CENTRO DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA DE YUCATÁN

POSGRADO EN ENERGIA RENOVABLE

CARACTERIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA EN LAS CONDICIONES AMBIENTALES DEL NORTE DE LA CIUDAD MÉRIDA YUCATÁN

Avances de Tesis que presenta:

ALAIN AGUILAR FRAGA

En opción al título de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN ENERGÍA RENOVABLE

Mérida, Yucatán al 13 de Octubre de 2011

DECLARACIÓN DE PROPIEDAD

Declaro que la información contenida en la sección de Materiales y Métodos Experimentales, los Resultados y Discusión de este documento provienen de las actividades de experimentación realizadas durante el período que se me asignó para desarrollar mi trabajo de tesis, en las Unidades de Energías Renovables del Centro de Investigación Científica de Yucatán, A. C y el departamento de Ingeniería de Universidad Autónoma de Yucatán; y que dicha información le pertenece en términos de la Ley de la Propiedad Industrial, por lo que no me reservo ningún derecho sobre ello.

Mérida Yucatán, México al 13 de Octubre de 2011

_____

II. Alain Aguilar Fraga

El trabajo de tesis titulado “Caracterización de la energía eléctrica fotovoltaica en las condiciones ambientales del norte de Mérida Yucatán” fue desarrollado por el estudiante Alain Aguilar Fraga en el Laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán, A.C. y en el laboratorio USF15 de la unidad Energía de Renovable del Centro de Investigación Científica de Yucatán, bajo la dirección del Dr. Rolando Soler Bientz y el Dr. Gonzalo Carrillo Baeza, en el programa de Maestría en Ciencias en Energía Renovable de este Centro.

_____

Dr. Oscar A. Moreno Valenzuela
Director Académico
Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C.

AGRADECIMIENTOS

A CONACYT por el apoyo económico otorgado en mis estudios de maestría.

A CICY y a la Unidad de Energía Renovable.

A los Dres. Rolando Soler Bientz y Gonzalo Carrillo Baeza por la dirección, apoyo y todo el aporte tanto a nivel científico, como por sus conocimientos y enseñanzas para la realización de este trabajo.

A la Dra. Mascha Afra Smit por las observaciones, críticas y sugerencias sobre este proyecto, las cuales han sido importantes para la realización de esta tesis.

Al Ing. Renán Quijano por su amistad y el apoyo en el desarrollo de la parte electrónica de medición de proyecto.

A los técnicos Sergio Canché y José Quijano por sus, enseñanzas y comentarios al realizar pruebas en los laboratorios, donde cada uno contribuyó con excelentes consejos técnicos y sugerencias para realizar mis experimentos con la mayor calidad y eficiencia posible.

A Dulce Cenceña López por el apoyo incondicional durante estos años de gran importancia en mi vida.

A todos mis compañeros y amigos de el Centro de Investigación Científica de Yucatán por la amistad y apoyo brindado, así como por los momento inolvidables que se vivieron juntos.

A mis padres y a mi hermano por creer siempre en mí y darme su apoyo en todo momento para realizar este logro en mi vida.

