



Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA UN SISTEMA DE
GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CON CONEXIÓN
A LA RED ELÉCTRICA PARA USO DOMESTICO”**

TESIS

Que Presenta:

Marco Tulio González Montoya

Para obtener el Título de:

INGENIERO EN ELECTRÓNICA

Asesor de Tesis

Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

Carlos Manuel Sánchez González

Morelia, Michoacán

Noviembre del 2015

Agradecimientos

A mis padres, Rosa Laura Montoya Espinosa y José Luis González Martínez, porque nos han dado todo en la vida y a ellos les debo todo lo que soy.

A mis hermanos José Luis, Rosa Laura y Marcela, por ser siempre un gran ejemplo a seguir, grandes profesionistas, pero sobretodo excelentes seres humanos.

A “mi amore” Elizabeth Ávila Villegas, por ser mi fuente de inspiración y motivo de querer esforzarme cada día para ser mejor.

A mi asesor, el M.C. Carlos Manuel Sánchez González por el gran apoyo y asesoría brindada, no solo para la realización del presente trabajo, sino a lo largo de mi formación académica.

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, cuna de héroes y crisol de pensadores, por haberme brindado una grandiosa formación desde mis estudios de nivel medio superior, no solo académica y profesional, sino también por haberme convertido en un mejor ser humano.

A la Facultad de Ingeniería Eléctrica, por haberme permitido desarrollar mis estudios de nivel superior, bajo la asesoría de excelentes profesores y gran personal humano.

Al Ing. Heriberto Luna, por haber facilitado la información y disposición para la realización del caso de estudio de su sistema, así como su valiosa asesoría otorgada en diversos temas.

Dedicatoria

Dedicada a mis padres, Rosa Laura y José Luis.

Contenido

Agradecimientos.....	ii
Dedicatoria	iii
Contenido	iv
Resumen	vii
Palabras Clave.....	vii
Abstract	viii
Key Words	viii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas	xii
Lista de Términos y Abreviaciones.....	xiii
Capítulo 1 Introducción.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivo	3
1.3 Justificación	4
1.4 Metodología.....	5
1.5 Descripción de los capítulos	6
Capítulo 2 Elementos que Conforman un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico	7
2.1 Celda Solar Fotovoltaica.....	7
2.2 Modelo de la Celda Solar.....	9
2.3. Tipos de Celdas Solares Fotovoltaicas.	12
2.3.1. Celdas Solares de Silicio Monocristalino.....	12
2.3.2. Celdas Solares de Silicio Policristalino	13
2.3.3. Celdas Solares de Silicio Amorfo.....	14

2.3.4.	Celdas Solares de multi-unión de arseniuro de galio (GaAs).....	15
2.3.5.	Concentradores Solares Fotovoltaicos.....	15
2.4.	Punto de Máxima Potencia de un Panel Solar	16
2.4.1.	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia.....	18
2.5.	Clasificación de los Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica.	19
2.5.1.	Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica Aislados	19
2.5.2.	Sistemas de Generación Solar Conectados a la Red Eléctrica	20
2.6.	Inversores de Corriente Directa a Corriente Alterna (CD-CA)	21
2.6.1.	Clasificación de los inversores en sistemas con conexión a la red eléctrica	23
2.7.	Protecciones e Interruptores.....	25
2.8.	Instrumentos de medición de energía	27
Capítulo 3	Elementos que Determinan la Factibilidad de un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico.....	31
3.1.	Recurso Solar	31
3.2.	Clasificación de usuario por CFE de acuerdo al promedio de consumo de energía	33
3.2.1.	Tarifa por consumo de kWh de acuerdo al rango de consumo	33
3.2.2.	Clasificación del usuario de acuerdo a la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC)	35
3.3.	Requisitos de CFE para la conexión a la red eléctrica [10]	36
3.3.1.	Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala	37
3.3.2.	Características de los equipos de medición y comunicación.....	40
3.4.	Retorno de la Inversión de un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico	42
Capítulo 4	Estudio de Factibilidad	43

4.1. Estimación de la capacidad necesaria del sistema de generación fotovoltaico por requisito energético específico.....	43
4.1.1. Ejemplo de estimación de la capacidad del sistema fotovoltaico por requerimiento específico	46
4.2. Estimación de la capacidad del sistema fotovoltaico por disponibilidad de espacio.....	47
4.2.1. Ejemplo de estimación de la capacidad del sistema fotovoltaico por disponibilidad de espacio	49
4.3. Casos de Estudio.....	52
4.3.1. Caso de Estudio 1: Sistema de Generación Solar Fotovoltaico con Conexión a la Red Eléctrica con Capacidad de Generación de 500W.....	52
4.3.2. Caso de Estudio 2: Sistema de Generación Solar Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica con Capacidad de Generación de 500W	61
4.4. Propuestas de implementación de un sistema fotovoltaico	68
4.4.1. Propuesta de implementación 1: Sistema FV de 1.5 kW	69
4.4.2. Propuesta de implementación 2: Sistema FV de 1kW	73
Conclusiones y Trabajos Futuros	78
Conclusiones	78
Trabajos Futuros.....	80
Referencias	82
Apéndices	84
Apéndice A Especificaciones técnicas de los elementos empleados para casos de estudio y propuestas de implementación.....	84

Resumen

La generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables ha ido tomando mayor relevancia en la actualidad como una forma alternativa de satisfacer la creciente demanda energética, supliendo la generación mediante el uso de combustibles fósiles e hidrocarburos, los cuales principalmente derivan en un mayor impacto ambiental en comparación con las fuentes renovables.

En particular, la generación de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica ha sido una de las formas más exploradas en este ámbito, debido al enorme potencial energético con que se cuenta. Los constantes avances en el área de la nanotecnología, la electrónica de potencia y la diversificación de las técnicas para la construcción de estos sistemas de generación, han permitido que sea cada vez más accesible y eficiente la implementación de dichos sistemas.

En el presente trabajo se muestran evidencias acerca de la factibilidad actual tanto económica como tecnológica, de la implementación de un sistema de generación solar fotovoltaico con conexión a la red eléctrica, para uso doméstico.

Dichos elementos se analizarán en manera de comparar los beneficios que puedan otorgar al usuario, de forma en que también puedan derivar en un ahorro económico en el gasto por el consumo de energía eléctrica, en una disminución de las emisiones a la atmosfera por generación de energía eléctrica, entre otros aspectos.

Palabras Clave

Solar, Fotovoltaico, Factibilidad, Doméstico, Generación.

Abstract

The generation of electricity using renewable energy sources has taken on greater importance today as an alternative way to meet growing energy demand, supplying generation using fossil fuels and hydrocarbons, which mainly result in greater environmental impact compared with renewables.

In particular, the generation of electricity using photovoltaic solar energy has been one of the most explored ways in this area, due to the huge energy potential that it has.

Continuing advances in the area of nanotechnology, power electronics and diversification of techniques for building these generation systems, have allowed increasingly to be more accessible and efficient to implement such systems.

By the present work, evidence is presented about the actual economic and technological feasibility of the implementation of a photovoltaic solar generation system coupled to the electric grid in a domestic application.

In this paper evidence on both economic and technological feasibility of implementing a solar photovoltaic generation system connected to the grid for domestic use are presented.

These elements are analyzed in a way to compare the benefits they can provide to the user, how they derive in financial savings in the expense for the consumption of electricity, a reduction in emissions into the atmosphere by power generation, among others.

Key Words

Solar, Photovoltaic, Feasibility, Domestic, Generation.

Lista de Figuras

Capítulo 1

Figura 1. 1 Generación Bruta por Fuente de Energía, año 2002 y 2012. Fuente: CFE	1
Figura 1. 2 Gráfica de la evolución global de la instalación de energía FV anualmente. Fuente: EPIA.....	2
Figura 1. 3 Gráfica de evolución de la capacidad mundial instalada acumulada.	2
Figura 1. 4 Evolución del precio de las celdas solares de silicio cristalino (en dólares).	
Fuente: Bloomberg New Energy Finance.....	3

Capítulo 2

Figura 2. 1 Efecto del campo eléctrico en una celda fotovoltaica. [1]	8
Figura 2. 2 Estructura de la celda solar fotovoltaica. [2]	8
Figura 2. 3 La celda Fotovoltaica, Módulo, Panel Solar y Arreglo de Páneles	9
Figura 2. 4 Circuito equivalente de la celda solar.....	10
Figura 2. 5 Modelo simplificado de la celda solar.....	10
Figura 2. 6 Modelo del circuito de un módulo FV.	11
Figura 2. 7 Ejemplo de un Panel Solar de celdas de Silicio Monocristalino.	13
Figura 2. 8 Ejemplo de un Módulo de Celdas de Silicio Policristalino.....	14
Figura 2. 9 Ejemplo de una Celda Solar de Silicio Amorfo.	14
Figura 2. 10 Ejemplo de Celdas Solares de multi-unión de arseniuro de galio.	15
Figura 2. 11 Estructura general de un Concentrador Fotovoltaico.	16
Figura 2. 12 Curva característica I-V de una Celda Solar Fotovoltaica en la que se muestra el Punto de Máxima Potencia.	16
Figura 2. 13 Curva característica P-V de una Celda Solar Fotovoltaica en la que se muestra el PMP.....	17
Figura 2. 14 Características de insolación de una Celda Solar Fotovoltaica.	17
Figura 2. 15 Características de Temperatura de una Celda Solar Fotovoltaica.	18
Figura 2. 16 Diagrama de elementos que componen un sistema de generación solar fotovoltaico aislado [5].	20
Figura 2. 17 Diagrama de elementos que conforman un sistema de generación con conexión a la red eléctrica.	21

Figura 2. 18 Esquema general de un inversor: a la derecha alimentado por corriente, a la izquierda alimentado por voltaje.....	22
Figura 2. 19 Sistema con conexión a la red eléctrica con Inversor Centralizado.	24
Figura 2. 20 Sistema con conexión a la red eléctrica con Inversores en Cadena.	25
Figura 2. 21 Partes que conforman un interruptor termomagnético.	27
Figura 2. 22 Watthorímetro monofásico analógico utilizado por CFE.....	28
Figura 2. 23 Watthorímetro digital bidireccional empleado por CFE.	29

Capítulo 3

Figura 3. 1 Diagrama que muestra el balance de energía general de energía solar en la tierra.	32
Figura 3. 2 Mapa de Radiación Solar Anual en México por Estados. [9]	32
Figura 3. 3 Mapa de Radiación Solar Anual en el municipio de Morelia.	33
Figura 3. 4 Ejemplo de gráfica de aportación gubernamental de acuerdo al consumo de kWh.	34
Figura 3. 5 Esquema general de conexión de una Fuente de Energía Distribuida.	38
Figura 3. 6 Configuraciones permitidas de conexión al SEN.....	38

Capítulo 4

Figura 4. 1 Ejemplo de área disponible para la instalación de paneles solares.	49
Figura 4. 2 Dimensiones del plano del arreglo.	50
Figura 4. 3 Ejemplo de diagrama de montaje vertical de los paneles.....	51
Figura 4. 4 Diagrama general de elementos del sistema de 250W para caso de estudio 1...54	
Figura 4. 5 Diagrama general de elementos del sistema de 500W para caso de estudio 1...54	
Figura 4. 6 Vista lateral del sistema de 500W para caso de estudio 1.....	55
Figura 4. 7 Vista trasera del sistema de 500W para caso de estudio 1.	55
Figura 4. 8 Vista frontal del sistema de 500W para caso de estudio 1.	56
Figura 4. 9 Diagrama general de elementos que conforman el sistema FV de 500W para caso de estudio 2.	63
Figura 4. 10 Paneles solares que conforman el sistema de 500W para caso de estudio 2... 63	
Figura 4. 11 Vista lateral inferior en donde se muestra la estructura y el inversor que conforman el sistema de 500W para caso de estudio 2.	64

Figura 4. 12 Medidor de energía local e interruptores termomagnéticos que conforman el sistema de 500W para caso de estudio 2.....	64
Figura 4. 13 Diagrama de elementos del sistema FV sugerido para propuesta de implementación 1.....	71
Figura 4. 14 Diagrama de elementos del sistema FV sugerido para propuesta de implementación 2.....	75

Lista de Tablas

Capítulo 2

Tabla 2. 1 Tabla de eficiencia de celdas comerciales [3].	12
Tabla 2. 2 Relaciones físicas entre un medidor analógico y un medidor digital.	30

Capítulo 3

Tabla 3. 1 Clasificación por CFE de la tarifa 1 de acuerdo al rango de consumo de kWh al 15 de septiembre de 2015.	34
Tabla 3. 2 Límites de consumo para ingresar a la Tarifa DAC.	35
Tabla 3. 3 Tarifas Específicas de LAC.	35
Tabla 3. 4 Tarifas Aplicables para Usuarios DAC para el mes de septiembre de 2015.	36
Tabla 3. 5 Tiempos máximos de operación de acuerdo al nivel de tensión anormal.	39
Tabla 3. 6 Tiempos máximos de operación de acuerdo al nivel de frecuencia anormal.	39

Capítulo 4

Tabla 4. 1 Horas de sol pico por día para la República Mexicana.	45
Tabla 4. 2 Ejemplo de Historial de Consumo Eléctrico.	46
Tabla 4. 3 Costos de los elementos del sistema para caso de estudio 1.....	56
Tabla 4. 4 Historial de Consumo Eléctrico para caso de estudio 1. Blanco: Sin sistema FV; Verde: sistema FV 250W; Azul: sistema FV 500W.....	57
Tabla 4. 5 Costo de los Elementos del Sistema para Caso de Estudio 2.	65
Tabla 4. 6 Historial de Consumo Eléctrico para Caso de Estudio 2. Verde: Sin Medidor Bidireccional CFE. Azul: Con Medidor Bidireccional CFE.	65
Tabla 4. 7 Ejemplo de historial de consumo eléctrico para propuestas de implementación.	68
Tabla 4. 8 Costo de los elementos para propuesta de implementación 1.	71
Tabla 4. 9 Costo de los elementos para propuesta de implementación 2.	76

Lista de Términos y Abreviaciones

N_p	Arreglos Paralelos
N_s	Arreglos Serie
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CEA	Consumo Eléctrico Anual
CEPB	Consumo Eléctrico Promedio Bimestral
I_{SC}	Corriente de Corto Circuito
I_{MP}	Corriente de Máxima Potencia
I_0	Corriente de Saturación Inversa
CPB	Costo Promedio Bimestral
DAC	Doméstica de Alto Consumo
n	Eficiencia
EEGB	Energía Eléctrica Generada Bimestralmente
FP	Factor de Potencia
FV	Fotovoltaico
FED	Fuente de Energía Distribuida
kVarh	Kilo VoltAmper-hora
kWh	KiloWattthora
LAC	Límite de Alto Consumo
PCB	Promedio de Consumo Bimestral
PMP	Punto de Máxima Potencia
REB	Requisito Energético Bimestral
RED	Requisito Energético Diario
R_{sh}	Resistencia en Derivación

R_s	Resistencia Serie
Si	Silicio
SIGER	Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
TRI	Tiempo de Retorno de la Inversión
V_{OC}	Voltaje de Circuito Abierto
V_{MP}	Voltaje de Máxima Potencia
Wp	Watt-pico

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes

México es un país cuyas condiciones geográficas y climáticas son privilegiadas para el uso de sistemas fotovoltaicos, ya que cuenta con un índice de radiación solar promedio por día más alto que algunos de los países líderes en generación de energía eléctrica a partir de energía solar, como lo es el caso de Alemania. Actualmente, la energía solar en México no es aprovechada en su totalidad, ya que en su mayoría se utiliza principalmente en sistemas de electrificación rural para zonas aisladas de la red eléctrica. Así mismo, se estima que México cuenta con un potencial de 40 mil Megawatts, de los cuales actualmente solo se aprovechan aproximadamente 2 mil. En la actualidad, la mayor parte de la energía generada en México se obtiene a partir de fuentes de energía no renovables, sin embargo, la creciente escasez de estos recursos, así como el evidente deterioro ocasionado al planeta por la extracción y utilización de estos, hace cada vez más necesario que la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables pase a primer plano por encima de las fuentes no renovables. En la Figura 1.1 se describe la generación por fuente de energía en México.

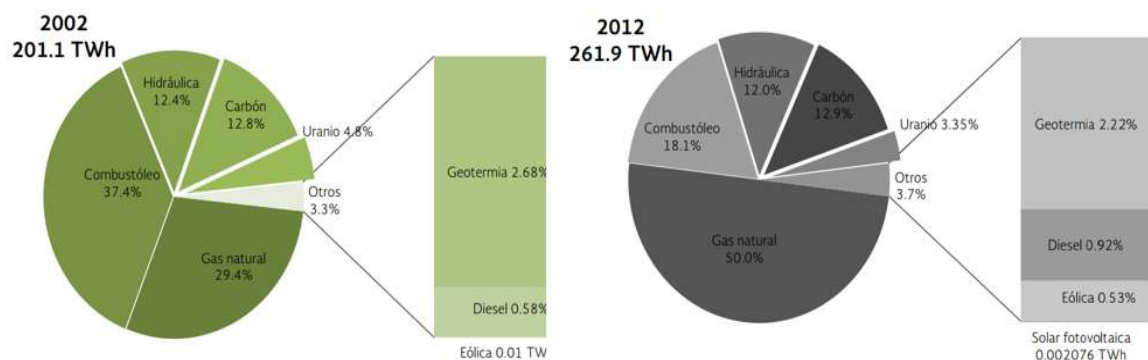


Figura 1. 1 Generación Bruta por Fuente de Energía, año 2002 y 2012. Fuente: CFE

Durante los últimos años, la producción de paneles solares, y la cantidad de energía generada a partir de estos, ha ido incrementando sustancialmente alrededor del mundo, lo cual ha ocasionado que los costos de estos vayan disminuyendo a la par de manera considerable. La Figura 1.2 muestra la evolución mundial de la instalación de energía FV.

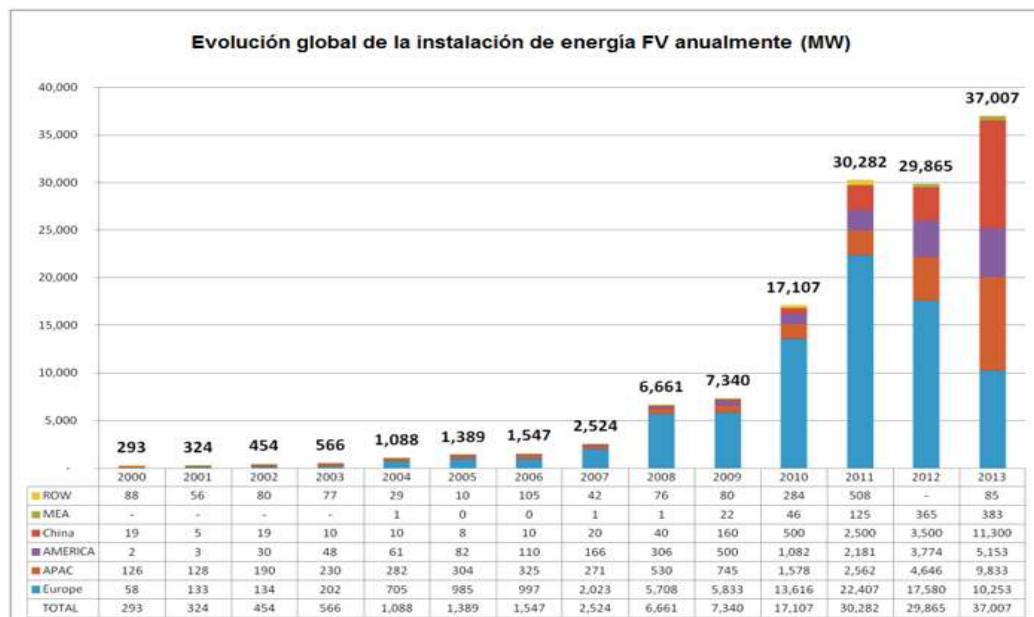


Figura 1. 2 Gráfica de la evolución global de la instalación de energía FV anualmente.
Fuente: EPIA

Así mismo, en la Figura 1.3 se ilustra la evolución mundial de la capacidad instalada acumulada de energía FV.

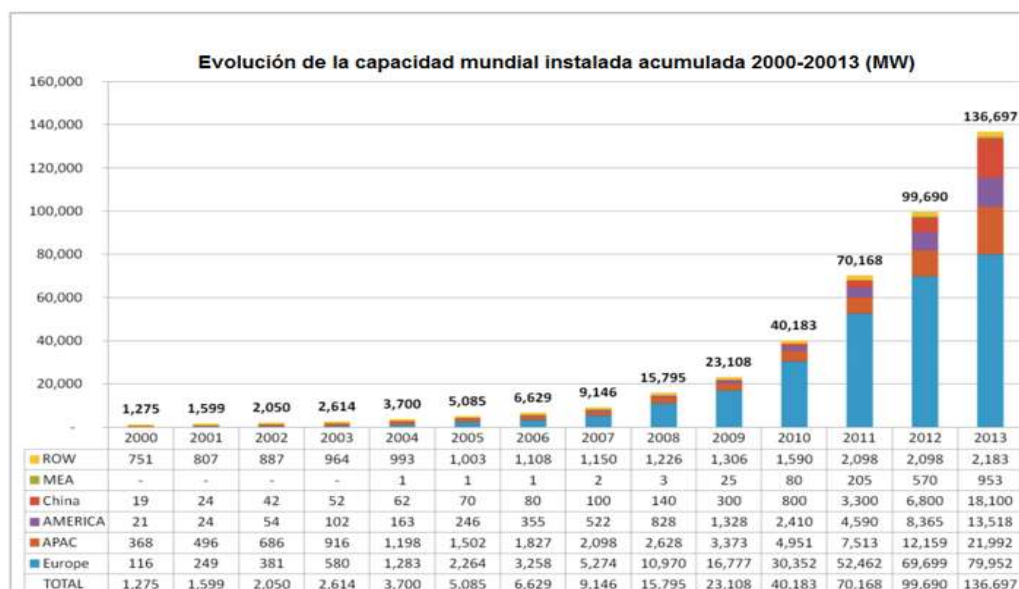


Figura 1. 3 Gráfica de evolución de la capacidad mundial instalada acumulada.

Finalmente, la Figura 1.4 muestra la evolución de los precios de las celdas solares durante los últimos 40 años.

