua, Nicaragua. Telefax: 00-505-265-0693
 Fax: 00-505-265-0693 Escribanos a : altertec@ib.com.ni