CONTENIDO

CAPITULO 1. ANTECEDENTES 3

1.1 Radiación solar 3

1.2 La celda fotovoltaica 8

1.3 Módulos fotovoltaicos 10

1.4 Los sistemas fotovoltaicos 12

1.5 Parámetros eléctricos 17

1.6 La carga eléctrica 23

1.7 Evaluación de sistemas fotovoltaicos autónomos 26

1.8 Objetivos 28

1.9 Justificación 29

CAPITULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS 30

2.1 Estructura general de los componentes del sistema de estudio 30

2.2 Sistema FV de studio 32

2.2.1 Sistema de generación 32

2.2.2 Sistema de control de carga 33

2.2.3 Sistema de almacenamiento de energía 35

2.3 Sistema de medición 36

2.3.1 Sensores de corriente 36

2.3.2 Sensor de voltaje 37

2.3.3 Sensores de temperatura 38

2.3.4 Radiación solar 40

2.3.5 Velocidad del viento 41
2.3.6 Sistema de adquisición de datos.....42
2.4 Patrones de carga.....43
2.4.1 Sistema de simulación de cargas.....43
2.4.2 Sistema de control de cargas.....43
2.4.3 Análisis de cargas.....44
2.4.4 Descripción de patrones 47
2.5 Regímenes de medición.....48
2.5.1 Parámetros eléctricos y medioambientales 48
2.5.2 Condiciones de radiación para el estudio de los patrones de carga 51
2.5.3 Manejo de las mediciones de las variables meteorológicas y eléctricas.....52
2.6 Correlación de variables meteorológicas con la generación eléctrica del SFV.....54
2.7 Simulación para la generación de hidrógeno.....55
2.7.1 Variables y parámetros para el desarrollo de la simulación.....56
Variables Meteorológicas.....56
Patrón de Carga 56
CAPITULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....58
3.1 Patrones de las variables meteorológicas 58
3.1.1 Radiación Solar 59
3.1.2 Temperatura Ambiente.....61
3.1.3 Velocidad del Viento.....63
3.2 Comportamiento de los componentes del sistema fotovoltaico para cada patrón de carga…….....66
3.2.1 Patrón Intermitente.....66

3.2.2 Patrón Gaussiano.....69

3.2.3 Patrón para pequeña vivienda 71

3.3 Efectos de los patrones de carga para cada componente del sistema fotovoltaico73

3.3.1 Generación de los Módulos Fotovoltaicos.....74

3.3.2 Almacenamiento 75

3.3.3 Energía disponible a las cargas 76

3.4 Influencia de las variables meteorológicas sobre el sistema de generación estudiado 77

3.4.1 Influencia de la Radiación sobre la Generación Eléctrica FV 77

3.4.2 Influencia de la Temperatura Ambiente sobre la Generación Eléctrica FV. .80

3.4.3 Influencia del Viento sobre la generación eléctrica del arreglo FV.....82

3.4.4 Influencia de la velocidad del Viento sobre la Temperatura de Módulos FV84

3.5 Almacenamiento de la energía generada en hidrógeno.....86

3.5.1 Resultados de la simulación.....86

CONCLUSIONES 93

BIBLIOGRAFÍA 98

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Países del mundo con mayor generación fotovoltaica en la última década. 7
Tabla 2. Condiciones de instalación del sistema FV autónomo.....32
Tabla 3. Características técnicas de los módulos de generación fotovoltaica.....33
Tabla 4. Características eléctricas del dispositivo del sistema de control de cargas en el sistema FV.....34
Tabla 5. Características eléctricas del dispositivo del inversor de corriente eléctrica CD – CA en el sistema FV. 35
Tabla6. Características técnicas de las baterías empleadas en el sistema FV. 36
Tabla 7. Características técnicas del sensor de corriente CSLA2CD (Honeywell, 2006). ..37
Tabla 8. Características técnicas del sensor de voltaje NT-15 (F.W. BELL, 2003). 38
Tabla 9. Características técnicas del sensor de temperatura LM-35 (Analog Devices, 1994). 39
Tabla 10. Características técnicas del sensor de temperatura LM-35 (Analog Devices, 1994). 39
Tabla 11. Características técnicas del sensor de radiación SPLITE-100 (Campbell Cientifics, 2007).....40
Tabla 12. Características técnicas del sensor de velocidad de viento 03101-L Campbell Scientifics.....41
Tabla 13. Especificaciones del sistema de adquisición de datos 42
Tabla 14. Características del simulador de cargas. 43
Tabla 15. Amplitud, ciclos y potencia de las cargas 48
Tabla 16. Ejemplo de la generación del valor máximo, mínimo y promedio para una variable meteorológica (radiación solar) en un día soleado.....53
Tabla 17. Ejemplo de la generación de los promedios para el parámetro eléctricos de voltaje de baterías.....54
Tabla 18. Cantidad de los días obtenidos referentes a cada patrón de carga y a la clasificación de radiación.....58

Tabla 19. Especificaciones del SFVA con acumulación de energía a base de baterías.....87
Tabla 20. Especificaciones del SFVA con acumulación de energía a base de hidrógeno...87
Tabla 21. Características técnicas del los sistemas y el costo del generación eléctrica por kWh.....92