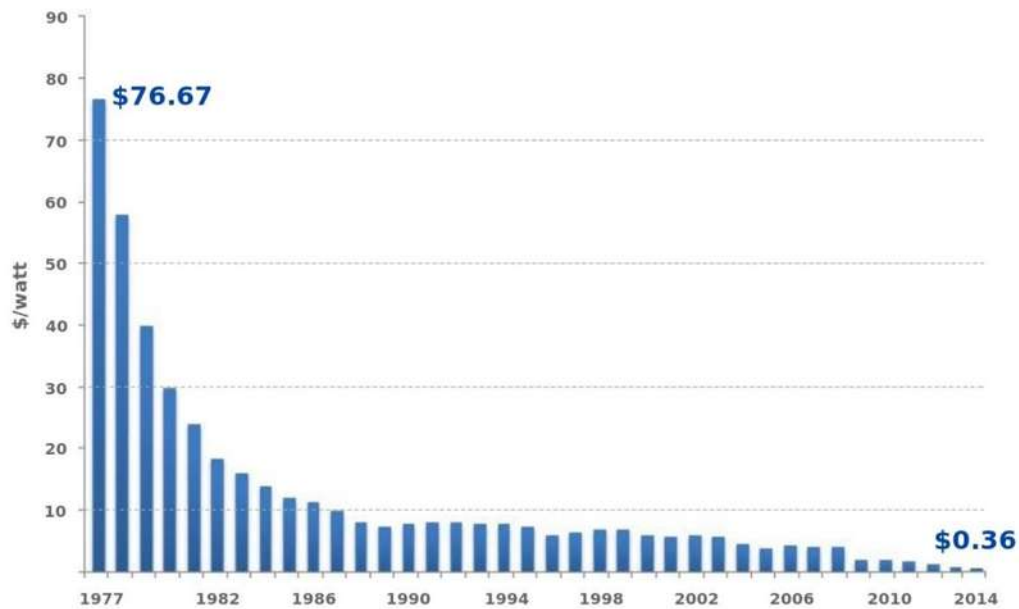


Figura 1. 4 Evolución del precio de las celdas solares de silicio cristalino (en dólares). Fuente: Bloomberg New Energy Finance.

Derivado de lo anterior, los sistemas de generación solar fotovoltaicos para uso doméstico se han vuelto cada vez más accesibles durante los últimos años, al disminuir la inversión requerida para la implementación de este tipo de sistemas, y al ir mejorando el desempeño y eficiencia de dichos sistemas.

1.2 Objetivo

En el presente trabajo se tiene como objetivo general determinar la factibilidad de la implementación de un sistema de generación fotovoltaico para uso doméstico con conexión a la red eléctrica.

Por lo tanto para tratar de alcanzar este objetivo, se plantearán los siguientes objetivos específicos:

- Evaluar y analizar tanto la parte técnica como económica de los elementos existentes en el mercado para la conformación de un sistema de generación fotovoltaico con conexión a la red eléctrica.
- Comprobar el desempeño real de los sistemas FV conectados a la red eléctrica, en usuarios domésticos con un determinado promedio de consumo eléctrico.
- Generar la propuesta más óptima con base en lo analizado, de manera que represente las mayores ventajas que se adapten al caso de un usuario doméstico, que además deriven inmediatamente en un ahorro del gasto en electricidad para el consumidor, y eventualmente en la recuperación de la inversión del sistema, de modo de que el usuario obtenga también beneficio a largo plazo.

1.3 Justificación

La creciente demanda energética en conjunto con el evidente deterioro que ha sufrido nuestro planeta derivado de la utilización de fuentes no renovables para la producción de energía, ha ocasionado que se esté en una búsqueda constante de alternativas para satisfacer las necesidades de la vida cotidiana.

La energía solar fotovoltaica es en la actualidad, una de las alternativas en las que mayor recurso y empeño se les dedica para poder aprovechar de mejor forma esta fuente de energía.

La desmesurada explotación de los recursos no renovables ha ocasionado a su vez, que al generarse una mayor escasez, los costos de producción de energía a partir de estas fuentes vayan incrementando. Lo cual ha dado cabida también, a que los sistemas de generación a partir de fuentes de energía renovables se vayan posicionando de mejor forma en el mercado.

Dado lo anterior nuevas oportunidades de negocio se han generado, debido a que cada vez es mayor el número de consumidores que buscan obtener un ahorro a largo plazo en el consumo de energía eléctrica, reduciendo a su vez el impacto ambiental ocasionado a partir de la generación de la energía eléctrica consumida.

Con la realización de un estudio de factibilidad se busca determinar en cuales casos resulta más conveniente tanto económicamente como tecnológicamente, la implementación de un sistema de generación fotovoltaico para un usuario doméstico, de modo de que la inversión requerida para la construcción del sistema resulte redituable para el consumidor.

En los sistemas aislados de la red eléctrica o “autónomos”, la energía disponible depende de la energía producida y almacenada en bancos de baterías que suelen ser costosos y tener una vida útil reducida. Debido a que los sistemas con conexión a la red eléctrica utilizan el bus de energía de la red eléctrica de Comisión Federal de Electricidad (CFE), la continuidad del servicio en energía eléctrica se garantiza, ya que se cuenta con un respaldo de potencia “infinita” y por lo tanto no es necesario almacenar la energía producida.

1.4 Metodología

- Se realizará una revisión bibliográfica acerca de los elementos que conforman un sistema de generación solar fotovoltaico, ahondando mayormente en los elementos que componen los sistemas conectados a la red eléctrica.
- Se describirá el funcionamiento de los elementos mencionados anteriormente, y se analizarán sus características.
- Se presentará información acerca de la clasificación de los tipos de usuarios definidos por CFE en base a su consumo de eléctrico y necesidades, así como información generalizada acerca de los requisitos establecidos para la conexión los sistemas Fotovoltaicos (FV) a la red eléctrica.
- Se describirán los principales factores que determinan la factibilidad de un sistema FV.
- Se presentarán algunos casos de estudio a partir de sistemas ya implementados y en funcionamiento, de modo de tener una referencia “real” del desempeño y factibilidad de estos sistemas.
- Se formularán propuestas óptimas de implementación de sistemas FV con base en lo analizado con anterioridad.
- Se presentarán conclusiones y observaciones obtenidas a lo largo del presente trabajo.

1.5 Descripción de los capítulos

En el capítulo 1 se encuentran antecedentes de los sistemas fotovoltaicos y su evolución, una descripción general del trabajo, los objetivos del mismo y su justificación para realizarlo, además de la metodología que se empleará para la elaboración del trabajo.

En el capítulo 2 se describe a detalle el funcionamiento de los elementos que conforman un sistema de generación solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica, así como se presenta información acerca de los tipos de sistemas de generación solar existentes, entre otros aspectos importantes relacionados a los sistemas de generación solar fotovoltaicos.

En el capítulo 3 se presentan y describen los principales factores que influyen en la factibilidad de un sistema de generación solar fotovoltaica, así como los requisitos generales establecidos por CFE para la conexión de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.

En el capítulo 4 se presentan casos de estudios de sistemas fotovoltaicos ya implementados, así como se presentan propuestas de implementación factibles para un caso en particular, determinado con base en lo analizado.

Finalmente, se presentan de forma concreta las conclusiones, experiencias y observaciones obtenidas durante la realización del trabajo, así como los posibles trabajos futuros que puedan derivar del presente proyecto.

Capítulo 2

Elementos que Conforman un Sistema de Generación Solar Fotovoltaica

2.1 Celda Solar Fotovoltaica

La energía solar se puede transformar directamente en energía eléctrica mediante el uso de celdas solares fotovoltaicas, este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico. Las celdas solares están compuestas de varios materiales semiconductores, los cuales se convierten en eléctricamente conductivos cuando se les aplica calor o luz. La mayoría de la primera generación de las celdas solares están compuestas de Silicio (Si), el cual es un elemento que existe en cantidades abundantes sobre la superficie terrestre. Sin embargo, más del 95% de estas celdas tienen una eficiencia en la conversión energética cercana al 17%, mientras que las celdas solares desarrolladas durante la última década dentro de un ambiente de laboratorio tienen una eficiencia tan alta como del 31%. Todas las tecnologías relacionadas con la captura de la energía solar se describen como tecnología fotovoltaica, la cual se subdivide a su vez en cristalina, de película delgada, y nanotecnología.

Una técnica de dopado se utiliza para obtener un exceso de portadores de carga positiva (tipo p) o un excedente de portadores de carga negativa (tipo n). Cuando dos capas de diferente dopado están en contacto, se forma una unión p-n en la frontera.

Un campo eléctrico interno se forma, causando la separación de los portadores de carga lanzados por la luz, liberando electrones dentro de la proximidad del campo eléctrico, el cual jala a los electrones del lado “p” al lado “n”. [1] Dicho efecto se puede apreciar de mejor forma en la Figura 2. 1, por otra parte, La Figura 2. 2 muestra la estructura de una celda solar fotovoltaica.

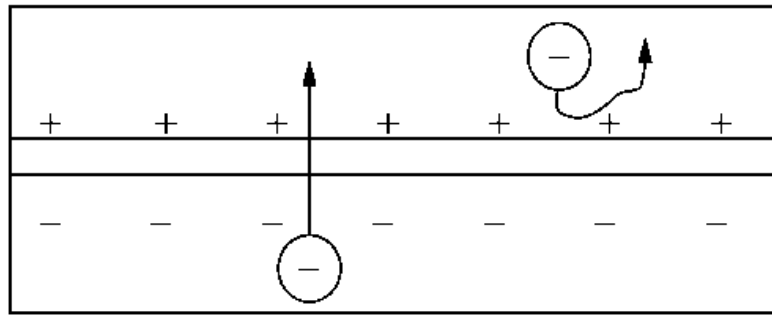


Figura 2. 1 Efecto del campo eléctrico en una celda fotovoltaica. [1]

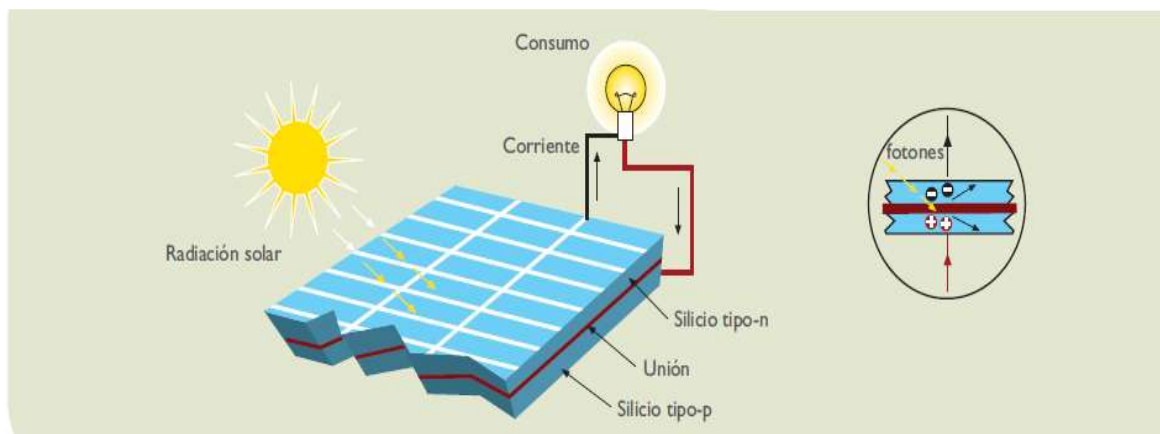


Figura 2. 2 Estructura de la celda solar fotovoltaica. [2]

Los módulos fotovoltaicos generalmente se clasifican usando su potencia pico definida en Watt-pico (W_p), la cual esta definida a $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ bajo condiciones de prueba regulares, las cuales definen el desempeño del módulo fotovoltaico con una irradiancia del sol a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, una temperatura de la celda a 25 C , y masa del aire de 1.5.

Para alcanzar los niveles deseados de voltajes y corrientes, estas celdas solares fotovoltaicas constituyen a su vez, en arreglos serie (N_s) para mayores voltajes, en arreglos paralelos (N_p) para mayores corrientes, y en arreglos serie-paralelo para mayor corriente y voltaje, para así finalmente formar módulos solares fotovoltaicos conocidos comúnmente como paneles solares. La Figura 2. 3 muestra la conformación de los módulos solares, paneles y finalmente un arreglo de paneles.

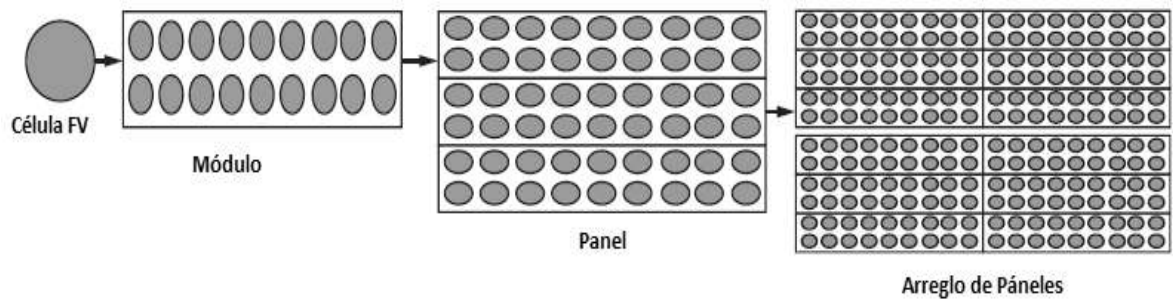


Figura 2. 3 La celda Fotovoltaica, Módulo, Panel Solar y Arreglo de Paneles

El arreglo de celdas solares se enmarca generalmente en aluminio o acero inoxidable, y es cubierto con vidrio transparente por la parte frontal. El voltaje generado por el módulo depende principalmente del diseño y de los materiales de la celda, mientras que la corriente depende principalmente de la irradiancia solar incidente y el área de la superficie de la celda. Esto genera que exista una gran diversidad de módulos o paneles solares en el mercado con características distintas, de modo de que puedan adaptarse dependiendo de la situación en la que se requiera emplear.

2.2 Modelo de la Celda Solar

El modelo equivalente de la celda solar se muestra en la Figura 2. 4, en la cual se puede apreciar que consta de una fuente de corriente en paralelo con un diodo, y adicionado a una resistencia parásita en serie (R_s ; generalmente pequeña), y una resistencia en derivación (R_{sh} ; relativamente grande). La resistencia serie R_s es afectada principalmente por factores como la resistencia de los materiales semiconductores, contactos metálicos, e interconexiones. La resistencia en derivación R_{sh} es afectada principalmente por la no idealidad en la unión p-n, así como las impurezas cerca de la unión. Para simplificar el modelo de la celda solar, generalmente la resistencia en derivación es despreciada, como se muestra en la Figura 2. 5.

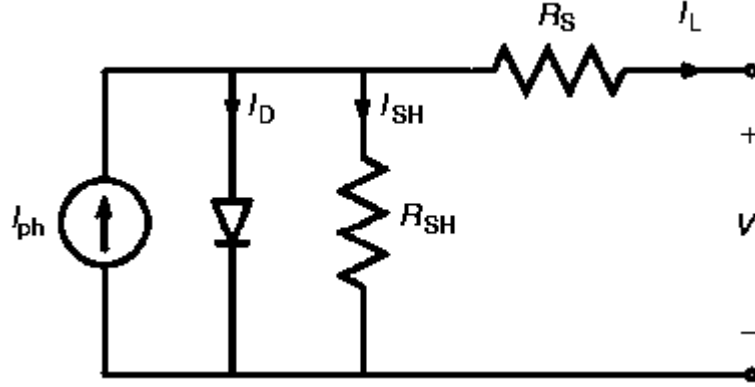


Figura 2. 4 Circuito equivalente de la celda solar.

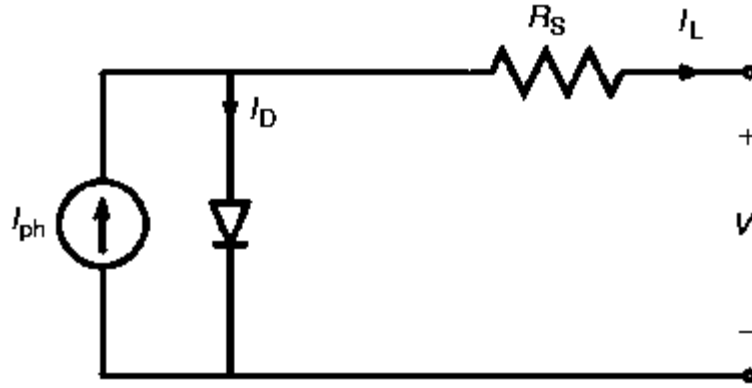


Figura 2. 5 Modelo simplificado de la celda solar.

La corriente del diodo está determinada por la ecuación de Shockley, (Ecuación 2.1):

$$I_D = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] \quad (2.1)$$

En donde I_0 es la corriente de saturación inversa, q es el portador de carga, k es la constante de Boltzman, T es la temperatura de la celda, y n es el factor de idealidad.

Las celdas solares presentan dos características limitantes: el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de corto circuito (I_{sc}). Debido a esto, las celdas solares se caracterizan por su punto de máxima potencia, el cual se presenta cuando el voltaje (V_{MP}) y la corriente (I_{MP}) se encuentran en su máximo valor.

El producto ($V_{MP} \times I_{MP}$) está relacionado generalmente con ($V_{oc} \times I_{sc}$) por un factor de llenado (FF por sus siglas en inglés de *fill factor*), el cual es una medida de la calidad de las uniones y las resistencias en serie, y está definido en la Ecuación 2.2 por:

$$FF = \frac{V_{MP} \times I_{MP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (2.2)$$

Mientras más cercano sea el FF a la unidad, mayor será la calidad del módulo fotovoltaico.

Finalmente, el factor más importante de consideración en un módulo fotovoltaico es su eficiencia (n), la cual está definida en la Ecuación 2.3 por:

$$n = \frac{FF \times V_{OC} \times I_{OC}}{P_{in}} \quad (2.3)$$

En donde P_{in} representa la potencia incidente dependiente del espectro de luz incidente en la celda fotovoltaica.

Dependiendo de la cantidad de celdas que conformen el panel solar y del arreglo en el que se encuentren conectadas, sus características eléctricas (corriente, voltaje, potencia) se ven definidas de la siguiente forma:

$$I_{phtotal} = N_p I_{ph} \quad (2.4)$$

$$I_{0total} = N_p I_0 \quad (2.5)$$

$$n_{total} = N_s n \quad (2.6)$$

$$R_{stotal} = \frac{N_s}{N_p} R_s \quad (2.7)$$

La Figura 2. 6 ilustra el modelo del circuito de un módulo fotovoltaico.

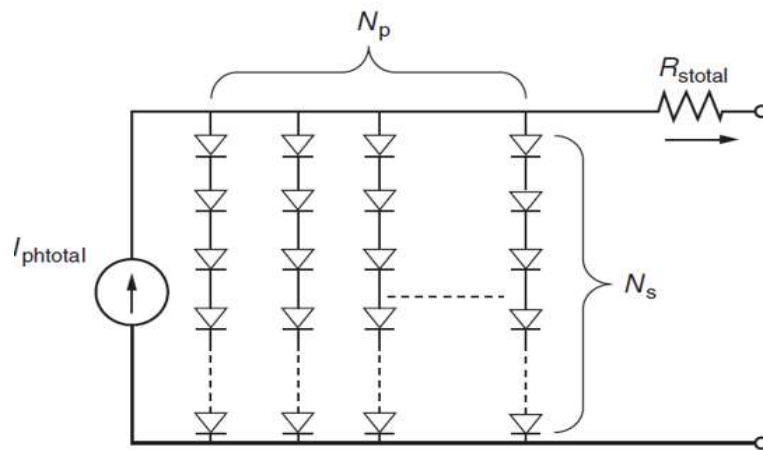


Figura 2. 6 Modelo del circuito de un módulo FV.

2.3. Tipos de Celdas Solares Fotovoltaicas

Las celdas solares fotovoltaicas presentan diferentes características dependiendo de los materiales que se empleen para su elaboración. Dentro de los tipos de celdas solares se pueden encontrar principalmente:

De tecnología cristalina:

- Silicio monocristalino.
- Silicio policristalino.

De tecnología de película delgada:

- Silicio amorfo.
- Multi-unión de arseniuro de galio.

La Tabla 2. 1 muestra un resumen general de la eficiencia de las distintas tipos de celdas comerciales.

Tabla 2. 1 Tabla de eficiencia de celdas comerciales [3].

Material	Eficiencia	Área aproximada requerida por cada KWp (m^2/kWp)
Silicio monocristalino	15 - 18%	~7
Silicio policristalino	12 - 15%	~8
Tiras de silicio policristalino	13 - 14%	~8
Silicio amorfo	5-8 %	~16
Teluro de cadmio (CdTe)	6-9% el módulo	~11
Cobre, indio, y selenio	7.5 – 9.5 el módulo	~10

2.3.1. Celdas Solares de Silicio Monocristalino

Estas celdas fueron las primeras en ser fabricadas, ya que se podían emplear las mismas técnicas utilizadas en la fabricación de diodos y transistores. Comercialmente, en general tienen una eficiencia de conversión que varía en el rango de 15% a 18%, aunque existen algunas con eficiencias un poco mayores. El proceso de fabricación requiere un alto consumo de energía, lo cual las hace más caras. Al cortar los lingotes en finas rebanadas resulta que

las obleas no cubren todo el panel fotovoltaico, sino que dejan las esquinas de cada celda sin material. Tienen una estructura atómica muy ordenada y un color azul metálico. Estas son las más utilizadas en el mercado debido a su alta eficiencia. [4]



Figura 2. 7 Panel Solar de celdas de Silicio Monocristalino.

2.3.2. Celdas Solares de Silicio Policristalino

Estas celdas solares se obtienen cortando longitudinalmente obleas desde un lingote cilíndrico. Para la manufactura de estas celdas, se utilizan los desechos del corte de los monocristales de silicio, o silicio purificado metalúrgicamente, los cuales se funden en un molde cuadrado a una temperatura cercana a los 1500 °C en una atmósfera controlada. Después se aplican varios procesos térmicos y químicos para “remover” las impurezas principales en las esquinas del molde, formando una corteza, la cual se elimina después de la solidificación. La utilización de un método correcto de enfriamiento es esencial y determina el tamaño de los cristales y la distribución de las impurezas restantes, las cuales se concentran principalmente en las esquinas de los cristales, llamadas fronteras granulares. Este proceso hace que este tipo de celdas sean más económicas que las monocristalinas, pero sin embargo son menos eficientes que las celdas monocristalinas. Su eficiencia varía entre 12% y 15%. No tienen una estructura atómica tan ordenada como las monocristalinas lo cual las hace perder eficiencia.



Figura 2. 8 Módulo de Celdas de Silicio Policristalino.

2.3.3. Celdas Solares de Silicio Amorfo

Las celdas solares de película delgada elaboradas en base a Silicio Amorfo, generalmente tienen una eficiencia de conversión inferior al 10%. No poseen una estructura atómica cristalina, por lo tanto su estructura es bastante desordenada. Su fabricación sencilla las hace más baratas que las monocristalinas y policristalinas. Ya que su estructura atómica se aleja de una estructura cristalina pura aparecen más defectos estructurales que aumentan el atrapamiento de las cargas libres resultando en una disminución de la eficiencia de conversión. Debido a esto se debe reducir el espesor del material activo en estas celdas hasta diez veces con relación al espesor de una celda monocristalina, lo que resulta en una disminución del costo.

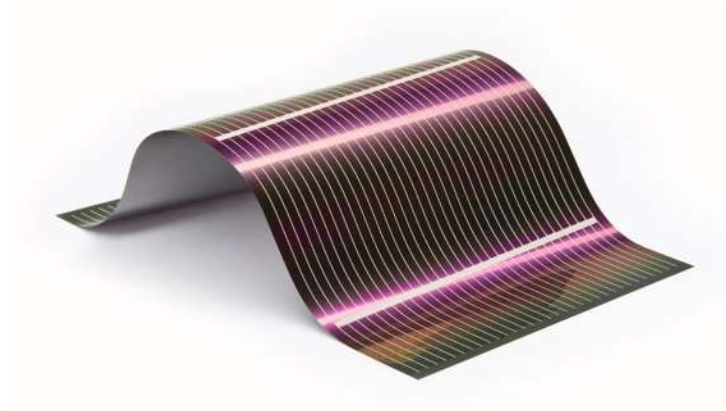


Figura 2. 9 Celda Solar de Silicio Amorfo.

2.3.4. Celdas Solares de multi-unión de arseniuro de galio (GaAs)

Este tipo de celdas son altamente eficientes alcanzando valores de hasta 39%. Regularmente son utilizadas en aplicaciones especiales como los vehículos espaciales, satélites, etc. Estas celdas multi-unión están compuestas por múltiples películas delgadas con semiconductores diferentes en cada una. Para producir la máxima electricidad posible se seleccionan los semiconductores de manera que sean sensibles y logren absorber energía en todo el espectro solar. Sin embargo éste tipo de celdas solares no son muy comerciales debido a su elevado costo.

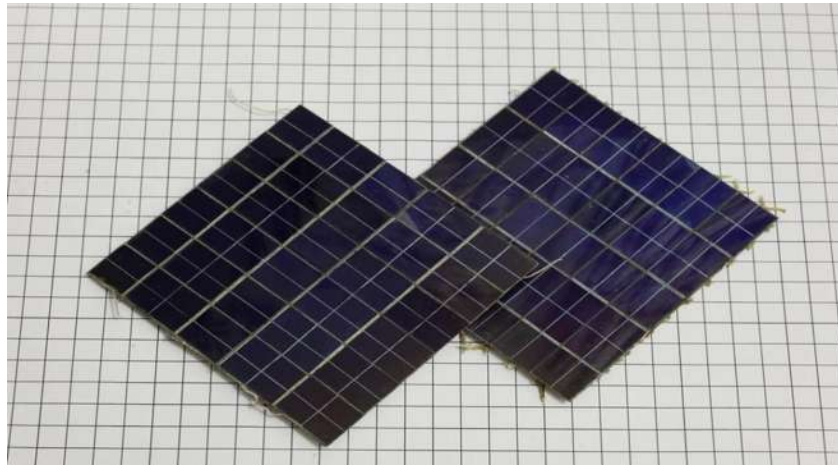


Figura 2. 10 Celdas Solares de multi-unión de arseniuro de galio.

2.3.5. Concentradores Solares Fotovoltaicos

Los concentradores solares fotovoltaicos son sistemas que emplean la concentración de la luz solar sobre celdas fotovoltaicas. Se sustituye el material semiconductor por material reflectante o refractante y se alcanzan altos grados de concentración en una pequeña superficie de celda fotovoltaica llevando a que se puedan utilizar tecnologías más eficientes como las de triple unión. Estas solo pueden aprovechar la energía de irradiación solar directa y por ende su utilización queda restringida a zonas de alta insolación. Se utiliza un seguidor de doble eje para posibilitar un enfoque constante del sol durante todas las horas del día. Los concentradores fotovoltaicos no pueden producir energía cuando el clima está nublado y la componente difusa de luz es muy alta, diferente a los paneles solares fotovoltaicos que sí

pueden producir una fracción de electricidad en estas condiciones dependiendo de la radiación solar disponible.

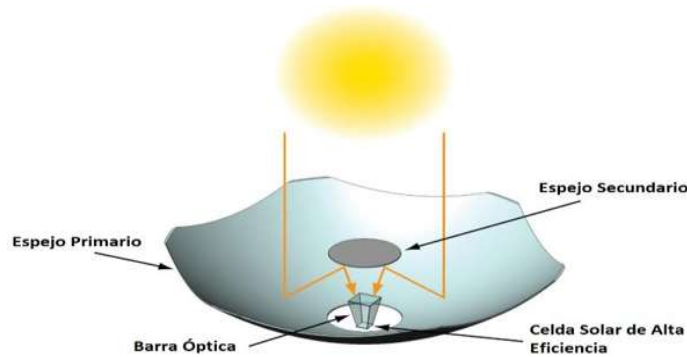


Figura 2. 11 Estructura general de un Concentrador Fotovoltaico.

2.4. Punto de Máxima Potencia de un Panel Solar

Debido a que la implementación de energía solar fotovoltaica es relativamente cara, es importante operar los paneles en condiciones en las que se obtenga su máxima potencia, por lo que generalmente se buscan alternativas que permitan convertir la mayor cantidad de energía posible.

Los paneles solares tienen un punto óptimo de operación llamado Punto de Máxima Potencia (PMP o *MPP en inglés de Maximum Power Point*), el cual se puede apreciar en la Figura 2. 12 y Figura 2. 13.

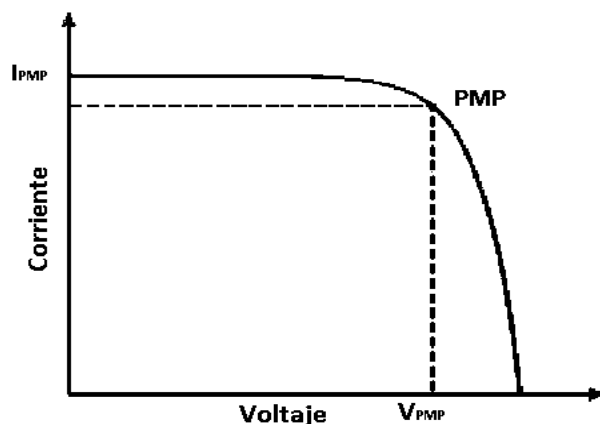


Figura 2. 12 Curva característica I-V de una Celda Solar Fotovoltaica en la que se muestra el Punto de Máxima Potencia.

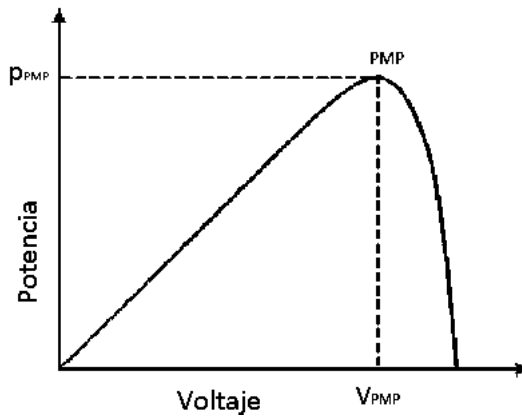


Figura 2.13 Curva característica P-V de una Celda Solar Fotovoltaica en la que se muestra el PMP.

Es posible notar que la potencia incrementa al ir incrementando el voltaje en el panel, alcanzando un valor pico y decrementa cuando la resistencia incrementa al punto donde la corriente cae. De acuerdo a la teoría de la máxima transferencia de energía, este es el punto en el que la carga se iguala a la resistencia del panel solar a un cierto nivel de temperatura e insolación. Estos cambios se pueden apreciar en la Figura 2.14 y en la Figura 2.15 respectivamente.

En las Figuras 2.14 y 2.15 también se muestra que el voltaje de circuito abierto incrementa logarítmicamente mientras que la corriente de corto circuito incrementa linealmente a medida que el nivel de insolación incrementa. Adicionalmente, al incrementar la temperatura de la celda decrementa el voltaje de circuito abierto e incrementa ligeramente la corriente de corto circuito, causando una reducción en la eficiencia de la celda.

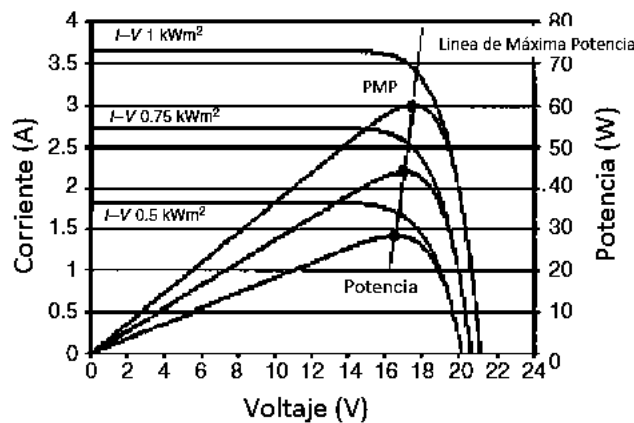


Figura 2.14 Características de insolación de una Celda Solar Fotovoltaica.

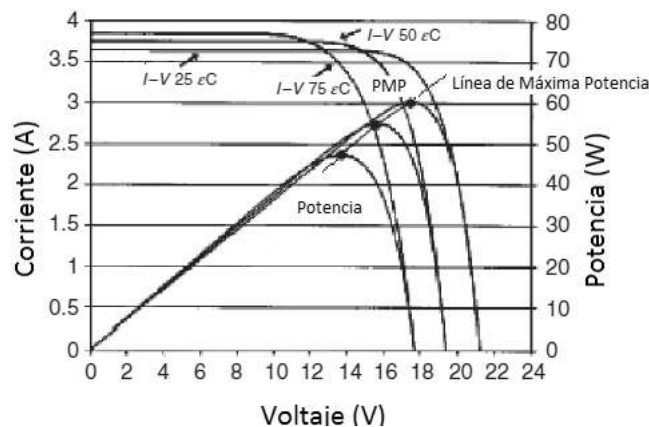


Figura 2. 15 Características de Temperatura de una Celda Solar Fotovoltaica.

2.4.1. Seguimiento del Punto de Máxima Potencia

Para obtener la máxima potencia del Panel Solar Fotovoltaico a una temperatura y condiciones de insolación dadas (las prevalentes en el ambiente), ya sea el voltaje de operación o la corriente deben de ser controladas por un Seguidor del Punto de Máxima Potencia (*MPPT en inglés de Maximum Power Point Tracking*), el cual debe de cumplir con las siguientes características:

- Operar el Panel Solar cercano al Punto de Máxima Potencia sin importar los cambios atmosféricos que se presenten.
- Tener preferentemente un bajo costo y alta eficiencia de conversión.
- Proveer un interfaz de salida compatible con los requerimientos de la aplicación.

El Seguidor del Punto de Máxima Potencia incrementa la energía que se puede transferir del arreglo de paneles al sistema eléctrico. Su función principal es la de ajustar el voltaje de salida del panel para proveer la máxima energía a la carga. La mayoría de los seguidores consisten de tres componentes básicos: un convertidor cd-cd, un sistema de control, y el componente de seguimiento.

El convertidor cd-cd es el componente principal, su función es la de ajustar un nivel de voltaje o corriente necesario para operar en el punto de máxima potencia. Para alcanzar el nivel de voltaje deseado, es necesario el uso de un controlador que monitoree continuamente el sistema mediante el uso del componente de seguimiento, y se asegure de que esté funcionando en el punto de máxima potencia.

Existe una gran variedad de técnicas que utilizan distintos algoritmos para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, las cuales presentan distintas ventajas y desventajas en relación con su facilidad de implementación, costo, eficiencia, etc. Sin embargo, la elección de la técnica de seguimiento generalmente depende del fabricante del módulo, lo cual es importante a tener en consideración al momento de adquirir o implementar un módulo de seguimiento del punto de máxima potencia.

2.5. Clasificación de los Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica.

La energía eléctrica generada mediante las celdas solares se produce en forma de corriente directa (CD), la cual puede ser almacenada directamente mediante un banco de baterías para su posterior utilización; o transformada a corriente alterna (CA) mediante el uso de inversores para su inyección a la red eléctrica.

Por lo tanto, se pueden distinguir principalmente dos tipos de sistemas de generación solar fotovoltaicos:

- Sistemas de generación aislados.
- Sistemas de generación con interconexión a la red eléctrica.

Adicionalmente, existen otros tipos de sistemas de generación híbridos que combinan características de ambos sistemas, sin embargo, los dos sistemas mencionados con anterioridad son los que se describirán más a detalle ya que son los más comunes, y son en los que se centrará el presente trabajo.

2.5.1. Sistemas de Generación Solar Fotovoltaica Aislados

Los sistemas de generación aislados son aquellos en los que el sistema no tiene conexión alguna a la red eléctrica, por lo que la energía disponible en el sistema depende únicamente de la energía generada por el panel solar. Generalmente, la energía producida se almacena en un banco de baterías a través de un controlador que regula la carga de las mismas, aunque en algunas ocasiones la energía generada es utilizada directamente por algún dispositivo sin almacenarse. Adicionalmente, los sistemas de generación aislados pueden incorporar o no un inversor de corriente directa a corriente alterna, con la finalidad de poder alimentar ciertos dispositivos que así lo requieran. La Figura 2. 16 ejemplifica los elementos que componen este tipo de sistemas.

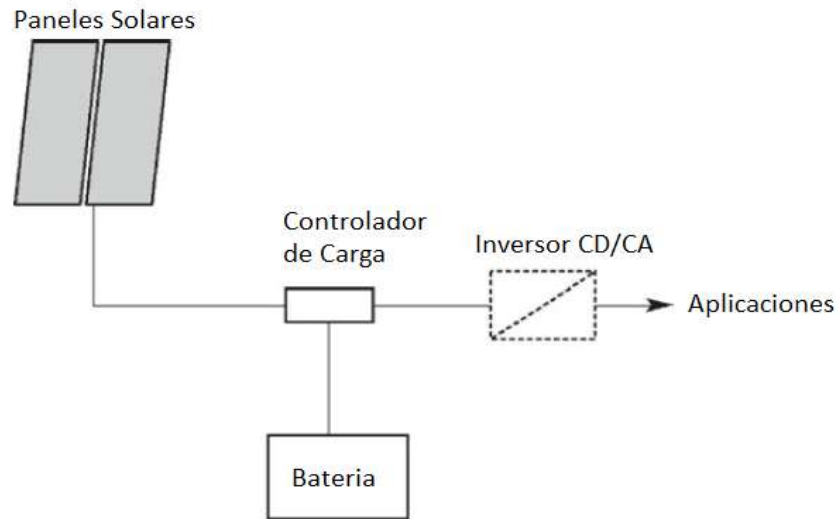


Figura 2. 16 Diagrama de elementos que componen un sistema de generación solar fotovoltaico aislado [5].

Este tipo de sistemas de generación suelen utilizarse en aplicaciones en las que no se cuenta o no resulta conveniente conectarse a la red eléctrica, como en poblaciones alejadas, vehículos móviles, sistemas de iluminación de emergencia, entre otras.

2.5.2. Sistemas de Generación Solar Conectados a la Red Eléctrica

En los sistemas de generación conectados a la red eléctrica, la energía generada mediante los paneles solares no se almacena en un banco de baterías, sino que se inyecta directamente a la red eléctrica disponible con la finalidad de vender la energía generada a la compañía proveedora, o en su defecto para que “se tome a cuenta” por la energía consumida. En este caso el proceso de conversión de corriente directa a corriente alterna es indispensable, ya que a través de la red eléctrica solamente está permitido que fluya corriente alterna. Adicionalmente a la conversión del tipo de corriente, es necesario cuidar los parámetros de voltaje, frecuencia y fase requeridos por la red eléctrica, ya que de lo contrario la interconexión con la red no se puede realizar, además de que esto puede ocasionar un fallo que pueda dañar los componentes del sistema. La Figura 2. 17 muestra un diagrama de los elementos que conforman un sistema de generación con conexión a la red eléctrica.

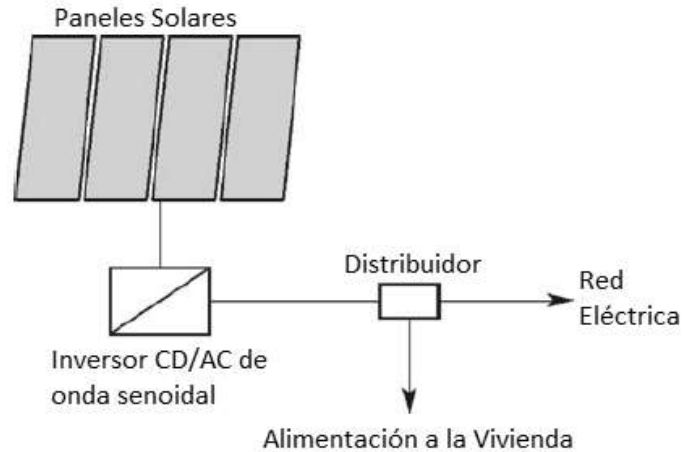


Figura 2. 17 Diagrama de elementos que conforman un sistema de generación con conexión a la red eléctrica.

Los sistemas de generación con conexión a la red eléctrica suelen incorporar adicionalmente, cuadros de protecciones en caso de fallos e instrumentos de medición para cuantificar la energía que se inyecta a la red. Estos elementos generalmente no son indispensables para el caso de los sistemas de generación aislados, ya que para ese caso no es tan necesario conocer exactamente la cantidad de energía eléctrica que está generando el sistema.

2.6. Inversores de Corriente Directa a Corriente Alterna (CD-CA)

La función de un inversor o convertidor CD-CA es cambiar un voltaje de entrada de Corriente Directa (CD) a un voltaje simétrico de salida de Corriente Alterna (CA), con la magnitud y frecuencia deseadas. El voltaje de salida puede ser fijo o variable, a frecuencia fija o variable. Un voltaje variable de salida se puede obtener haciendo variar el voltaje de entrada en CD, manteniendo constante la ganancia del inversor. Por otro lado si el voltaje de CD de entrada es fijo y no es controlable, se puede obtener un voltaje variable de salida haciendo variar la ganancia del inversor.

Las formas de onda del voltaje de salida de los inversores ideales que se desea conectar a la red eléctrica deberían ser del tipo senoidal. Sin embargo, las de los inversores tradicionales no son perfectamente senoidales y presentan un contenido armónico de consideración en función a la aplicación. En aplicaciones de potencia baja e intermedia se

utilizan voltajes de onda cuadrada o casi cuadrada y para aplicaciones con alta potencia se requieren formas de onda senoidal con poca distorsión. [6]

En la Figura 2. 18 se muestra el esquema general de un inversor tanto alimentado por corriente como alimentado por voltaje. La idea general del funcionamiento de estos dispositivos consiste en alternar continuamente el par de interruptores (en este caso MOSFET's) que se encuentran encendidos y conduciendo corriente mediante el uso de una señal de control, de forma de que a la salida (carga) se obtenga una señal de polaridad cambiante (señal de corriente alterna). Para el caso de un inversor alimentado en corriente cabe mencionar que es importante el uso de un tiempo de traslape en las señales de control S1 con S2 y de S3 con S4, con la finalidad de proporcionar en todo momento un camino de carga o descarga al inductor, ya que de no hacerlo los dispositivos de conmutación se dañan. En el caso del inversor alimentado en voltaje, es importante mantener un tiempo muerto entre las señales de control S1 con S3, y S2 con S4, esto con la finalidad de evitar un corto circuito de la fuente de entrada.

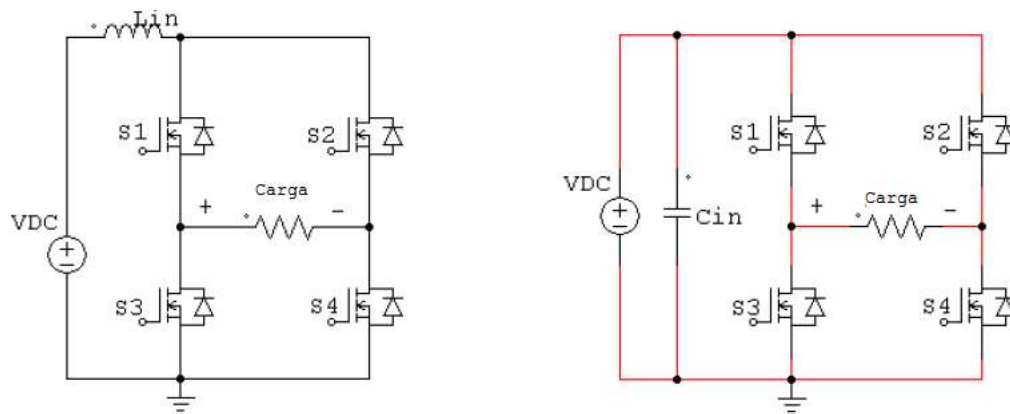


Figura 2. 18 Esquema general de un inversor: a la derecha alimentado por corriente, a la izquierda alimentado por voltaje.

Entre los principales tipos de inversores se pueden encontrar:

1. Inversores Modulados por Ancho de Pulso
 - Tipo Puente Completo
 - Tipo Medio Puente
2. Inversores Resonantes
 - Series

- Paralelo
- Clase E
- Conmutación a Corriente Cero (ZCS)
- Conmutación a Voltaje Cero (ZVS)

3. Inversores Multinivel

- Capacitor Volante
- Diodo Fijador
- Cascada

Los inversores modulados por ancho de pulso son tradicionalmente del tipo medio puente o puente completo y se obtienen una señal de salida con un contenido armónico considerablemente alto, que en algunos casos requiere de una etapa de filtrado para reducirlo.

Los inversores resonantes son principalmente utilizados para aplicaciones como balastos electrónicos o calentamiento por inducción, este tipo de inversores tiene la característica de reducir las pérdidas por conmutación de los dispositivos semiconductores.

Los inversores multinivel son implementados principalmente en aplicaciones enfocadas para motores y recientemente para aplicaciones de energías renovables, su principal ventaja es que dividen los esfuerzos de los dispositivos de conmutación, por lo tanto son capaces de manejar una mayor cantidad de potencia, además de proporcionar una base para la implementación de técnicas especiales que permiten la eliminación de armónicos cercanos a la frecuencia fundamental con frecuencias de conmutación baja.

2.6.1. Clasificación de los inversores en sistemas con conexión a la red eléctrica

Como se mencionó anteriormente, la función principal del inversor, es la de convertir la corriente directa producida por los paneles solares en corriente alterna para poder ser entregada a la red eléctrica. Sin embargo, los inversores pueden emplearse de distintas formas en estos sistemas de acuerdo a las necesidades y características que se busquen. Es posible encontrar principalmente dos formas de implementar estos sistemas:

- Sistemas con inversor centralizado.
- Sistemas con inversores en cadena.

Como se muestra en la Figura 2. 19, en los sistemas con inversor centralizado los paneles o arreglo de paneles solares se conectan en paralelo a un único inversor conectado a la red eléctrica, por lo que el inversor central debe de ser capaz de manejar toda la potencia generada

por los paneles. Esto ocasiona que la implementación de un sólo inversor central sea más sencilla y en algunos casos más económica en comparación con varios inversores en cadena. Sin embargo, debido a que los componentes del inversor central manejarán mayor potencia, esta implementación puede no resultar tan conveniente en sistemas de mayor potencia, y así mismo no tan económica como en los sistemas de baja potencia.

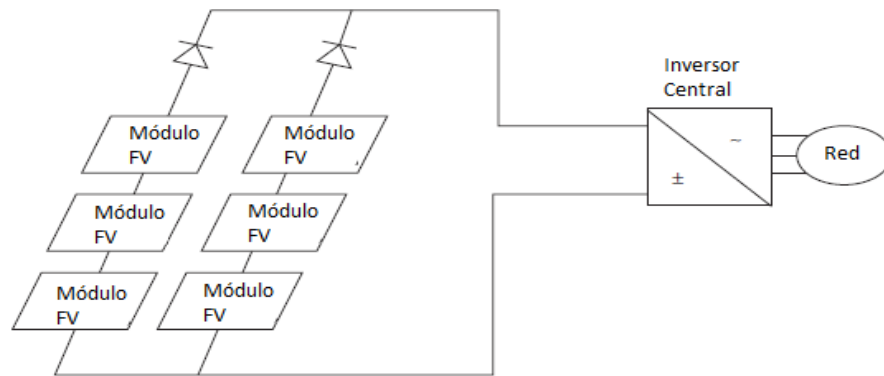


Figura 2. 19 Sistema con conexión a la red eléctrica con Inversor Centralizado.

En la Figura 2. 20 se muestra un sistema con inversores en cadena, en la cual se aprecia el uso de un inversor conectado a la red para cada panel o arreglo de paneles. Para este tipo de conexión, la capacidad de potencia que necesita manejar el inversor depende únicamente del panel o arreglo de paneles, por lo que suele ser mucho menor a la potencia manejada por un inversor central. Adicionalmente, este tipo de sistemas son más eficientes debido a que se eliminan las pérdidas debidas a las diferencias de voltaje/corriente que pueden existir entre los paneles solares ocasionadas por el material, el nivel de insolación, el ángulo de inclinación, etc. Así mismo el sistema se vuelve más modular, por lo que si falla un inversor, los demás pueden seguir funcionando, y el sistema no se tiene que parar forzosamente durante el periodo de reparación o reemplazo del inversor fallido. Sin embargo, debido a que crece la cantidad de inversores utilizados para cada panel solar, la complejidad de este tipo de sistemas incrementa un poco más y por lo tanto suelen ser más costosos de implementar.

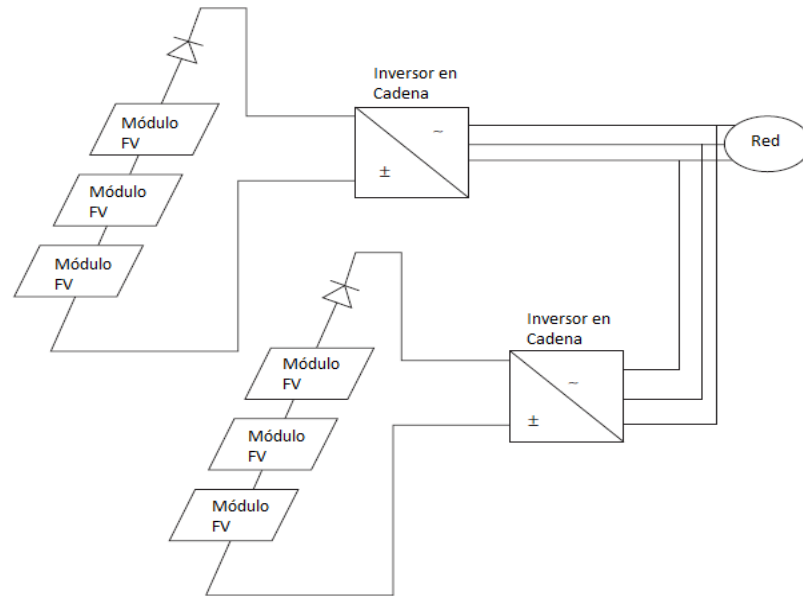


Figura 2. 20 Sistema con conexión a la red eléctrica con Inversores en Cadena.

2.7. Protecciones e Interruptores

En el sentido amplio de la palabra, se puede definir el concepto de “protección” como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de los incidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas.

Se pueden distinguir dos tipos principales de protecciones. Los sistemas de protección directas son todos aquellos sistemas en los cuales el elemento de medida es, generalmente, el mismo que el de corte, y la magnitud que hay que controlar, normalmente la intensidad, se aplica a la protección sin ningún tipo de transformación. Entre las protecciones más comunes de éste tipo, se encuentran: los fusibles, los relés directos entre otros. Los sistemas de protección indirectos son aquellos en los que las magnitudes que hay que controlar (tensión, intensidad, temperatura, etc.) se transforman en valores normalizados antes de inyectarse al relé de protección. En general estos sistemas son más costosos que los directos al precisarse. Entre estos tipos se pueden encontrar: sistemas electromagnéticos, sistemas de electrónica convencional, sistemas electrónicos digitalizados entre otros.

Para proceder a la determinación de las protecciones necesarias en una instalación cualquiera, es preciso disponer de la información completa de ésta y conocer debidamente la incidencia de la misma sobre el resto del sistema eléctrico al que está conectada. [7]

La elección de los interruptores y protecciones dependerá de algunos factores como:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Potencia de ruptura
- Tiempo de desconexión
- Tiempo de conexión
- Instalación interior o intemperie y condiciones climáticas
- Exigencias de mantenimiento
- Costo

2.7.1. Interruptores Termomagnéticos

Los interruptores termomagnéticos son dispositivos diseñados para conectar y desconectar un circuito por medios no automáticos y desconectar el circuito automáticamente para un valor predeterminado de sobrecorriente, sin que se dañe a sí mismo cuando se aplica dentro de sus valores de diseño.

La operación de cerrar y abrir un circuito se hace por medio de una palanca que indica posición “adentro” y “fuera”. La característica particular de los interruptores termomagnéticos es el elemento térmico conectado en serie con los contactos, que tiene como función proteger contra condiciones de sobrecarga gradual la corriente que pasa a través del elemento térmico conectado en serie y origina su calentamiento, cuando se produce un excesivo calentamiento como resultado de un incremento en la sobrecarga, unas cintas bimetalicas operan sobre los elementos de sujeción de los contactos desconectándolos automáticamente. Las cintas bimetalicas están hechas de dos metales diferentes, unidas en un punto una a otra.

Debido a que se toma un cierto tiempo para que el elemento bimetalico se caliente, el disparo o desconexión de los interruptores termomagnéticos no ocurre precisamente en el instante en que la corriente excede a su valor permisible, por lo que este tipo de interruptores no se recomienda su uso en instalaciones en donde se requiere protección instantánea contra cortocircuito. [8] La Figura 2. 21 muestra las partes que conforman un interruptor termomagnético.

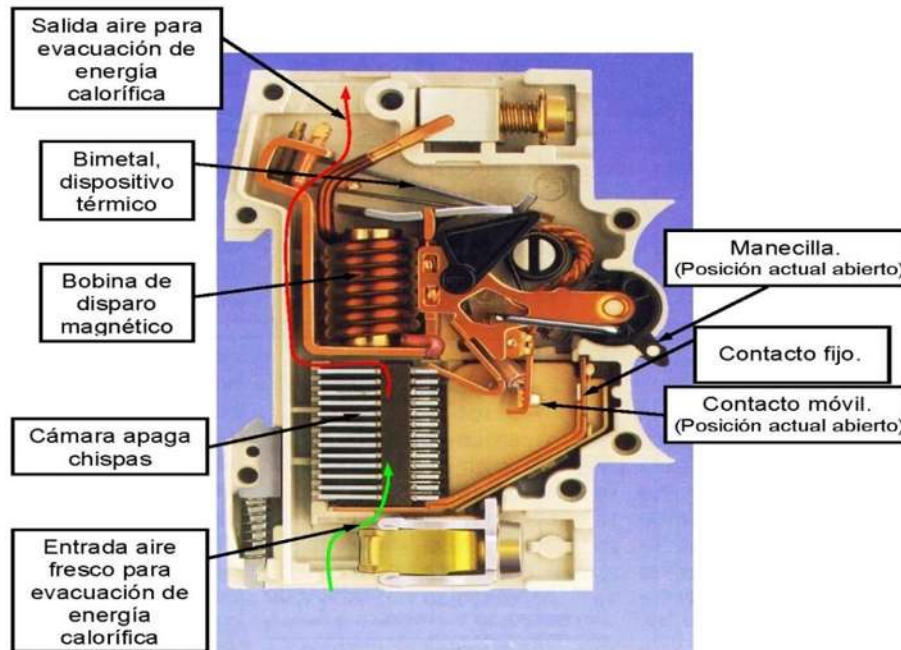


Figura 2. 21 Partes que conforman un interruptor termomagnético.

2.8. Instrumentos de medición de energía

Cuando la potencia que se disipa en una carga se calcula en términos del tiempo, se puede determinar la cantidad de energía consumida por la carga. Si se entrega un watt durante 1 segundo, la energía consumida en este tiempo es igual a 1 joule. Por lo tanto, al joule también se le llama watt-segundo. En los cálculos de potencia eléctrica, también se emplean el watt-hora o el kilowatt-hora, ya que con frecuencia son unidades más convenientes que el watt-segundo. Un kilowatt-hora representa 1000 watts entregados durante 1 hora.

En los puntos de distribución debe haber dispositivos de medición para registrar la cantidad de energía utilizada por cada hogar o consumidor industrial; y para el caso particular de un sistema de generación, para registrar la cantidad de energía generada e inyectada a la red eléctrica con la finalidad de que el suministrador tome en cuenta ésta energía generada. De este modo el abastecedor puede cobrar al consumidor la diferencia en la energía que se le suministra y se genera durante determinado tiempo. La unidad de energía en la que se expresa la electricidad vendida es el kilowatt-hora (kWh). El dispositivo más común de medición de energía es el wathorímetro. [9]

Los wathorímetros se pueden clasificar según las siguientes características:

- Tecnológicas: Electromecánicos (conocidos como Analógicos) y Electrónicos (también conocidos como digitales o de estado sólido).
- Funcionales: Monofásicos, Bifásicos y Trifásicos.
- Energéticas: Medidores de Energía Activa en kWh y de Energía Reactiva en kVarh.

El Watthorímetro electromecánico es un dispositivo que registra e integra la energía eléctrica, basando su funcionamiento en el llamado principio motor de Ferraris. El Watthorímetro electromecánico de inducción fue patentado por Elihu Thomson en 1889 y es la base de los medidores electromecánicos que se han instalado desde hace 120 años. Este dispositivo registra el consumo de la energía de una carga mediante el conteo de las vueltas de un disco giratorio de aluminio. El giro del disco es causado por la potencia que pasa a través del medidor. La Figura 2. 22 muestra un watthorímetro analógico utilizado por CFE.



Figura 2. 22 Watthorímetro monofásico analógico utilizado por CFE.

El Watthorímetro de estado sólido o medidor electrónico, es la evolución moderna del medidor de elemento motor. En estos medidores, la corriente, la tensión y el ángulo de fase, actúan sobre sensores que a su vez están conectados a un circuito electrónico de estado sólido para producir por medio de un software pulsos de salida cuya frecuencia es proporcional a

las Watt-horas consumidas, entre otros parámetros. No hay movimiento de elementos (disco giratorio) ni bobinas de corriente ni potencial que lo impulsen, esto hace que se reduzcan las pérdidas de las bobinas y se elimine la fricción del disco y del registro. Estos Wathhorímetros tienen una memoria de almacenamiento de eventos en el medidor, por ejemplo fallas de energía, alto o bajo voltaje y desconexión e inversión del medidor, así mismo el circuito electrónico del medidor se encarga también de controlar el dispositivo de conexión y desconexión del flujo de energía eléctrica al usuario. [10]

En la actualidad, la mayoría de los medidores de energía empleados son wathhorímetros digitales, y para el caso de los sistemas de generación, son bidireccionales, es decir pueden registrar la cantidad de energía consumida por la carga, así como la cantidad de energía producida por el sistema de generación. La Figura 2. 23 ilustra un wathhorímetro digital empleado por CFE.



Figura 2. 23 Wathhorímetro digital bidireccional empleado por CFE.

La siguiente tabla muestra a modo de comparación las relaciones físicas entre ambos medidores:

Tabla 2. 2 Relaciones físicas entre un medidor analógico y un medidor digital.

Electromecánico (Analógico)	Estado Sólido (Digital)
Bobina de potencial	Sensor de voltaje
Bobina de corriente	Sensor de corriente
Disco e imán	Transductor de Watts-hora
Función de registración	Microprocesador memoria no volátil
Manecillas	Pantalla de cristal líquido
Precisión de la lectura $\pm 2\%$	Precisión de la lectura $\pm 0.5\%$
No incluida	Programación anti-manipulación por parte del usuario para evitar usos ilícitos
No incluida	Dispositivo de conexión y desconexión (relevador)
No incluida	Tarjeta inteligente sin contacto para administración del consumo por el usuario y su concientización para ahorrar energía.

Capítulo 3

Elementos que Determinan la Factibilidad de un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico

Bajo el esquema de medición neta que actualmente existe en México, un Sistema de Generación Fotovoltaico con Conexión a la red para un usuario doméstico es rentable dependiendo de diversos factores como lo son el consumo eléctrico que se tenga, de la tarifa aplicable, del costo del sistema, del recurso solar disponible y del periodo de retorno de la inversión del sistema. [3]

3.1. Recurso Solar

La potencia total de una fuente de radiación sobre una unidad de área se denomina irradiancia.

La insolación es la cantidad de energía solar sobre una superficie en un rango de tiempo determinado, y es comúnmente expresado como un promedio de irradiancia en W/m^2 o $kWh/(m^2 * dia)$.

La dirección de incidencia de la irradiación solar sobre un punto se divide en dos componentes: la irradiación solar directa y la irradiación solar difusa. La irradiación solar directa es la radiación que no es reflejada o dispersada y llega a la superficie en línea desde el disco solar. La irradiación solar difusa es aquella cuya dirección del rayo solar ha sido modificada debido a los procesos de difusión existentes, por sus características se considera que esta luz viene de todas las direcciones. La suma de ambas se conoce como irradiación total incidente. La radiación que alcanza el suelo de la Tierra es extremadamente variable. Esto varía diariamente y cada año de manera regular debido a la traslación de la Tierra alrededor del sol. También de manera irregular debido a las variaciones climáticas (nubosidad), como también por la composición general de la atmosfera. La Figura 3. 1 describe de forma más clara lo anterior.

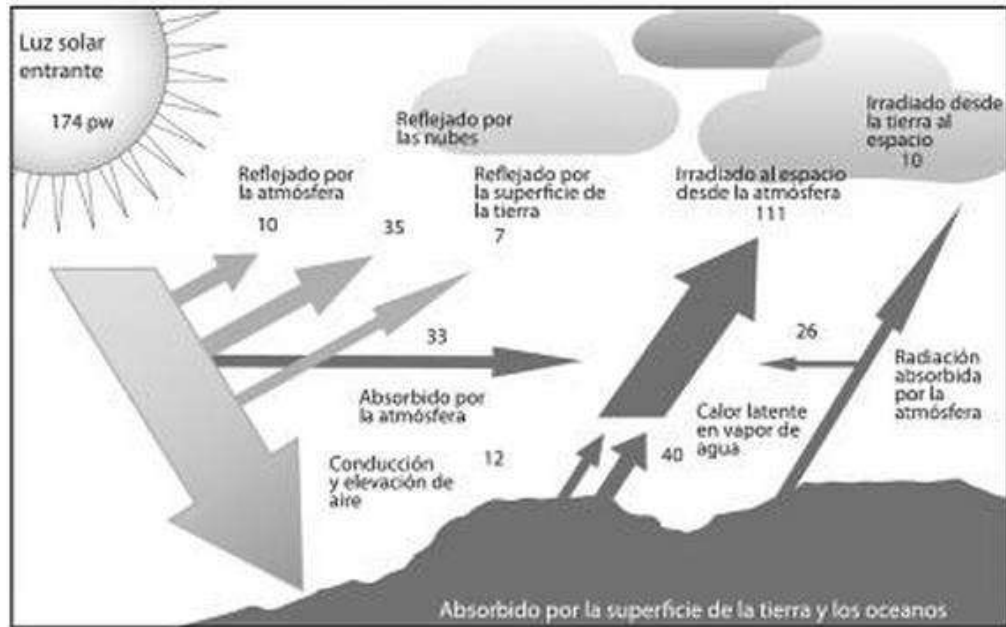


Figura 3. 1 Diagrama que muestra el balance de energía general de energía solar en la tierra.

La Figura 3. 2 muestra un mapa de la radiación total incidente en la República Mexicana, en el que se puede apreciar que los estados con mayor nivel de radiación total incidente son los situados al norte del país.



Figura 3. 2 Mapa de Radiación Solar Anual en México por Estados. [11]

Así mismo, mediante el uso del SIGER (Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México), se puede apreciar en la Figura 3. 3 los datos de radiación total en el municipio de Morelia, Michoacán.

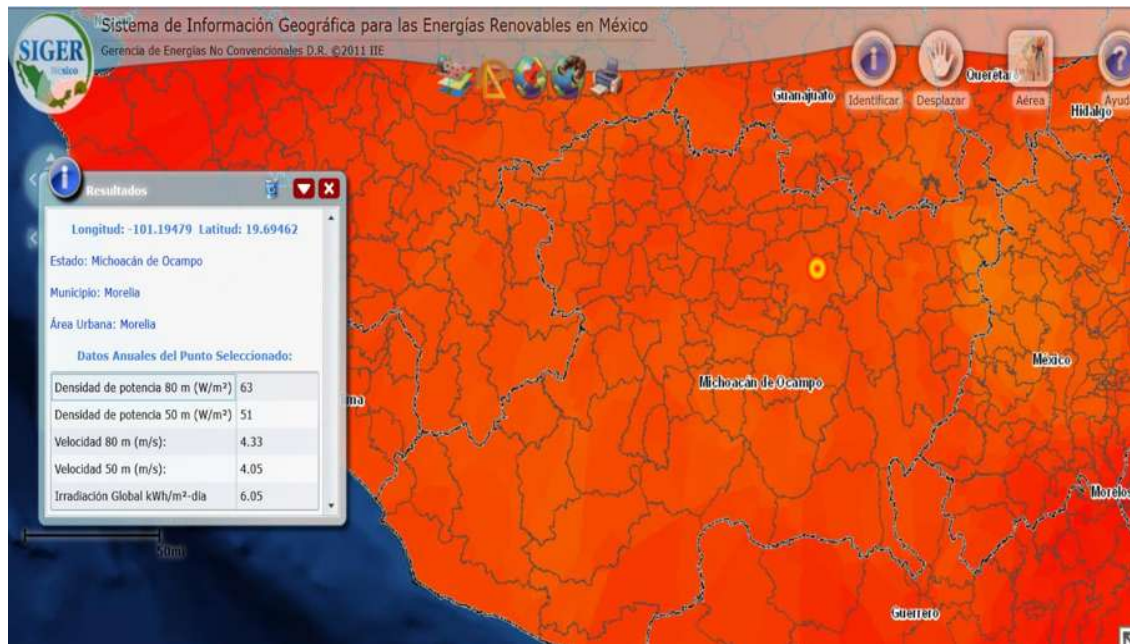


Figura 3. 3 Mapa de Radiación Solar Anual en el municipio de Morelia.

3.2. Clasificación de usuario por CFE de acuerdo al promedio de consumo de energía

3.2.1. Tarifa por consumo de kWh de acuerdo al rango de consumo

La comisión federal de electricidad tiene establecidas ciertas tarifas para los usuarios domésticos de acuerdo al consumo energético al bimestre que presente el usuario. Por lo que el costo del kWh tiene un precio mayor o menor dependiendo del rango en el que se encuentre clasificado el consumo registrado en el bimestre. Las tres clasificaciones se presentan a continuación en la Tabla 3. 1.

Tabla 3. 1 Clasificación por CFE de la tarifa 1 de acuerdo al rango de consumo de kWh al 15 de septiembre de 2015.

Concepto	kWh al bimestre	Precio por kWh (pesos)
Básico	<i>Primeros 150 kWh</i>	\$0.809
Intermedio	<i>Del kWh 151 al kWh 280</i>	\$0.976
Excedente	<i>kWh > 280</i>	\$2.859

Lo anterior se ve reflejado en que de acuerdo al consumo que se tenga al bimestre, el usuario cuenta con el apoyo de un porcentaje de aportación gubernamental por el costo de la energía consumida. Como se muestra en el ejemplo de la Figura 3. 4, a mayor consumo de kWh menor es el porcentaje de Aportación Gubernamental. Así mismo como se muestra en la imagen, cuando se supera el límite establecido para entrar en la tarifa Doméstica de Alto Consumo (500 kWh para el ejemplo con Tarifa 1), la aportación gubernamental por consumo de energía desaparece, incrementando considerablemente el costo por consumo de la energía.

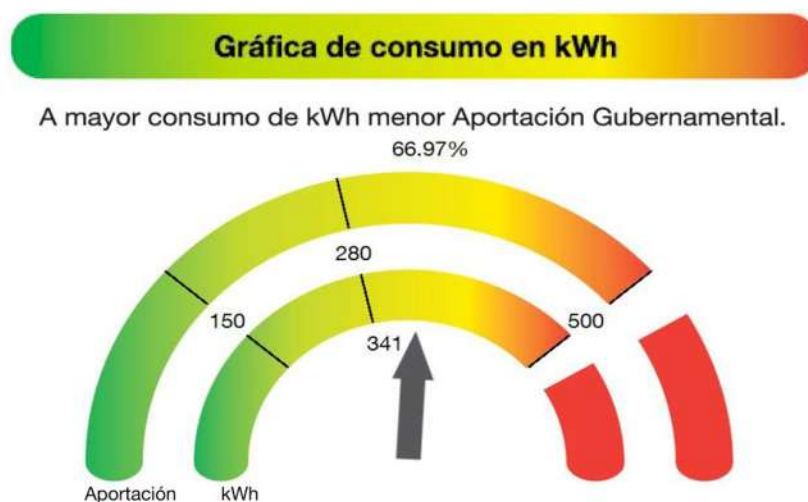


Figura 3. 4 Ejemplo de gráfica de aportación gubernamental de acuerdo al consumo de kWh.

3.2.2. Clasificación del usuario de acuerdo a la tarifa Doméstica de Alto

Consumo (DAC)

El aspecto que favorece mayormente la rentabilidad es cuando el consumo mensual promedio del usuario (promedio móvil del consumo durante los últimos 12 meses), supera el límite de alto consumo establecido por la CFE para cada localidad mostrado en la Tabla 3. 2. Cuando el usuario mantenga un consumo mensual promedio inferior al Límite de Alto Consumo (LAC) fijado para su localidad establecido en la Tabla 3. 3, la CFE aplicará la tarifa de servicio doméstico correspondiente fijada en la

Tabla 3. 4. La CFE establece esta tarifa para uso exclusivamente doméstico y es aplicable individualmente a cada residencia, apartamento, apartamento en condominio o vivienda. Las siguientes tablas muestran la clasificación de estas tarifas de acuerdo a CFE actualizadas al año 2015:

Tabla 3. 2 Límites de consumo para ingresar a la Tarifa DAC.

Tarifa	Límite para ingresar a la tarifa DAC	
1	250 kWh/mes	500 kWh/bimestre
1A	300 kWh/mes	600 kWh/bimestre
1B	400 kWh/mes	800 kWh/bimestre
1C	850 kWh/mes	1,700 kWh/bimestre
1D	1,000 kWh/mes	2,000 kWh/bimestre
1E	2,000 kWh/mes	4,000 kWh/bimestre
1F	2,500 kWh/mes	5,000 kWh/bimestre

Tabla 3. 3 Tarifas Específicas de LAC.

Tarifas específicas 1,1A,1B,1C,1D,1E y 1F	
1	Servicio doméstico
1A	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 25 grados centígrados

Tarifas específicas 1,1A,1B,1C,1D,1E y 1F	
1B	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 28 grados centígrados
1C	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 30 grados centígrados
1D	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 31 grados centígrados
1E	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 32 grados centígrados
1F	Servicio doméstico para localidades con temperatura media mínima en verano de 33 grados centígrados

Tabla 3. 4 Tarifas Aplicables para Usuarios DAC para el mes de septiembre de 2015.

Región	Cargo Fijo \$/Mes	Cargo por Energía Consumida \$/kWh
Central	\$84.80	\$3.534
Noroeste	\$84.80	\$3.309
Norte y Noroeste	\$84.80	\$3.226
Sur y Peninsular	\$84.80	\$3.227

De la

Tabla 3. 4 es importante mencionar que cuando el usuario pertenece a la tarifa DAC, la Tabla 3. 1 en la que se ejemplifica el cobro de kWh por concepto denominado “básico” e “intermedio” no aplica, y en lugar de estos conceptos, se realiza un cargo fijo correspondiente a cada una de estas categorías, como se muestra en la tabla anterior.

3.3.Requisitos de CFE para la conexión a la red eléctrica [12]

Los requisitos para realizar un contrato de interconexión en pequeña escala con CFE, son, tener un contrato de suministro normal en baja tensión, que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE descritas a continuación, y que la potencia de la fuente no sea mayor de 10 kW para instalaciones domésticas. La duración del contrato es indefinida y puede terminarse cuando el usuario lo desee, notificando a CFE con una anticipación de 30 días.

3.3.1. Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación en pequeña escala

Los requisitos establecidos por la CFE son presentados a continuación, y deben cumplirse en el punto de interconexión aunque los dispositivos usados para cumplirlos estén localizados en otro lugar. Los requisitos aplican tanto para la interconexión ya sea de una sola Fuente de Energía Distribuida o bien para varias, contenidas en un solo Sistema Eléctrico Local. Se define una Fuente de Energía Distribuida (FED), como una fuente de energía eléctrica que no está directamente conectada a los grandes sistemas de transmisión, estas fuentes incluyen generadores y tecnologías de almacenamiento de energía. Para el caso particular de las fuentes en pequeña escala, se consideran las fuentes con tensiones menores a 1kV y en potencias menores o iguales a 10 kW (para instalaciones domésticas).

a) Regulación de Tensión

La Fuente de Energía Distribuida no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. Así mismo no debe causar que la tensión de suministro del SEN salga de lo requerido por la CFE.

b) Sincronía

Para la interconexión de la FED con el SEN, se requerirá contar con los dispositivos necesarios para sincronizar ambos sistemas.

Para los casos de esquemas de cogeneración, la FED entrará en paralelo con el SEN sin causar fluctuación de tensión mayor a $\pm 5\%$ de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE.

c) Energización del Sistema Eléctrico Nacional

La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado. Protección ANTIISLA.

d) Condiciones Anormales de Operación

La FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN al cual se encuentra conectado, como se muestra en la Figura 3. 5.

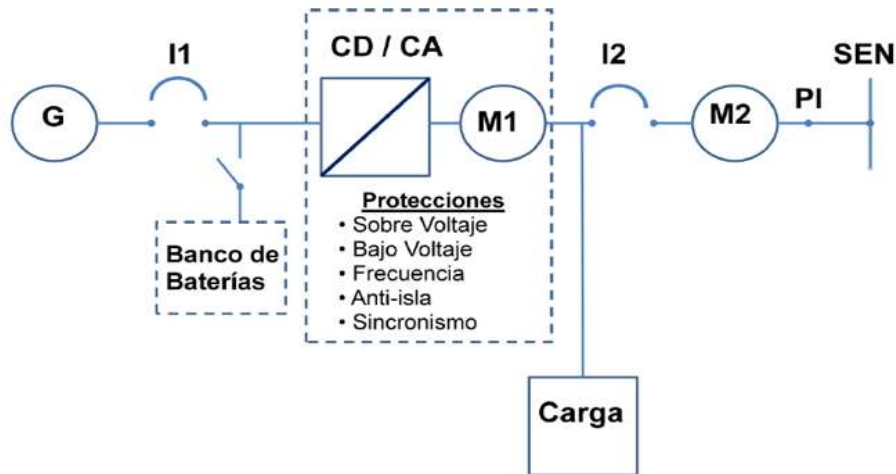


Figura 3. 5 Esquema general de conexión de una Fuente de Energía Distribuida.

Como se puede apreciar en la imagen, el uso del banco de baterías es opcional, y el convertidor CD/CA es opcional de acuerdo al equipo usado para generar, para el caso de interés de los sistemas fotovoltaicos, el uso del convertidor es indispensable.

El medidor M1 que se indica en la Figura 3. 5 tiene la función de registrar la generación total en kWh de la FED y deberá ser suministrado por el generador o integrado como parte del FED. El medidor M2 es el medidor de facturación, ambos medidores se describen a continuación en el tema “Características de los equipos de medición y comunicación”.

Las distintas configuraciones permitidas de conexión al Sistema Eléctrico Nacional se muestran a continuación.

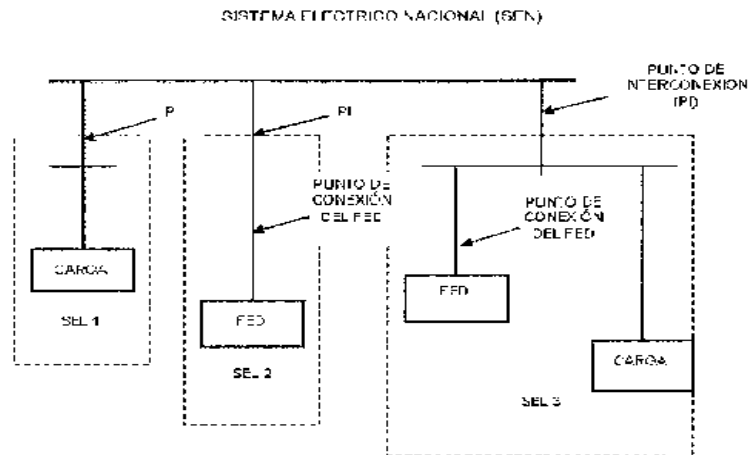


Figura 3. 6 Configuraciones permitidas de conexión al SEN.

e) Voltaje

La protección en el Punto de Interconexión deberá detectar el valor rms o la frecuencia fundamental del voltaje de alimentación del suministrador de cada fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión dependiendo del nivel de voltaje se indican en la Tabla 3. 5. Los dispositivos de voltaje podrán ser fijos o ajustables en campo. Este voltaje deberá ser detectado en el Punto de Interconexión de la FED.

Tabla 3. 5 Tiempos máximos de operación de acuerdo al nivel de tensión anormal.

Rango de tensión (% de la tensión base)	Tiempo de liberación (s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 \leq V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

La capacidad del fusible o interruptor termomagnético I1 debe ser seleccionado en función de la capacidad del generador, y el I2 debe ser seleccionado en función de la carga del servicio.

f) Frecuencia

Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la Tabla 3. 6 la protección en el Punto de Interconexión deberá operar con los tiempos totales indicados en la misma. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo. Los ajustes de baja frecuencia deberán se coordinados con los dispositivos del SEN.

Tabla 3. 6 Tiempos máximos de operación de acuerdo al nivel de frecuencia anormal.

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de liberación (s)
>60.5	0.16
<59.5	0.16

g) Re-Conexión al Punto de Interconexión

Después de un disturbio, la FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el Punto de Interconexión esté dentro de los límites pre-establecidos por la CFE y la frecuencia esté entre 59.5 Hz y 60.5 Hz.

Para los casos en que la FED cuente con equipo de reconexión automática deberá ser ajustado de tal manera que la re-conexión se de 5 minutos después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites indicados anteriormente.

h) Operación en Isla No Intencional

Se define como Isla a la condición en la cual una porción del sistema eléctrico nacional es energizado únicamente por uno o más sistemas eléctricos locales a través de los puntos de interconexión mientras que esta porción del sistema eléctrico nacional está eléctricamente separado del resto del SEN. Para una operación en isla no-intencional en la que la FED alimenta una parte del SEN en el Punto de Interconexión, la FED deberá detectar esta condición y desconectarse del SEN en un tiempo no mayor a medio segundo.

i) Otros Aspectos

Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN.

El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función.

El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con el sistema.

3.3.2. Características de los equipos de medición y comunicación

Los requerimientos mínimos con los que deben contar los equipos de medición y comunicación para la conexión con el SEN se muestran a continuación.

Medidor electrónico multifunción de 2.5 clase 20 Amperes o 30 clase 200 Amperes, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente, 3 fases, 4 hilos, 3 elementos, 120 volts, conexión estrella, base tipo "S", forma 9S o 16S, debiendo cumplir con lo siguiente:

1. Clase de exactitud de 0.2% de acuerdo a la Especificación CFE G0000-48.
2. Medición de kWh-kW y de kVARh inductivos y capacitivos.
3. Medición Bidireccional.
4. Con módem interno para comunicación remota a través de línea telefónica de velocidad mínima de 1200 bauds.
5. Con interface de puerto óptico tipo 2 en la parte frontal del medidor, para programar, interrogar y obtener todos los datos del medidor.
6. Programable para que cada fin de mes y estación realicen un restablecimiento de demanda, reteniendo en memoria las lecturas de tarifas horarias (congelamiento de lecturas), para su acceso tanto en pantalla, como mediante el software propietario.
7. Con memoria no volátil para almacenar los datos de programación, configuración y tarifas horarias.
8. Con pantalla que muestre tarifas horarias.
9. Programables para que proporcione valores de:
 - * 4 diferentes tarifas, 4 diferentes días, 4 diferentes horarios, 4 estaciones y cambio de horario de verano.
 - * Consumo de energía activa y reactiva, entregada y recibida, para cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - * Demanda rolada en intervalos de 15 minutos y subintervalos de 5 minutos, para la potencia entregada, en cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.

* Valores totales por tarifa y total de totales.

10. Dispositivo para el restablecimiento de la demanda.

11. Compatible con computadora personal portátil.

12. Memoria masiva para almacenar un mínimo de 2 variables cada 5 minutos un mínimo de 35 días.

13. Reloj calendario programable en base a la frecuencia de la línea o al cristal de cuarzo.

14. Batería de respaldo para el reloj y la memoria masiva con vida útil mínima de 5 años y capacidad mínima para 30 días continuos o 365 días acumulables.

15. Capacidad para colocar el medidor en modo de prueba, ya sea por software o hardware indicando que está operando en este modo.

16. Pantalla para que mediante un dispositivo muestre en forma cíclica la información del modo normal, modo alterno y modo de prueba.

3.4. Retorno de la Inversión de un Sistema de Generación Solar Fotovoltaico

El periodo de retorno de la inversión del sistema de generación es uno de los factores más importantes que determinan la factibilidad o no de un sistema fotovoltaico. Debido a que los elementos del sistema cuentan con un tiempo de vida útil, y la finalidad principal del sistema es la de producir energía que pueda derivar en un ahorro, es indispensable que el periodo de retorno de la inversión sea lo más corto posible para que se empiecen a generar ganancias, o en este caso ahorros para el usuario.

El tiempo de retorno de la inversión (TRI) se define como el tiempo en el cual el costo inicial de la inversión para la implementación del sistema fotovoltaico se recupera por completo, y por lo tanto, a partir de ese momento el sistema empieza a generar ganancias para el usuario.

Para el caso de los sistemas fotovoltaicos, el factor que determinará la rapidez de la recuperación de la inversión será el ahorro generado al mes por consumo energético, y el costo de la inversión para implementar dicho sistema que será capaz de generar la cantidad de energía requerida.

Es importante tener en consideración que para los casos manejados en el presente trabajo, no es indispensable un cálculo preciso del tiempo de retorno en el que se consideren factores

como la depreciación del producto, la variación de las condiciones climáticas, entre otros factores que hacen más complejo el cálculo de éste parámetro. Sin embargo, la formula presentada en la Ecuación 3.1 es una buena estimación, bastante sencilla de calcular, pero que además satisface los objetivos planteados para el presente trabajo.

$$TRI_{meses} = \frac{\textit{Costo inicial de la inversión}}{\textit{Ahorro promedio por consumo energético al mes}} \quad (3.1)$$

Capítulo 4

Estudio de Factibilidad

4.1. Estimación de la capacidad necesaria del sistema de generación fotovoltaico por requisito energético específico

Para realizar la estimación de la capacidad de generación necesaria para un sistema de generación solar fotovoltaico con conexión a la red eléctrica es necesario definir y conocer algunos datos importantes respecto al historial de consumo de energía eléctrica. El procedimiento se puede resumir en los siguientes pasos:

1. A partir de la factura de electricidad proporcionada por CFE, consultar el historial de consumo eléctrico, y obtener el consumo eléctrico anual (CEA) representado en la Ecuación 4.1. Este dato es obtenido a partir de la suma del consumo eléctrico promedio de los últimos cinco bimestres.

$$CEA(kWh) = \text{Consumo}_{\text{bim1}} + \text{Consumo}_{\text{bim2}} + \text{Consumo}_{\text{bim3}} + \text{Consumo}_{\text{bim4}} + \text{Consumo}_{\text{bim5}} \quad (4.1)$$

2. Una vez obtenido el consumo eléctrico anual, se obtiene el consumo eléctrico promedio bimestral (CEPB) mostrado en la Ecuación 4.2, esto al dividir el consumo eléctrico anual entre el número de bimestres al año (seis bimestres).

$$CEPB = \frac{\text{Consumo Eléctrico Anual}}{6} \quad (4.2)$$

3. A partir del consumo eléctrico promedio bimestral, definir el porcentaje de la energía eléctrica que es necesario producir para generar el mayor ahorro. Multiplicar este porcentaje para obtener el requisito energético bimestral, como se define en la Ecuación 4.3.

$$REB = \text{Consumo Eléctrico Promedio bimestral} \times \text{Porcentaje Energía Eléctrica a generar} \quad (4.3)$$

El requisito energético bimestral (REB) también puede ser determinado por un cierto número de kWh necesarios para poder clasificar al usuario en algún rango de consumo como se define en la Ecuación 4.4.

$$REB = \text{kWh a generar para clasificar en un rango de consumo} \quad (4.4)$$

4. Obtener el requisito energético diario (RED) representado en la Ecuación 4.5 al dividir el requisito energético bimestral entre el número de días que conforman el bimestre (60 días).

$$RED = \frac{REB}{60} \quad (4.5)$$

5. A partir de la tabla de horas de sol pico por día (Tabla 4.1), identificar el número de horas de sol pico para plano inclinado o para plano horizontal, según sea el caso requerido.
6. Obtener la capacidad necesaria del sistema sin contemplar pérdidas como se muestra en la Ecuación 4.6 al dividir el requisito energético diario, entre el número de horas de sol pico diarias.

$$\text{Capacidad necesaria sin pérdidas} = \frac{RED}{\text{Número de horas sol pico por día}} \quad (4.6)$$

7. Es recomendable, estimar la capacidad necesaria compensando las pérdidas del sistema, la eficiencia de los diferentes elementos y los factores que afectarán a la eficiencia final del sistema. Tomando en consideración que en base a la experiencia la eficiencia real de conversión de energía del sistema es de alrededor del 70%, la capacidad neta con pérdidas se obtiene la dividir la capacidad neta sin perdidas entre la eficiencia real del sistema.

Finalmente, el valor obtenido será la capacidad necesaria estimada del sistema (en KWp). Lo anterior se puede apreciar en la Ecuación 4.7. Sin embargo, dado que los paneles solares y los elementos que componen el sistema existen con diferentes características y especificaciones de eficiencia como se ha analizado anteriormente, el valor puede ser ajustado de acuerdo a los paneles y elementos del sistema que se deseen emplear.

$$\text{Capacidad necesaria contemplando pérdidas} = \frac{\text{Capacidad necesaria sin pérdidas}}{0.70} \quad (4.7)$$

Tabla 4. 1 Horas de sol pico por día para la República Mexicana.

Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*		Entidad Federativa	Ciudad	Latitud norte (°)	Horas de sol pico*	
			Hor	Inc				Hor	Inc
Aguascalientes	Aguascalientes	21.88	5.78	6.10	Nayarit	Tepic	21.51	6.06	6.42
Baja California	Ensenada	31.87	5.98	6.76	Nuevo León	Monterrey	25.70	5.17	5.43
	Mexicali	32.65	5.96	6.81		Oaxaca	17.06	4.88	5.01
	Tijuana	32.54	5.96	6.79	Puebla	Puebla	19.06	5.22	5.44
Baja California Sur	La Paz	24.15	6.46	6.89	Querétaro	Querétaro	20.61	5.57	5.87
	San José del Cabo	23.06	6.41	6.80	Quintana Roo	Cancún	21.16	6.01	6.32
Campeche	Campeche	19.83	5.91	6.16		Chetumal	18.51	5.85	6.09
Chiapas	Tuxtla Gutiérrez	16.76	4.88	5.00	San Luis Potosí	San Luis Potosí	22.16	5.57	5.85
Chihuahua	Chihuahua	28.63	5.96	6.52	Sinaloa	Culiacán	24.82	6.05	6.52
	Ciudad Juárez	31.73	5.78	6.41		Los Mochis	25.80	6.35	6.84
Coahuila	Saltillo	25.42	5.54	5.86		Mazatlán	23.20	6.04	6.47
	Torreón	25.53	5.96	6.37	Sonora	Ciudad Obregón	27.49	6.35	6.89
Colima	Colima	19.26	5.97	6.30		Hermosillo	29.07	6.22	6.81
Distrito Federal	Ciudad de México	19.33	5.11	5.36	Tabasco	Villahermosa	18.00	5.36	5.50
Durango	Durango	24.04	5.92	6.36	Tamaulipas	Ciudad Victoria	23.73	5.18	5.38
Guanajuato	Guanajuato	21.02	5.77	6.09		Nuevo Laredo	27.49	4.95	5.19
	León	21.11	5.75	6.07		Tampico	22.21	5.05	5.23
Guerrero	Acapulco	16.88	6.19	6.52	TLaxcala	Tlaxcala	19.32	5.08	5.29
	Chilpancingo	17.54	6.09	6.43	Veracruz	Coatzacoalcos	18.15	4.88	5.00
Hidalgo	Pachuca	20.11	4.96	5.17		Orizaba	18.85	4.64	4.76
Jalisco	Guadalajara	20.69	5.89	6.24		Veracruz	19.20	4.56	4.66
México	Toluca	19.28	5.77	6.09		Xalapa	19.50	4.71	4.84
Michoacán	Morelia	19.71	5.79	6.13	Yucatán	Mérida	20.97	5.94	6.23
Morelos	Cuernavaca	18.92	5.76	6.07	Zacatecas	Zacatecas	22.77	5.86	6.21

Hor = Plano horizontal Inc = Plano inclinado a la latitud de la localidad correspondiente
 *De acuerdo con datos del Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México (SIGER) IIE-GENC, y del Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica de la UNAM.

4.1.1. Ejemplo de estimación de la capacidad del sistema fotovoltaico por requerimiento específico

1. Dado el siguiente historial de consumo eléctrico:

Tabla 4. 2 Ejemplo de Historial de Consumo Eléctrico.

Historial de Consumo Eléctrico (kWh)						
Facturación	Febrero	Abril	Junio	Agosto	Octubre	Diciembre
2014	508	591	417	449	514	525

De la ecuación (4.1):

$$CEA(kWh) = 508 + 591 + 417 + 449 + 514 + 525$$

$$CEA = 3,004 kWh$$

2. De la ecuación (4.2):

$$CEPB = \frac{3,004 kWh}{6} = 500.666 kWh$$

3. Dado que bimestralmente se consume un excedente por encima de la tarifa intermedia de aproximadamente 250 kWh, es deseable que el porcentaje de energía eléctrica que se desea generar sea del 50% del consumo eléctrico promedio bimestral. Por lo tanto el requisito energético bimestral será de:

$$REB = 500.666 kWh \times 0.5$$

$$REB = 250.33 kWh$$

4. De la ecuación (4.5):

$$RED = \frac{250.33 kWh}{60} = 4.17 kWh$$

5. Considerando la instalación de los paneles solares para plano inclinado, de la Tabla 4. 1 se tiene que para la ciudad de Morelia, se tienen aproximadamente **6.13 horas de sol pico por día.**

6. Aplicando la ecuación (4.6):

$$\text{Capacidad necesaria sin pérdidas} = \frac{4.17 \text{ kWh}}{6.13 \text{ h}} = 0.68 \text{ kWp}$$

7. Compensando la capacidad debido a la perdidas del sistema:

$$\text{Capacidad necesaria contemplando pérdidas} = \frac{0.68 \text{ kWp}}{0.70} = 0.97 \text{ kWp}$$

4.2. Estimación de la capacidad del sistema fotovoltaico por disponibilidad de espacio

También es posible estimar la capacidad del sistema fotovoltaico de acuerdo a la disponibilidad de espacio con la que se cuente, la cual deberá de ser una superficie libre de sombras durante todo el año.

Una forma de realizar esto, es con base en la información comercial proporcionada por los proveedores de paneles solares. De modo de que éste procedimiento se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Definir el área disponible para montar el arreglo fotovoltaico, tomando en consideración para este dato, el ángulo de inclinación al que se fijará el arreglo, debido a que de acuerdo a la orientación que se elija para los paneles solares, el fondo o el frente del arreglo incrementará un poco. Este paso será desarrollado más claramente en el ejemplo presentado posteriormente.
2. Consultar las especificaciones de potencia del panel solar P_{panel} , y sus dimensiones establecidas, proporcionadas por el fabricante.
3. De acuerdo a las dimensiones del panel, definir la orientación del montaje más adecuada de acuerdo a las ecuaciones 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11 respectivamente. Y finalmente calcular **el número posible** de paneles a instalar definido por la Ecuación 4.12:

Para montaje horizontal,

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el frente del arreglo}} = \frac{\text{Frente del plano del arreglo}}{\text{Largo del panel}} \quad (4.8)$$

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el fondo del arreglo}} = \frac{\text{Fondo del plano del arreglo}}{\text{Ancho del panel}} \quad (4.9)$$

Para montaje vertical,

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el frente del arreglo}} = \frac{\text{Frente del plano del arreglo}}{\text{Ancho del panel}} \quad (4.10)$$

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el fondo del arreglo}} = \frac{\text{Fondo del plano del arreglo}}{\text{Largo del panel}} \quad (4.11)$$

OBSERVACIÓN: Dado que la limitante para la estimación de la capacidad del sistema para este caso es el espacio disponible, el número posible de paneles que resulte de las divisiones anteriores, tendrá que ser redondeado a su entero inferior inmediato.

$$\text{No. total de paneles del arreglo} = \text{No. de paneles}_{\text{en el frente del arreglo}} \times \text{No. de paneles}_{\text{en el fondo del arreglo}} \quad (4.12)$$

Una vez obtenido el número de paneles posibles a instalar, multiplicar la cantidad de paneles por la especificación de potencia del panel (P_{panel}) definida por el fabricante del panel a emplear, para así obtener la capacidad del arreglo como se muestra en la Ecuación 4.13.

$$\text{Capacidad del arreglo} = \text{No. total de paneles del arreglo} \times P_{\text{panel}} \quad (4.13)$$

4. Finalmente si se desea determinar la energía eléctrica que podrá generarse bimestralmente (EEGB) a partir del arreglo fotovoltaico calculado anteriormente, se puede estimar a partir de la Ecuación 4.14:

$$\text{EEGB} = \text{Capacidad del arreglo} \times h_{\text{sol pico}} \times \text{días del año} \times \text{eficiencia del sistema} \times \text{No. bimestres al año} \quad (4.14)$$

4.2.1. Ejemplo de estimación de la capacidad del sistema fotovoltaico por disponibilidad de espacio

1. Dado un espacio de $3 \times 3 \text{ m}$ en una azotea como se muestra en la Figura 4. 1 en el que se desea instalar un arreglo fotovoltaico con la máxima capacidad posible para ocupar el espacio. Se sabe que es recomendable definir la orientación de los paneles hacia el sur para aprovechar la mayor cantidad de energía posible tal como se muestra en el diagrama. Así mismo, el ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares está definido por la latitud del lugar en el cual se instalarán los paneles, por lo que nuevamente para el caso de la ciudad de Morelia, y a partir de la Tabla 4. 1, se tiene que el ángulo de inclinación óptimo es de $\sim 19^\circ$.

Frente: 3 m. Fondo: $(3 \text{ m} / \cos 19^\circ) = 3.173 \text{ m}$. Área: 9.52 m^2

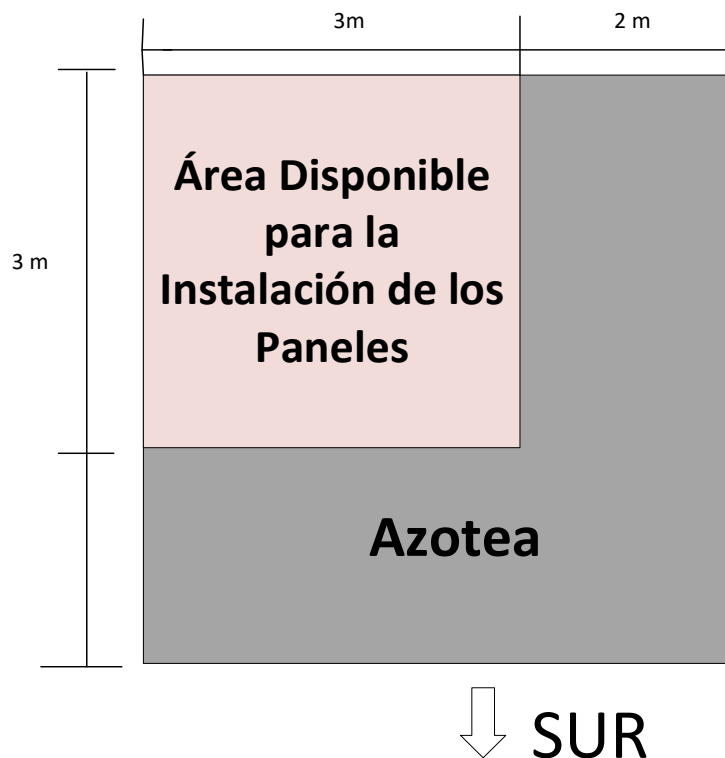


Figura 4. 1 Ejemplo de área disponible para la instalación de paneles solares.

Así, el plano del arreglo (área total disponible para la instalación de los paneles) tendrá las siguientes dimensiones como se muestra en la Figura 4. 2

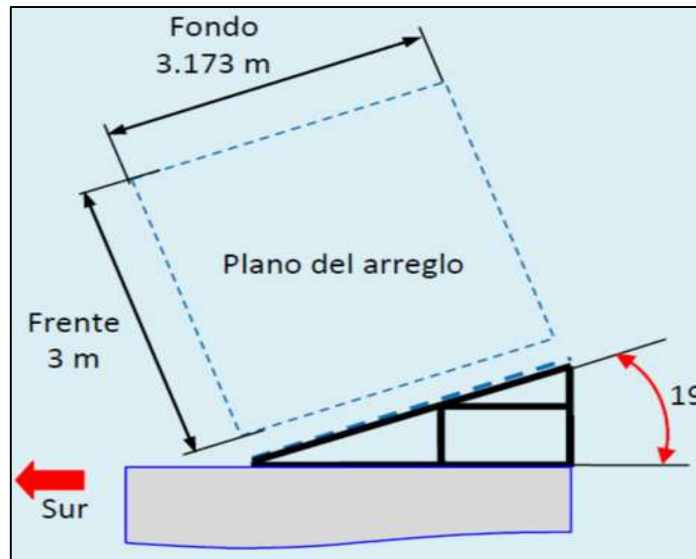


Figura 4. 2 Dimensiones del plano del arreglo.

2. El panel a emplear será un panel de silicio monocristalino con las siguientes características:

$$V_{mp} = 38.71 \text{ V} \quad I_{mp} = 5.17 \text{ A}$$

$$P_{max} = 200 \text{ W}_p$$

Dimensiones (Largo, Ancho, Espesor): 1.58m x 0.81m x 0.035m

3. Para seleccionar la orientación de montaje:

Para montaje horizontal,

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el frente del arreglo}} = \frac{3 \text{ m}}{1.58 \text{ m}} = 1.89$$

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el fondo del arreglo}} = \frac{3.173 \text{ m}}{0.81 \text{ m}} = 3.91$$

Por lo tanto:

$$\text{No. total de paneles del arreglo} = 1 \times 3 = 3$$

$$\text{Capacidad del arreglo} = 3 \times 200 \text{ W}_p = 600 \text{ W}_p.$$

Para montaje vertical,

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el frente del arreglo}} = \frac{3 \text{ m}}{0.81 \text{ m}} = 3.70$$

$$\text{No. de paneles}_{\text{en el fondo del arreglo}} = \frac{3.173 \text{ m}}{1.58 \text{ m}} = 2.01$$

Por lo tanto:

$$\text{No. de paneles total del arreglo} = 3 \times 2 = 6$$

$$\text{Capacidad del arreglo} = 6 \times 200 \text{ W}_p = 1,200 \text{ W}_p.$$

Por consiguiente la orientación más óptima sería el montaje vertical como se muestra en la Figura 4. 3.

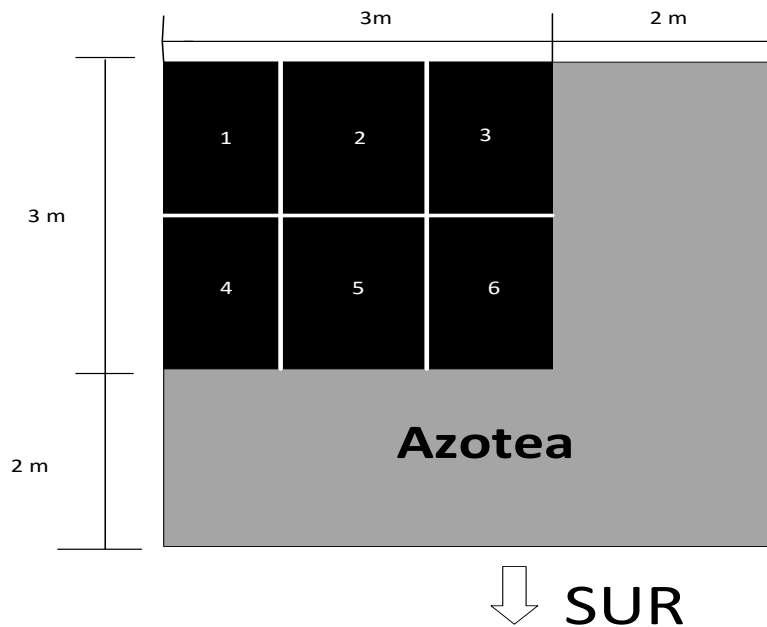


Figura 4. 3 Ejemplo de diagrama de montaje vertical de los paneles.

4. Finalmente para determinar la cantidad de energía eléctrica que podrá generarse al bimestre:

$$\text{EEGB} = 1.2 \text{ kW}_p \times 6.13 \frac{\text{h}_{\text{sol-pico}}}{\text{dia}} \times 365 \frac{\text{dias}}{\text{año}} \times 0.7 \times \frac{1 \text{ año}}{6 \text{ bimestres}} = 313.2 \frac{\text{kWh}}{\text{bimestre}}$$

4.3. Casos de Estudio

Se analizaron y estudiaron algunos sistemas de generación solar fotovoltaicos con conexión a la red eléctrica ya implementados y en funcionamiento desde algunos meses atrás. El análisis de estos sistemas será de gran importancia para concluir acerca de la factibilidad de la implementación de dicho tipo de sistemas. Los casos de estudio se presentan a continuación.

4.3.1. Caso de Estudio 1: Sistema de Generación Solar Fotovoltaico con Conexión a la Red Eléctrica con Capacidad de Generación de 500W

Se tomó como primer caso de estudio un sistema de generación solar fotovoltaico conectado a la red eléctrica, instalado en una vivienda particular ubicada al suroeste de la ciudad, propiedad de un profesor de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, el cual proporcionó las facilidades para el estudio de dicho sistema.

Las características más importantes de los elementos del sistema se presentan a continuación, en el apéndice No. 1 se adjuntan las características más detalladas de los elementos:

a) Panel Solar ERDM250P6 250Watts

Voltaje de Operación Óptimo (V_{mp})	30.99 V
Corriente de Operación Óptima (I_{mp})	8.08 A
Potencia Máxima (P_{max})	250 W
Eficiencia	15.39%
Celda Solar	Policristalina

b) Inversor marca Power Jack PSWGT-1200

Potencia Continua de Salida	1200w
Voltaje de Entrada de CD	CD 28 Volt – 52Volt
Voltaje de Salida de CA	CA 110v
Frecuencia	60Hz

c) Micro Inversor WVC-1200**Parámetros de Entrada**

Potencia de entrada recomendada	1200 Watts
Rango de voltaje de operación	17-50V
Máxima corriente de entrada	54.4A

Parámetros de Salida

Potencia pico de salida	1200Watts
Corriente nominal de salida	9.58A
Rango de voltaje nominal	80-160V CA
Rango de frecuencia nominal	57.5-62.5Hz

d) Cable AWG Calibre 10 y 12 Marca Condulacel

El sistema emplea aproximadamente 4m de cable Calibre 10 de los paneles solares hacia el centro de carga del sistema, y aproximadamente 14 metros de cable Calibre 12 para la conexión del centro de carga del sistema fotovoltaico al centro de carga principal de la vivienda.

e) Medidor de Energía

Para este caso no se cuenta con medidor de energía particular, sino únicamente con el medidor de energía bidireccional proporcionado e instalado por CFE.

f) Centro de Carga e Interruptores Termomagnéticos

El sistema cuenta con un centro de carga para intemperie de dos polos y con protección mediante un interruptor termomagnético de dos polos de 15 Amperes. Así como un interruptor termomagnético de 30 A para el centro de carga general.

A continuación se presenta un diagrama de conexión de los elementos de ambos sistemas.

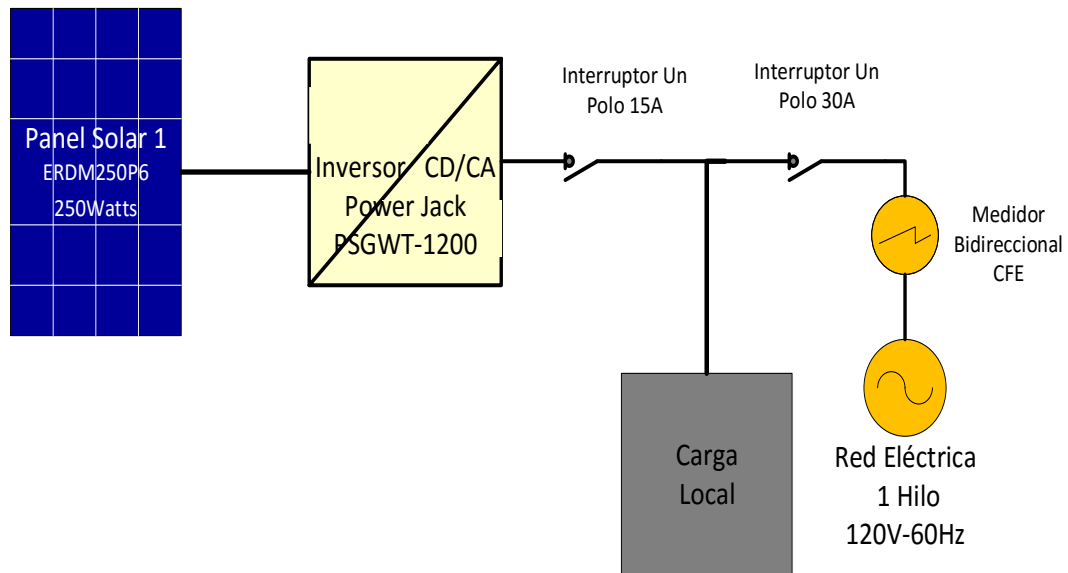


Figura 4. 4 Diagrama general de elementos del sistema de 250W para caso de estudio 1.

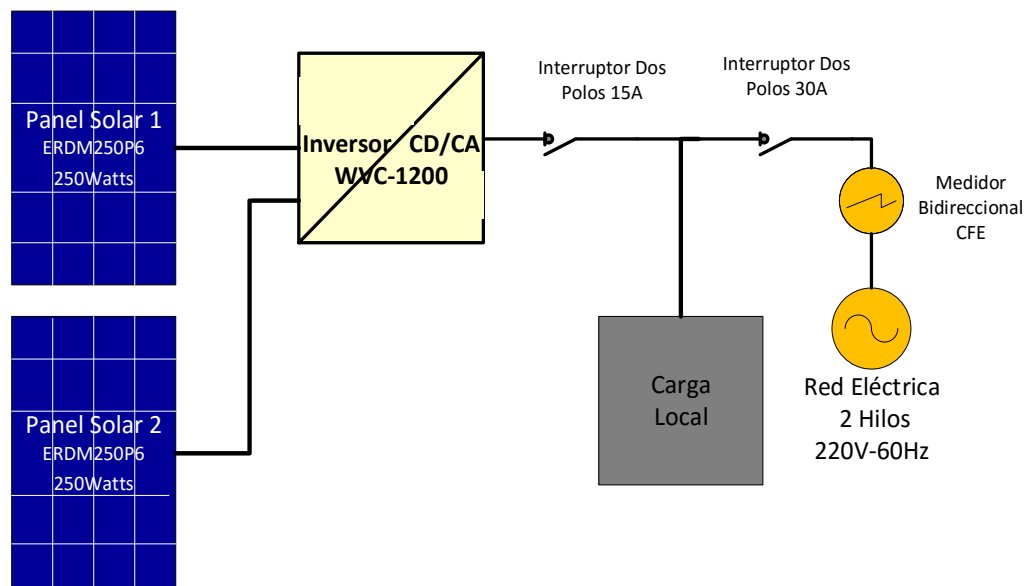


Figura 4. 5 Diagrama general de elementos del sistema de 500W para caso de estudio 1.

Así mismo, la Figura 4. 6, Figura 4. 7 y la Figura 4. 8 muestran algunas imágenes reales del sistema de 500W.



Figura 4. 6 Vista lateral del sistema de 500W para caso de estudio 1.



Figura 4. 7 Vista trasera del sistema de 500W para caso de estudio 1.



Figura 4. 8 Vista frontal del sistema de 500W para caso de estudio 1.

Costo de los elementos del sistema

Los costos de los elementos que conforman el sistema, se presentan a continuación en la siguiente tabla, en la cual también se incluyen los elementos necesarios para el montaje e instalación adecuada del sistema.

Tabla 4. 3 Costos de los elementos del sistema para caso de estudio 1.

Elemento	Costo
Panel Solar ERDM250P6	\$3,000 pesos (por panel)
Inversor Power Jack PSWGT-1200	\$6,000 pesos
Micro Inversor WVC-1200	\$5,500 pesos
Cable Condulacel	\$200 pesos
Centro de Carga IUSA	\$250 pesos
Protecciones Termomagnéticas IUSA	\$280 pesos
Tuboflex para exterior	\$60 pesos
Estructura para montaje de los paneles	\$ 700 pesos

Por lo tanto, el costo total para el caso tanto del sistema de 250W como para el caso del sistema de 500W, se presentan a continuación.

$$\text{Costo total del sistema de 250W} = 3000 + 6000 + 200 + 250 + 280 + 60 + 700$$

$$\text{Costo total del sistema de 250W} = 10,490 \text{ pesos}$$

Para el caso del sistema de 500W, no se tomará en cuenta el costo del inversor Power Jack PSWGT-1200 ya que se hará la consideración de la implementación de un nuevo sistema.

$$\text{Costo total del sistema de 500W} = (3000 * 2) + 5500 + 200 + 250 + 280 + 60 + 700$$

$$\text{Costo total del sistema de 500W} = 12,990 \text{ pesos}$$

Consumo Eléctrico

El usuario presentó el siguiente historial de consumo eléctrico antes y después de la instalación del sistema fotovoltaico durante los últimos bimestres del año presente y anterior:

Tabla 4. 4 Historial de Consumo Eléctrico para caso de estudio 1. Blanco: Sin sistema FV; Verde: sistema FV 250W; Azul: sistema FV 500W.

Periodo de Facturación	kWh Consumidos (al bimestre)	kWh Generados (contabilizados)	Importe por consumo eléctrico con IVA
Del 18 AGO 15 al 19 OCT 15	313	43	\$276.62
Del 17 JUN 15 al 18 AGO 15	305	48	\$261.90
Del 18 FEB 15 al 17 JUN 15	66 (Ajustados)	0	\$61.93
Del 18 DIC 14 al 18 FEB 15	263	0	\$268.69
Del 16 OCT 14 al 18 DIC 14	349	0	\$525.44
Del 18 AGO 14 al 16 OCT 14	411	0	\$722.40
Del 17 JUN 14 al 18 AGO 14	483	0	\$961.18

Periodo de Facturación	kWh Consumidos (al bimestre)	kWh Generados (contabilizados)	Importe por consumo eléctrico con IVA
Del 16 ABR 14 al 17 JUN 14	492	0	\$991.02
Del 17 FEB 14 al 16 ABR 14	382	0	\$626.21
Del 17 DIC 13 al 17 FEB 14	403	0	\$695.86
Del 17 OCT 13 al 17 DIC 13	422	0	\$758.88
Promedio Bimestral Antes De La Instalación Del Sistema FV	432.17		\$792.59

Observación: Es importante hacer mención que para el cálculo del promedio de gasto por consumo energético del usuario, no se tomó en consideración el impuesto por Derechos de Alumbrado Público (DAP).

El día 16 de octubre de 2014 entró en operación un sistema fotovoltaico de 250W conectado a la red eléctrica, con las características de los elementos mencionados anteriormente, pero empleando únicamente un panel solar y el inversor Power Jack PSWGT-1200; debido a que ya se contaba con el panel solar y el inversor, y por lo tanto, no se requería una inversión inicial muy grande. Sin embargo, el sistema fotovoltaico no fue dado de alta con CFE para sustituir el medidor actual por uno bidireccional, ya que no se realizaron los trámites correspondientes para realizar el cambio de medición y facturación.

No obstante, se puede apreciar que aun cuando el medidor bidireccional no se encontraba en operación, el consumo eléctrico disminuyó respecto al bimestre anterior y al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV.

Por otra parte, dado que el usuario deseaba incrementar la capacidad del sistema para generar una mayor cantidad de energía, y a la par un mayor ahorro, en el mes de enero se decidió instalar un panel solar adicional para incrementar la capacidad del sistema fotovoltaico a 500W, y cambiar el inversor Power Jack PSWGT-1200 por el inversor WVC-1200, ya que el usuario consideró el inversor WVC-1200 como la mejor alternativa para que

el sistema presentara un mayor desempeño y eficiencia. Adicionalmente el usuario estaba interesado en incrementar su suministro de voltaje y potencia, por lo que se modificó su nivel de tensión a 220V bifásico. Adicionalmente, y a la par de la instalación del panel solar adicional, el usuario “disminuyó” la carga energética consumida por la vivienda, al disminuir aproximadamente en 1.5 horas el uso de un refrigerador cuyo consumo promedio es de 600W, así como una televisión de 80W que se dejó de utilizar por aproximadamente 9 horas diarias. **La disminución anterior, representó aproximadamente 90 kWh menos, consumidos al bimestre.**

En el historial de consumo eléctrico del bimestre es posible apreciar que el consumo disminuyó considerablemente, en 86 kWh respecto al bimestre anterior (ya con el sistema fotovoltaico de 250W), y en 169 kWh respecto al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV.

Posteriormente durante los dos bimestres siguientes, debido a que se realizó la contratación del cambio de contrato para la modalidad para generación de energía, y consecuentemente se realizó el cambio e instalación del medidor bidireccional de CFE, las lecturas de medición no fueron bien especificadas por CFE, y por consiguiente CFE realizó un cálculo aproximado y ajuste de la energía consumida durante esos bimestres. Debido a esto, el dato de consumo energético durante estos dos bimestres no será analizado ya que la información no es concreta.

El bimestre del 17 de junio al 18 de agosto, es el primero en el que se cuenta con información más precisa acerca del desempeño real del sistema, ya que a partir de este bimestre, el medidor bidireccional funcionó correctamente durante todo el bimestre.

Se puede apreciar que a partir de éste bimestre se contabilizaron tanto la cantidad de kWh consumidos, como la cantidad de kWh generados, por lo que el cobro por consumo se basó únicamente en la diferencia entre ambas cantidades. Por otra parte, es de suma importancia tener en consideración que la cantidad reflejada en el recibo como “kWh generados” son únicamente los kWh contabilizados por el medidor de CFE, es decir, los que fueron inyectados a la red eléctrica de CFE. Sin embargo, la cantidad de kWh que fueron generados y consumidos localmente, no son contabilizados directamente, sino que se ven representados

también en una “disminución” del consumo eléctrico, como se pudo apreciar durante los bimestres en los que aún no se contaba con la instalación del medidor bidireccional.

Lamentablemente, dado que no fue posible cuantificar la cantidad de kWh que fueron consumidos localmente ya que el sistema no cuenta con medidor de energía local, fue muy difícil cuantificar el ahorro que generó únicamente la implementación del sistema FV. Por lo que para éste caso, el ahorro se obtendrá teniendo en consideración que éste ahorro no representa únicamente el sistema FV, ya que como se mencionó, el usuario también “disminuyó” la carga energética durante el bimestre.

Recordando de la Tabla 3. 1 que el precio del kWh se basa en el rango de consumo en el que el usuario pertenezca, es posible obtener el ahorro económico que representó la energía generada durante este bimestre.

Concepto		Tarifa	Subtotal
Básico	150 kWh	\$0.809	\$121.35
Intermedio	107 kWh	\$0.976	\$104.43
Subtotal	257 kWh		\$225.78
IVA 16%			\$36.12
Total			\$261.90

De lo anterior se aprecia que el consumo energético durante el bimestre, obtenido a partir de la diferencia de la energía consumida y generada contabilizada, **disminuyó en 175 kWh** respecto al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV, representando el mayor ahorro registrado desde la instalación del sistema fotovoltaico, lo cual se vio reflejado en **un ahorro de \$530.69** respecto al cobro promedio antes de la instalación del sistema FV.

Por otra parte, y siguiendo el mismo procedimiento, para el bimestre comprendido del 18 de agosto al 19 de octubre, es posible apreciar que no hubo gran variación en la cantidad de kWh consumidos y generados. Por lo que para éste bimestre, el consumo energético disminuyó en 162 kWh respecto al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV, representando un ahorro de \$515.97 nuevamente respecto al promedio antes de la instalación del sistema FV.

Se puede comprobar que el ahorro durante estos bimestres se genera principalmente al reducir la cantidad de kWh dentro del rango de excedente, ya que como se aprecia en la Tabla 3.1 el precio por estos kWh es el más elevado.

Calculo del Tiempo de Retorno de la Inversión

Para el primer caso del sistema de 250W, dado que únicamente se tuvo un bimestre como referencia, y en el cual no se pudo contabilizar la cantidad exacta de energía generada durante este periodo, sería muy impreciso realizar un cálculo del retorno de la inversión para este sistema.

Para el segundo caso del sistema de 500W, se omitirán los bimestres en los que la medición de energía fue “estimada” por CFE (18 FEB al 17 JUN 2015), por lo que se tomará como referencia únicamente los bimestres en los que se contó con la medición del medidor bidireccional. Así, el ahorro promedio durante esos bimestres fue de \$523.33 pesos, por lo que el Tiempo de Retorno de la Inversión para el sistema está dado por:

$$TRI_{meses} = \frac{\$12990.00}{\$261.66/mes} \approx 50 \text{ meses} = 4.1 \text{ años}$$

Es importante mencionar nuevamente que para éste caso de estudio, el ahorro representado anteriormente, se derivó tanto de la instalación del sistema FV, como de la disminución del consumo energético al bimestre que se promediaba anteriormente. Y consecuentemente, el TRI del sistema FV se vio afectado también debido a esta disminución del consumo, y no únicamente al ahorro generado por el sistema FV.

4.3.2. Caso de Estudio 2: Sistema de Generación Solar Fotovoltaico Conectado a la Red Eléctrica con Capacidad de Generación de 500W

Como segundo caso de estudio se analizó otro sistema de generación solar fotovoltaico con capacidad de instalada de 500 Wp, ubicado al sur de la ciudad en una vivienda particular.

Las características principales del sistema se presentan a continuación:

a) Panel Solar ERDM250P6 250Watts

Voltaje de Operación Óptimo (V_{mp})	30.99 V
Corriente de Operación Óptima (I_{mp})	8.08 A
Potencia Máxima (P_{max})	250 W
Eficiencia	15.39%
Celda Solar	Policristalina

b) Micro Inversor WVC-1200

Parámetros de Entrada

Potencia de entrada recomendada	1200 Watts
Rango de voltaje de operación	17-50V
Máxima corriente de entrada	54.4A

Parámetros de Salida

Potencia pico de salida	1200Watts
Corriente nominal de salida	9.58A
Rango de voltaje nominal	80-160V CA
Rango de frecuencia nominal	57.5-62.5Hz

c) Cable AWG Calibre 8

El sistema emplea aproximadamente 7 metros de cable calibre 8, desde la salida del inversor al centro de carga, para su posterior conexión con la red eléctrica.

d) Medidor de Energía

El sistema cuenta con un medidor local para medir la energía generada por los paneles solares. Adicionalmente el medidor bidireccional de CFE realiza la medición de la energía inyectada y consumida.

e) Centro de Carga e Interruptores Termomagnéticos

Para la protección del sistema FV, el sistema emplea un interruptor termomagnético de 15 A, así como un interruptor termomagnético de 30 A como interruptor general para la conexión del circuito de la vivienda a la red eléctrica.

La Figura 4. 9 muestra un diagrama de los elementos que conforman el sistema solar FV.

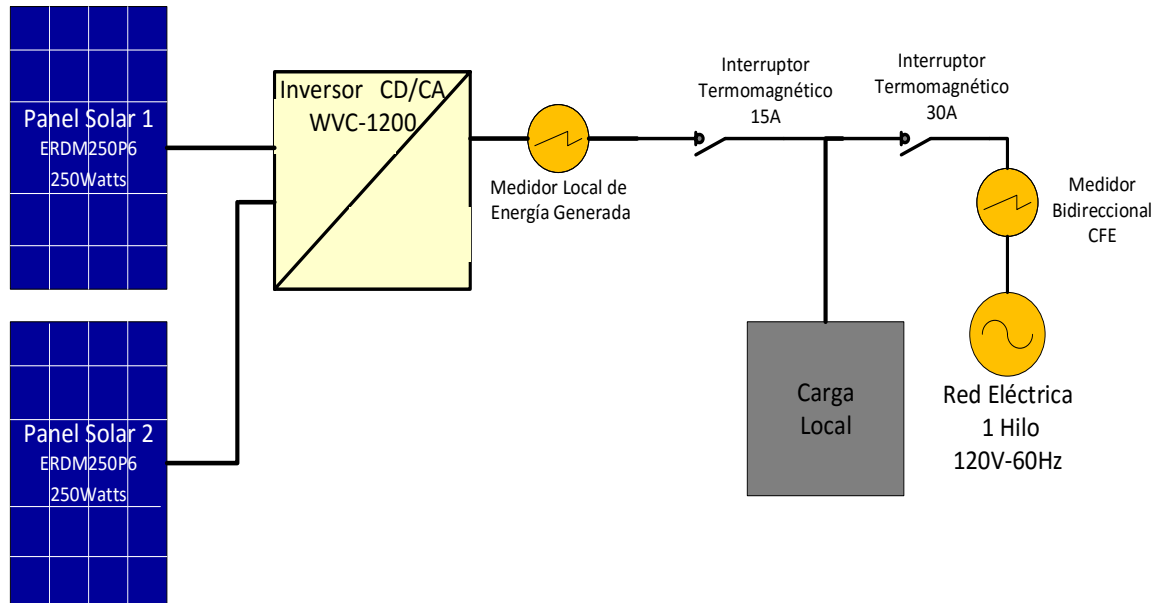


Figura 4. 9 Diagrama general de elementos que conforman el sistema FV de 500W para caso de estudio 2.

De igual forma, las Figuras 4.10, 4.11 y 4.12 muestran algunas imágenes reales del sistema FV.



Figura 4. 10 Paneles solares que conforman el sistema de 500W para caso de estudio 2.



Figura 4. 11 Vista lateral inferior en donde se muestra la estructura y el inversor que conforman el sistema de 500W para caso de estudio 2.



Figura 4. 12 Medidor de energía local e interruptores termomagnéticos que conforman el sistema de 500W para caso de estudio 2.

Costo de los elementos del sistema

Los costos de los elementos que conforman el sistema, se presentan a continuación en la siguiente tabla, en la cual también se incluyen los elementos necesarios para el montaje e instalación adecuada del sistema.

Tabla 4. 5 Costo de los Elementos del Sistema para Caso de Estudio 2.

Elemento	Costo
Panel Solar ERDM250P6	\$3,000 pesos (por panel)
Micro Inversor WVC-1200	\$5,500 pesos
Medidor de Energía KillaWatt	\$350.00 pesos
Cable AWG 8	\$220 pesos
Protecciones Termomagnéticas 15 A SquareD	\$100 pesos
Estructura para montaje de los paneles	\$ 400 pesos

Por lo tanto, de la tabla anterior el costo total para el caso del sistema de 500W se presenta a continuación.

$$\text{Costo total del sistema de 500W} = (3000 \times 2) + 5500 + 350 + 220 + 100 + 400$$

$$\text{Costo total del sistema de 500W} = 12,570 \text{ pesos}$$

Consumo eléctrico

Tabla 4. 6 Historial de Consumo Eléctrico para Caso de Estudio 2. Verde: Sin Medidor Bidireccional CFE. Azul: Con Medidor Bidireccional CFE. Blanco sin sistema FV.

Periodo de Facturación	kWh Consumidos (al bimestre)	kWh Generados (contabilizados)	Importe por consumo eléctrico incluyendo IVA
Del 15 AGO 15 al 14 OCT 15	268	35	\$234.72
Del 15 JUN 15 al 14 AGO 15	265	25	\$242.66

Periodo de Facturación	kWh Consumidos (al bimestre)	kWh Generados (contabilizados)	Importe por consumo eléctrico incluyendo IVA
Del 16 ABR 15 al 15 JUN 15	272	0	\$278.89
Del 16 FEB 15 al 16 ABR 15	303	0	\$364.21
Del 16 DIC 14 al 16 FEB 15	345	0	\$503.51
Del 14 OCT 14 al 16 DIC 14	332	0	\$460.40
Del 10 JUL 14 al 18 OCT 14 (3 MESES)	523 (Estimados)	0	\$532.87
Del 21 MAY 14 al 10 JUL 14	286	0	\$307.84
Del 21 MAR 14 al 21 MAY 14	340	0	\$486.93
Promedio Bimestral Antes De La Instalación Del Sistema FV	321.2		\$424.5

Observación: Es importante hacer mención que para el cálculo del promedio de gasto por consumo eléctrico del usuario, no se tomó en consideración el impuesto por Derechos de Alumbrado Público (DAP). Adicionalmente, en el periodo comprendido del 10 de Julio 14 al 18 de Octubre 14, el medidor de energía de CFE presentó mal funcionamiento y consecuentemente la medición de la energía consumida durante ese periodo fue estimada por CFE. Por lo tanto, éste periodo no fue tomado en cuenta para el cálculo del promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV.

El día 17 de abril de 2015 entró en operación el sistema FV descrito anteriormente. Durante el bimestre comprendido entre el 17 de abril al 15 de junio, el sistema se mantuvo operando sin estar dado de alta en CFE, por lo que durante este periodo no se contó con el medidor bidireccional de CFE, y por lo tanto no se contabilizó la energía inyectada a la red eléctrica, sino solamente la energía consumida localmente, la cual se vio reflejada en una “disminución” de la energía consumida durante el bimestre. Esta “disminución” representó

una diferencia de 49 kWh, reflejados en \$145.69 pesos respecto al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV.

Posteriormente, el día 12 de junio se realizó la contratación del medidor bidireccional con CFE, por lo que a partir del bimestre comprendido del 15 de junio al 14 de agosto ya se contó con la medición de energía inyectada a la red eléctrica generada por el sistema FV. Para estos dos posteriores bimestres es posible apreciar que tanto la cantidad de energía consumida, como la energía generada, no presentaron grandes variaciones. Analizando los datos, y como se describió anteriormente tomando la diferencia entre la energía generada y la energía consumida, es posible apreciar que para el bimestre comprendido del 15 de junio al 14 de agosto, se tuvo una disminución de 81.2 kWh reflejada en \$181.81 pesos; y de manera correspondiente para el bimestre del 15 de agosto al 14 de octubre, se tuvo una disminución de 88.2 kWh reflejados en \$189.78 pesos, ambos respecto al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV. De lo anterior, se nota que en promedio el ahorro presentado durante estos bimestres fue de **84.7 kWh y \$185.81 pesos** respecto al promedio bimestral antes de la instalación del sistema FV.

Cálculo del Tiempo de Retorno de la Inversión

Para el cálculo del tiempo de retorno de la inversión, se tomará únicamente en consideración los bimestres en los que se contó con la medición del medidor bidireccional de CFE, y por lo tanto se tomará en consideración el promedio del ahorro representado en estos meses. Como se mencionó anteriormente, el ahorro obtenido al bimestre durante ese periodo fue de \$185.81 pesos, representando mensualmente un ahorro de \$92.90 pesos.

Así, el tiempo de retorno de la inversión para este caso de estudio se presenta a continuación:

$$TRI_{meses} = \frac{\$12,570.00}{\$92.90/mes} \approx 135.3 \text{ meses} = 11.3 \text{ años}$$

4.4. Propuestas de implementación de un sistema fotovoltaico

Se realizarán dos propuestas factibles de implementación de un sistema fotovoltaico para un usuario cuyo historial de consumo eléctrico de los últimos seis bimestres se muestra a continuación:

Tabla 4. 7 Ejemplo de historial de consumo eléctrico para propuestas de implementación.

Historial de Consumo Eléctrico (kWh) Tarifa 1							
Facturación	Octubre	Diciembre	Febrero	Abril	Junio	Agosto	Promedio
	14	14	15	15	15	15	Bimestral
kWh	449	514	525	524	576	612	533.33

De la tabla es posible notar que dado que el promedio de consumo energético de los últimos seis bimestres es mayor a los 500 kWh, el usuario se encuentra clasificado en la categoría DAC, y como se ha descrito en temas anteriores, al entrar a ésta categoría el usuario pierde el subsidio gubernamental y consecuentemente el costo por kWh se eleva considerablemente.

Así al aplicarse la tarifa DAC, y tomando como base el promedio de consumo al bimestre durante el último año, el costo promedio bimestral (CPB) por consumo de energía sería el siguiente:

Concepto	Tarifa	Subtotal
Cargo Fijo (Básico)	\$83.65	\$83.65
Cargo Fijo (Intermedio)	\$83.65	\$83.65
Tarifa DAC	533 kWh \$3.136	\$1671.49
Subtotal		\$1,838.77
IVA 16%		\$294.20
TOTAL		\$2,132.97

Para este caso en particular y como se ha comentado anteriormente, se puede notar que el principal objetivo que debe satisfacer la implementación del sistema fotovoltaico es el evitar que el usuario siga siendo clasificado dentro la categoría DAC, y subsecuentemente, clasificar al usuario dentro del rango de consumo en el que el cobro por kWh sea barato, de manera que el sistema genere el mayor ahorro posible al usuario y a su vez sea rentable.

4.4.1. Propuesta de implementación 1: Sistema FV de 1.5 kW

Dado que el rango de consumo en el que el cobro por kWh es más barato pertenece al rango clasificado como “básico” y comprende un consumo energético al bimestre menor a 150 kWh, la diferencia entre el promedio de consumo bimestral (PCB) durante el último año y el límite para alcanzar éste rango se puede definir como la cantidad necesaria de kWh al bimestre a generar para poder clasificar al usuario dentro de este rango.

Así:

Cantidad necesaria de kWh al bimestre = PCB – Límite para pertenecer a categoría consumo básico

$$\text{Cantidad necesaria de kWh al bimestre} = 533 \text{ kWh} - 150 \text{ kWh} = 383 \text{ kWh}$$

Por lo que para lograr lo anterior, se requiere un sistema fotovoltaico que genere por lo menos 383 kWh al bimestre. Siguiendo el procedimiento descrito anteriormente para estimar la capacidad necesaria del sistema fotovoltaico en base a un requisito energético establecido:

$$RED = 6.38 \text{ kWh/día}$$

Considerando que para el caso de estudio el usuario radica en la ciudad de Morelia, de la Tabla 4. 1 se tiene que el número de horas de sol pico por día es **6.13**.

Así, la capacidad necesaria sin contemplar pérdidas:

$$\text{Capacidad necesaria sin pérdidas} = \frac{6.38 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}}{6.13 \frac{\text{h}}{\text{día}}} = 1.04 \text{ kWp}$$

Y finalmente tomando en consideración una eficiencia real de 70% en la conversión de energía, la capacidad necesaria contemplando pérdidas:

$$\text{Capacidad necesaria con pérdidas} = \frac{1.04 \text{ kWp}}{0.70} = 1.48 \text{ kWp} \approx \mathbf{1.5 \text{ kWp}}$$

En conclusión, de lo anterior se tiene que para cubrir el requisito energético bimestral y así poder reducir el consumo energético del usuario, de manera que éste pueda clasificar en el rango de consumo básico, se necesita implementar un sistema fotovoltaico de 1.5 kW.

Por lo tanto, con base en los elementos analizados y descritos anteriormente, se realizará la siguiente propuesta de los elementos del sistema:

- Se sugiere utilizar seis paneles solares ERDM de 250W como los utilizados en los casos de estudio presentados anteriormente, para una potencia total de 1.5 kW.
- Dos inversores WVC-1200, al igual que los utilizados en los casos de estudio, debido a que un sólo inversor se tiene capacidad de hasta 1.2 kW, y con dos inversores de hasta 2.4 kW.
- Cable calibre AWG 8-10 sugerido para la conexión de los paneles solares al inversor en caso de ser requerido, y cable calibre AWG 12 sugerido para la conexión del inversor al centro de carga principal de la vivienda.
- Dos interruptores termomagnéticos de 15 A, de manera de que cada interruptor sirva de protección y permita a su vez poder desconectar los inversores de manera independiente, teniendo así dos subsistemas.
- Estructura necesaria para montaje de los paneles, de modo que queden fijados a una inclinación de aproximadamente 20° para aprovechar la mayor cantidad de horas de sol.

A continuación se muestra el diagrama sugerido del sistema a implementarse.

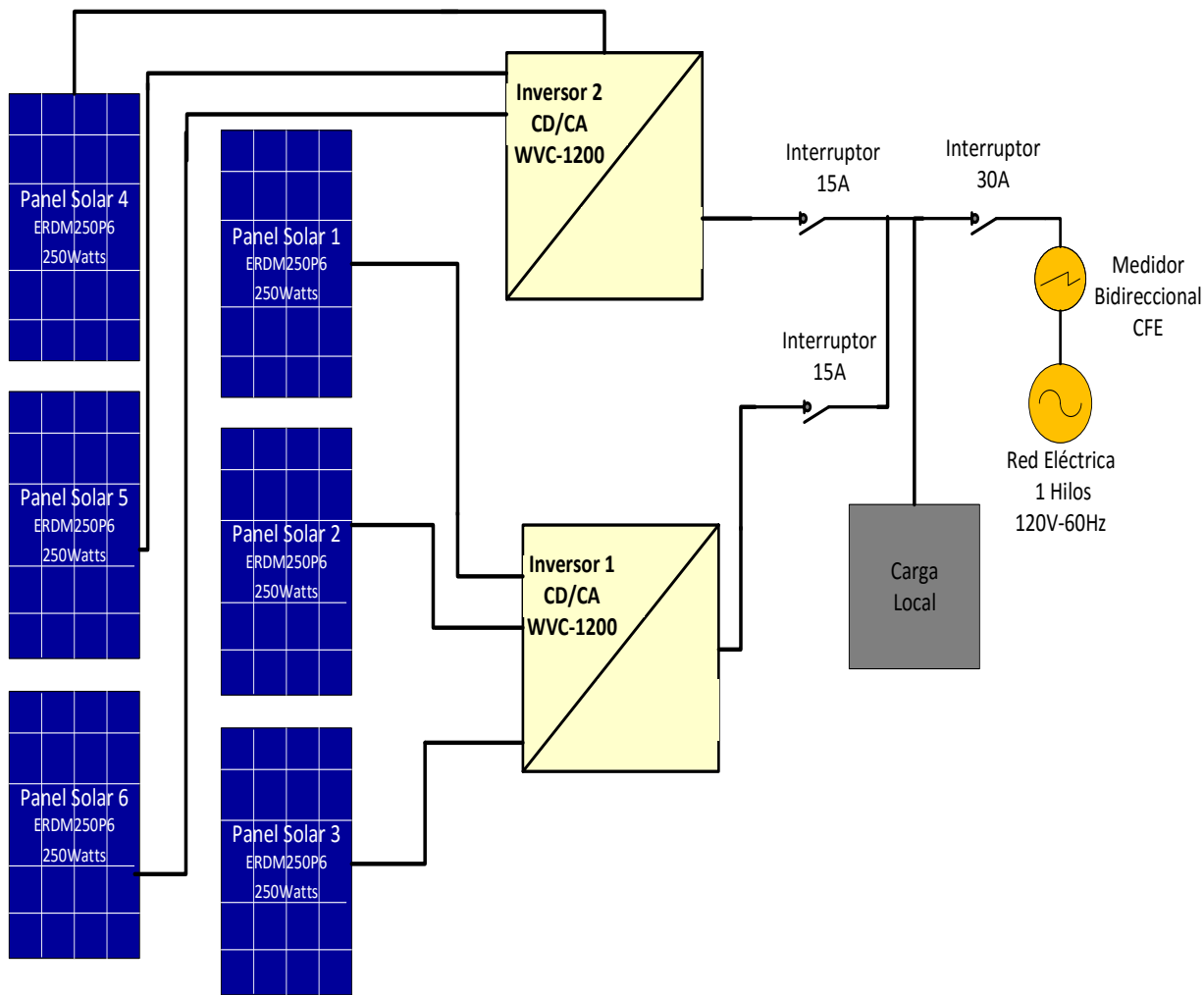


Figura 4. 13 Diagrama de elementos del sistema FV sugerido para propuesta de implementación 1.

Por otra parte, el costo de los elementos que componen el sistema se presenta a continuación.

Tabla 4. 8 Costo de los elementos para propuesta de implementación 1.

Elemento	Costo
Panel Solar ERDM250P6	\$3,000 pesos (por panel)
Micro Inversor WVC-1200	\$5,500 pesos (por inversor)
Cable	Aprox. \$500 pesos

Elemento	Costo
Centro de Carga IUSA	\$250 pesos
Protecciones Termomagnéticas IUSA	\$400 pesos
Tuboflex para exterior	Aprox. \$200 pesos
Estructuras para montaje de los paneles	Aprox. \$ 2,000 pesos

Por lo tanto, tomando en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente, el costo total del sistema es:

$$\text{Costo total sistema de 1.5kW} = (3000*6)+(5500*2)+500+250+400+200+2,000$$

$$\text{Costo total sistema de 1.5kW} = \$32,350 \text{ pesos}$$

Cálculo del tiempo de retorno de la inversión

Tomando como referencia el promedio de consumo energético al bimestre durante el último año, es posible estimar el ahorro que representará el sistema fotovoltaico, para posteriormente calcular el tiempo de retorno de la inversión.

Como se analizó anteriormente, el sistema propuesto deberá de generar aproximadamente 380 kWh al bimestre para que el usuario pueda pertenecer al rango de consumo donde la tarifa de cobro es la más barata. Por lo anterior, el cobro por consumo de energía al bimestre posterior a la implementación del sistema sería:

Concepto	Tarifa	Subtotal
Básico 150 kWh	\$0.809	\$121.35
Subtotal 150 kWh		\$121.35
IVA 16%		\$19.41
TOTAL		\$140.76

Así el ahorro aproximado al bimestre sería:

$$\text{Ahorro aproximado al bimestre(\$)} = \text{CPB} - \text{Costo Bimestral con el Sistema FV}$$

Ahorro aproximado al bimestre(\$)= $\$2132.97 - \$140.76 = \$1,992.21$

O mensualmente:

Ahorro aproximado mensual(\$)= $\$996.10$

Finalmente, el tiempo de retorno de la inversión sería:

$$TRI_{meses} = \frac{\$32,350.00}{\$996.10/mes} \approx 32.5 \text{ meses} = 2.7 \text{ años}$$

4.4.2. Propuesta de implementación 2: Sistema FV de 1kW

Para la segunda propuesta de implementación de igual forma que para la primera propuesta, el objetivo principal será el evitar que el usuario esté clasificado dentro de la tarifa DAC, pero con la diferencia de que para este caso se buscará que posteriormente el usuario se mantenga clasificado dentro de la categoría de consumo “intermedio”. Lo anterior debido a que la diferencia de la tarifa por cobro de kWh entre la tarifa “básica” e “intermedia” no es muy significativa, lo cual posiblemente podría redituarse en un mayor ahorro al no requerirse un sistema de mayor capacidad, y consecuentemente de una menor inversión inicial.

Así:

Cantidad necesaria de kWh al bimestre = PCB – Límite para pertenecer a categoría consumo básico

$$\text{Cantidad necesaria de kWh al bimestre} = 533 \text{ kWh} - 280 \text{ kWh} = 253 \text{ kWh}$$

Por lo que para cubrir el requisito energético bimestral se requiere un sistema fotovoltaico que genere por lo menos 253 kWh al bimestre. Siguiendo nuevamente el procedimiento para estimar la capacidad necesaria del sistema fotovoltaico en base a un requisito energético establecido:

$$RED: \frac{253 \text{ kWh}}{60 \text{ días}} = 4.21 \text{ kWh/día}$$

Nuevamente considerando que para el caso de estudio el usuario radica en la ciudad de Morelia, de la Tabla 4. 1 se tiene que el número de horas de sol pico por día es **6.13**.

La capacidad necesaria sin contemplar pérdidas:

$$\text{Capacidad necesaria sin pérdidas} = \frac{4.21 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}}{6.13 \frac{\text{h}}{\text{día}}} = 0.68 \text{ kWp}$$

Y finalmente tomando en consideración una eficiencia real de 70% en la conversión de energía, la capacidad necesaria contemplando pérdidas:

$$\text{Capacidad necesaria con pérdidas} = \frac{0.68 \text{ kWp}}{0.70} = 0.97 \text{ kWp} \approx \mathbf{1 \text{ kWp}}$$

En conclusión, se tiene que para cubrir el requisito energético bimestral y así poder reducir el consumo energético del usuario, de manera que éste pueda clasificar en el rango de consumo intermedio, se necesita implementar un sistema fotovoltaico de 1 kW.

Con base en el requerimiento energético estimado anteriormente, se proponen los siguientes elementos del sistema:

- Se sugiere utilizar cuatro paneles solares ERDM de 250W para una potencia total de 1 kW.
- Un inversor WVC-1200 dado que soporta adecuadamente la potencia total del sistema.
- Cable calibre AWG 8-10 sugerido para la conexión de los paneles solares al inversor en caso de ser requerido, y cable calibre AWG 12 sugerido para la conexión del inversor al centro de carga principal de la vivienda.
- Un interruptor termomagnético de 15 A, de manera de que sirva de protección y permita a su vez poder desconectar el inversor de la red eléctrica.

- Estructura necesaria para montaje de los paneles, de modo que queden fijados a una inclinación de aproximadamente 20° para aprovechar la mayor cantidad de horas de sol.

A continuación se muestra el diagrama sugerido de los elementos a conformar el sistema FV:

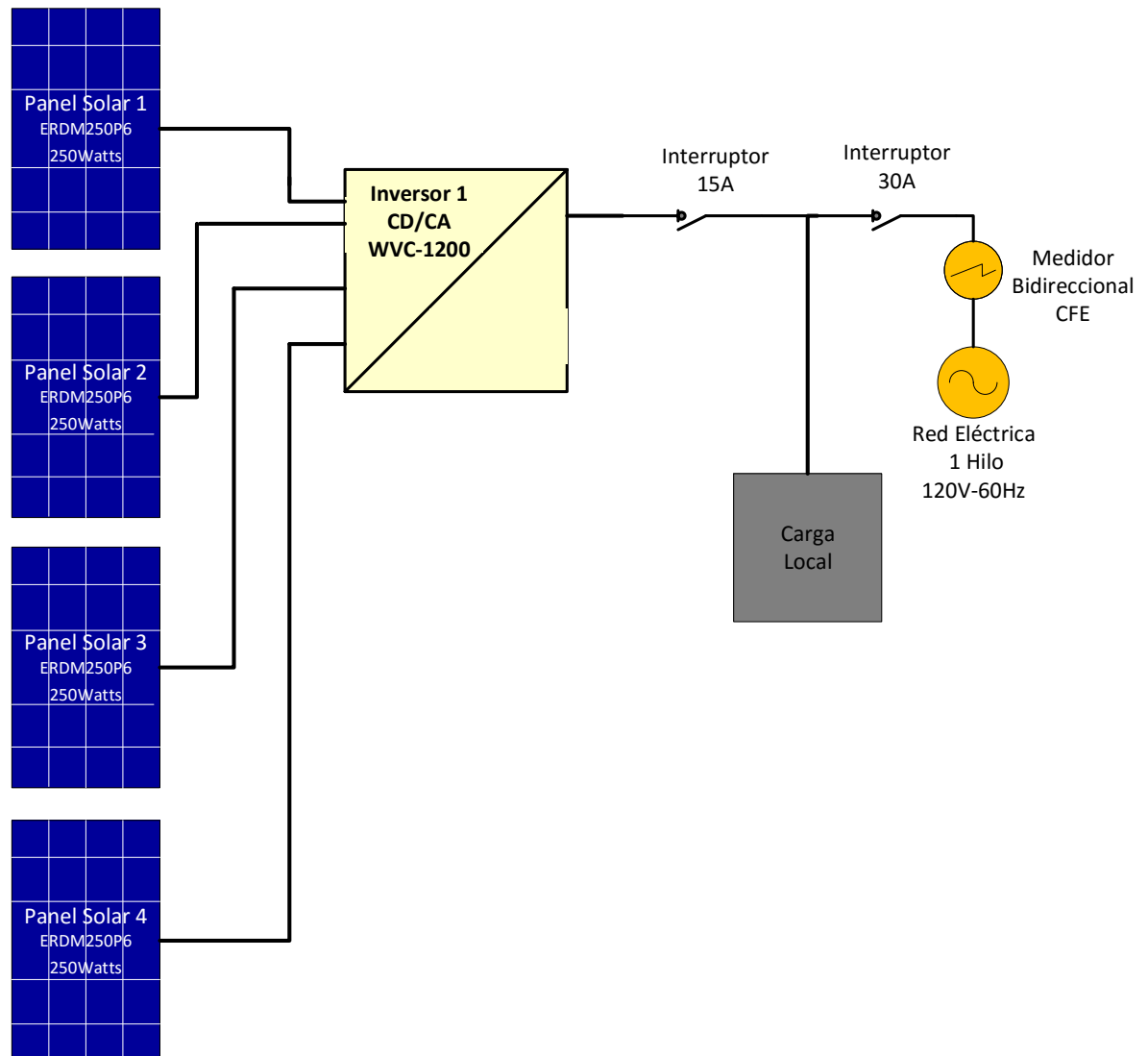


Figura 4. 14 Diagrama de elementos del sistema FV sugerido para propuesta de implementación 2.

Una vez más, de los elementos propuestos anteriormente se presenta el costo de los mismos, así como el costo total del sistema FV de 1kW.

Tabla 4. 9 Costo de los elementos para propuesta de implementación 2.

Elemento	Costo
Panel Solar ERDM250P6	\$3,000 pesos (por panel)
Micro Inversor WVC-1200	\$5,500 pesos (por inversor)
Cable	Aprox. \$500 pesos
Centro de Carga IUSA	\$250 pesos
Protecciones Termomagnéticas IUSA	\$400 pesos
Tuboflex para exterior	Aprox. \$200 pesos
Estructuras para montaje de los paneles	Aprox. \$ 1,000 pesos

$$\text{Costo total sistema de 1kW} = (3000 \times 4) + 5500 + 500 + 250 + 400 + 200 + 1,000$$

$$\text{Costo total sistema de 1kW} = \mathbf{\$19,850 \text{ pesos}}$$

Cálculo del tiempo de retorno de la inversión

Como se analizó anteriormente, el sistema propuesto deberá de generar aproximadamente 253 kWh al bimestre para que el usuario pueda pertenecer al rango de consumo donde la tarifa de cobro se denomina “intermedio”. Por lo anterior, el cobro por consumo de energía al bimestre posterior a la implementación del sistema sería:

Concepto	Tarifa	Subtotal
Básico 150 kWh	\$0.809	\$121.35
Intermedio 130 kWh	\$0.976	\$126.88
Subtotal 280 kWh		\$248.23
IVA 16%		\$39.71
TOTAL		\$287.94

Así el ahorro aproximado al bimestre sería:

Ahorro aproximado al bimestre(\$) = CPB - Costo Bimestral con el Sistema FV

$$\text{Ahorro aproximado al bimestre(\$)} = \$2132.97 - \$287.94 = \$\mathbf{1,845.03}$$

O mensualmente:

$$\text{Ahorro aproximado mensual(\$)} = \$\mathbf{922.51}$$

Finalmente, el tiempo de retorno de la inversión sería:

$$TRI_{meses} = \frac{\$19,850.00}{\$922.51/mes} \approx 21.5 \text{ meses} = 1.8 \text{ años}$$

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1 Conclusiones

Para el caso de estudio 1 tratado en el presente trabajo, durante los primeros meses posteriores a la instalación del primer sistema FV los resultados obtenidos y el desempeño del sistema fotovoltaico analizado fue un tanto impreciso, ya que el registro del historial de consumo eléctrico del usuario se realizó bajo condiciones no constantes de carga y capacidad de generación del sistema. Esto debido principalmente a que el usuario no tenía en consideración la realización de un estudio de factibilidad al momento de la instalación del sistema. Sin embargo, para los meses posteriores a la instalación del medidor bidireccional, en los que el sistema FV y carga local se mantuvo bajo condiciones de operación más constantes, fue posible comprobar el buen desempeño del sistema FV. No obstante, para este caso en particular, es muy recomendable realizar el análisis durante un mayor periodo de tiempo posterior a la instalación del medidor bidireccional, para que los resultados obtenidos puedan ser más precisos.

Aun cuando sólo se pudo medir el desempeño del sistema FV durante un periodo corto, el tiempo de recuperación de la inversión estimado fue bastante favorable, dado que aproximadamente a partir del cuarto año, la inversión inicial del sistema FV estará recuperada y por lo tanto éste empezará a generar ahorro directo hacia el usuario durante el tiempo restante de vida de los elementos del sistema FV, el cual como se mencionó anteriormente, es mucho mayor al periodo en el que se recupera la inversión.

Con el análisis de éste caso de estudio fue posible apreciar la importancia de realizar una evaluación de los elementos del sistema existente en un proyecto cuyo objetivo es el ahorro energético. Ya que como se demostró anteriormente, para éste caso el ahorro económico y energético se derivó de la combinación de la instalación del sistema FV, con la “disminución” del consumo energético del usuario, al identificar y así disminuir la utilización de algunos elementos que estaban teniendo un gran impacto en el consumo energético promedio

bimestral, representando ésta “disminución”, gran ahorro económico y nula inversión económica.

Por lo tanto, con base a lo analizado se puede concluir que el sistema FV analizado para el caso de estudio 1, es factible tecnológicamente y económicamente.

Para el caso de estudio 2, el promedio de consumo energético bimestral del usuario antes de la instalación del sistema FV para este caso de estudio no era muy elevado, es decir no presentaba un gran excedente por encima del consumo intermedio, por lo el ahorro económico que representa el sistema FV no es tan significativo como para el caso de estudio 1, y consecuentemente el TRI es considerablemente mayor al estimado para el primer caso de estudio.

No obstante, aún cuando el sistema no representa un gran ahorro económico inmediato para el usuario, y presenta un TRI más largo, éste genera beneficios para el usuario, ya que el tiempo de vida de los elementos del sistema sigue siendo mayor al TRI, y eventualmente esto se convertirá en ganancia para el usuario.

Dado que no fue posible precisar el desempeño del sistema FV para el caso de estudio 1, tampoco fue posible realizar una comparación fiable entre ambos sistemas FV. Sin embargo, basándose únicamente en las mediciones otorgadas por el medidor bidireccional de CFE, es posible apreciar que ambos sistemas presentan desempeños “similares” y dentro de los parámetros esperados dadas las características de ambos sistemas.

En conclusión para el caso de estudio 2, es posible decir que el sistema FV es factible tecnológicamente, y medianamente factible económicamente.

De manera general para ambos casos de estudio, el tiempo tan corto con el que se contaba para la realización del análisis de los sistemas, las condiciones bajo las que se realizaron éstos estudios, así como la falta de información de ciertos parámetros del funcionamiento y características del sistema, afectaron la precisión de los resultados obtenidos. No obstante, los resultados presentados satisfacen los objetivos planteados del presente trabajo, y sirven como una excelente base para identificar los posibles problemas y puntos de atención para la realización de trabajos posteriores.

De las propuestas de implementación, fue posible notar que ambos planteamientos son bastante factibles, ya que generan un gran ahorro hacia el usuario y consecuentemente presentan tiempos de retorno de la inversión bastante cortos.

En primera instancia, la propuesta de implementación del sistema FV de 1kW representa la opción más viable dado que el tiempo de retorno de la inversión es el más corto. Sin embargo, la propuesta del sistema FV de 1.5kW proporciona un margen mayor al usuario para poder incrementar eventualmente su consumo energético sin salirse de los rangos en los que el cobro por kWh es barato. Adicionalmente a lo anterior, el sistema FV de 1.5kW tiene por una parte, la capacidad de poder escalar su capacidad de generación posteriormente en al menos 500W sin necesitar una gran inversión adicional; y por otra parte, como se mencionó en el presente trabajo, al ser un sistema con inversores “en cadena” tiene la ventaja de ser más modular y tener la capacidad de seguir operando parcialmente aun cuando alguno de los inversores llegara a fallar.

Con base en lo analizado tanto en el historial de consumo eléctrico del usuario, así como en las propias necesidades del usuario de tener un mayor margen para consumo, la propuesta más óptima para el caso particular descrito anteriormente sería la implementación del sistema FV de 1.5 kW.

5.2 Trabajos Futuros

Las propuestas de diseño y el análisis de factibilidad presentado, servirá de base para la implementación real de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red eléctrica, dado que actualmente se cuenta con el interés y el capital por parte del usuario de la vivienda que se tomó como caso de análisis para realizar dicha propuesta.

Se pretende tomar en consideración la oportunidad de negocio surgido a raíz de la creciente utilización de las energías renovables, por lo que se analizará la posibilidad de desarrollar una empresa dedicada a la implementación de sistemas solares fotovoltaicos para uso doméstico, teniendo como base el conocimiento y la experiencia adquirida durante el presente trabajo.

Con los datos y observaciones presentadas en los casos de estudio analizados en éste trabajo, sería posible realizar un estudio más preciso de ambos sistemas FV, corrigiendo los

aspectos que impidieron la obtención de resultados más precisos, prestando atención principalmente al agregar instrumentos de medición de energía durante el bimestre, y la realización del estudio de éstos sistemas bajo condiciones de carga constantes durante un mayor periodo de tiempo, para así poder tener finalmente, una comparación fiable del desempeño de ambos sistemas.

Adicionalmente, dado que actualmente existen métodos que permiten cuantificar el impacto económico que representa la disminución de la contaminación ambiental al implementar sistemas de energías renovables, es decir, el impacto económico que representa el no emitir cierta cantidad de CO₂ a la atmosfera. Al implementar dichos datos al presente trabajo, sería posible obtener resultados que sustentaran aún más la factibilidad en la implementación de los sistemas FV.

Referencias

- [1] M. H. Rashid, Power Electronics Handbook, UK: BH, 2011.
- [2] Instituto Tecnológico de Canarias, Energías Renovables y Eficiencia Energética, 2008.
- [3] Gerencia de Energías No Convencionales del Instituto de Investigaciones Eléctricas , Guia de Usuario: Sistemas Fotovoltaicos Interconectados con la Red Aplicaciones de Pequeña Escala, Mexico, 2010.
- [4] R. A. V. Osvaldo M. Micheloud, Smart Grids: Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones, Mexico, DF: Cengage Learning Editores, 2012.
- [5] M. V. Anne Labouret, Solar Photovoltaic Energy, Dunod, Paris, 2009.
- [6] H. Lopez Tapia, Nuevo Inversor Multinivel Alimentado por Corriente, Celaya, Guanajuato, 2009.
- [7] P. M. Sangrá, Protecciones en las instalaciones eléctricas, Barcelona: Boixareu, 1991.
- [8] E. Harper, El ABC del alumbrado y las instalaciones eléctricas en baja tensión, México, D.F.: LIMUSA, 2006.
- [9] S. Wolf y R. F. Smith, Guia para Mediciones Electrónicas y Prácticas de Laboratorio, Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A., 1992.
- [10] Poliductos Flexibles, S.A. de C.V., «LA EVOLUCIÓN DE LOS MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA,» *ELÉCTRICA, LA GUÍA DEL ELECTRICISTA*, n° 62, pp. 20-23, Septiembre-Octubre 2015.
- [11] Instituto de Investigaciones Eléctricas, «SIGER- Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México,» [En línea]. Available: <http://sag01.iie.org.mx/siger/>.
- [12] Comision Federal de Electricidad, «Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generacion en pequeña escala,» [En línea]. Available: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Lists/Energia%20re

novable/Attachments/5/Especificacionest%C3%A9nicasPeque%C3%B1aEscal
a.pdf. [Último acceso: 08 06 2015].

Apéndice

Apéndice Especificaciones técnicas de los elementos empleados para casos de estudio y propuestas de implementación

Panel Solar ERDM250P6 250Watts

Características Eléctricas y de Operación del Panel Solar ERDM250P6.

Voltaje de Circuito Abierto (Voc)	36.69 V
Voltaje de Operación Óptimo (Vmp)	30.99 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	8.61 A
Corriente de Operación Óptima (Imp)	8.08 A
Potencia Máxima (Pmax)	250 W
Temperatura de Operación (°C)	-40 a 90
Máximo Voltaje del Sistema	1000 V
Eficiencia	15.39%
Celda Solar	Policristalina
No. de Celdas	60 (6x10)
Dimensiones	1.6 m X 0.99 m x 0.05m
Peso Aproximado	20 Kg
Cristal Frontal	Cristal Templado Estructurado de 3.2mm
Caja de conexión	MC4 Junction Box for PV Module IP65

Inversor Power Jack PSWGT-1200

Especificaciones del Inversor Power Jack PSWGT-1200.

Potencia Continua de Salida	1200w
Voltaje de Entrada de CD	CD 28 Volt – 52Volt
Voltaje de Salida de CA	CA 110v
Frecuencia	60Hz
Eficiencia	87%
Distorsión	2%

Protección de Temperatura	55C ± 5
Peso	5kg

Micro Inversor WVC-1200

Especificaciones Eléctricas y de Operación del Inversor WVC-1200.

Parámetros de Entrada	
Potencia de entrada recomendada	1200 Watts
Uso recomendado de los módulos FV	4*300W / Vmp > 34V / Voc<50V
Máximo voltaje de entrada de CD	50V
Voltaje pico de seguimiento de potencia	25-40V
Rango de voltaje de operación	17-50V
Min/Max voltaje de arranque	22-50V
Máxima corriente de CD de corto circuito	80A
Máxima corriente de entrada	54.4A
Parámetros de Salida	
Potencia pico de salida	1200Watts
Potencia nominal de salida	1150Watts
Corriente nominal de salida	9.58A
Rango de voltaje nominal	80-160V CA
Rango de frecuencia nominal	57.5-62.5Hz
Factor de Potencia	>98%
Eficiencia del SPMP	99.5%
Eficiencia promedio	88%
Temperatura ambiente	-40°C a 60°C
Dimensiones (Largo X Alto X Ancho)	370mm X 305mm X 38mm
Peso	2.5kg
Certificación de resistencia al agua	IP65