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de radiación solar.....4
Figura 2. Diagrama representativo de masa de aire 5
Figura 3. Representación de los enlaces covalente del silicio como con el boro y el fósforo 8
Figura 4. Representación del efecto fotovoltaico de una celda solar.....9
Figura 5. Diversas capas de un módulo fotovoltaico tradicional.....11
Figura 6. Tecnologías de módulos fotovoltaicos, a) silicio monocristalino, b) silicio policristalino.....12
Figura 7. Elementos que componen un sistema FV autónomo.....13
Figura 8. Elementos que componen un sistema conectado a red.....14
Figura 9. Unidades de generación FV.....14
Figura 10. Curva I-V progresiva de una celda solar al incrementar la luz incidente.....17
Figura 11. Principales parámetros eléctricos de una celda fotovoltaica. 18
Figura 12. Curva I-V de Módulos configuradas en serie.....20
Figura 13. Curva I-V de Módulos configurados en paralelo. 21
Figura 14. Ejemplo del efecto de la cantidad de radiación solar incidente en la curva I-V de un modulo. 22
Figura 15. Efecto de la variación de la temperatura de la celda en su curva *I-V*. 23
Figura 16. Diagrama de comportamiento del voltaje y corriente de un circuito resistivo...24
Figura 17. Diagrama del comportamiento del voltaje y corriente de un circuito capacitivo. 25
Figura 18. Diagrama del comportamiento del voltaje y corriente de un circuito inductivo. 25
Figura 19.Sistema fotovoltaico en estudio.....30
Figura 20. Diagrama de interconexión de los sistemas.....31
Figura 21. Módulo FV empleado en el sistema. 33
Figura 22. Controlador de carga empleado en el sistema FV 34

Figura 23. Inversor Xantrex TS-512 CD-CA utilizado en el sistema de estudio.....35
Figura 24. Baterías empleadas en sistema FV 36
Figura 25. Sensor de corriente de tipo anillo modelo CSLA2CD. 37
Figura 26. Sensor de voltaje modelo NT-15 38
Figura 27. Sensor de temperatura del arreglo FV 39
Figura 28. Sensor de temperatura AC22100 en cápsula plástica. 39
Figura 29. Piranómetro Keep&Zonen.....40
Figura 30. Sensor velocidad de viento 41
Figura 31. Imagen del sistema de adquisición de datos (Campbell Scientific CR200). 42
Figura 32. Imagen del sistema de simulación de cargas. 43
Figura 33. Reprecentación gráfica de los patrones de carga empleados. 44
Figura 34.Representación del comportamiento grafico radiación de la solar en promedios de un minuto.....49
Figura 35. Representación del comportamiento grafico de la radiación solar en promedios de 10 minutos. 50
Figura 36. Representación del comportamiento grafico radiación solar en promedios de 30 minutos.....50
Figura 37. Representación gráfica de la radiación solar en un día perfectamente soleado..51
Figura 38. Representación gráfica de la radiación solar en un día medio nublado.....52
Figura 39. Representación gráfica de la radiación solar en un día nublado.....52
Figura 40. Pantallas de los parámetros medio ambientales de temperatura y radiación.....56
Figura 41. Pantalla de la carga eléctrica (Patrón Pequeña Vivienda) 57
Figura 42. Irradiancia promedio mensual durante el periodo de estudio. 59
Figura 43. Radiación Solar máxima, mínima y promedio presente en un día soleado durante el periodo de estudio. 61
Figura 44. Temperatura ambiente promedio mensual durante el periodo de estudio. 61
Figura 45. Temperatura ambiente máxima, mínima y promedio presente en un día soleado durante el periodo de estudio. 63
Figura 46. Velocidad del viento promedio mensual durante el periodo de estudio. 64

Figura 47. Velocidad del viento máxima, mínima y promedio presente en un día soleado durante un día característico soleado, mixto y nublado. 65
Figura 48. Comportamiento del sistema FV sometido al patrón de carga Intermitente en un día típico soleado, mixto y nublado respectivamente. 68
Figura 49. Comportamiento del sistema FV sometido al patrón de carga Gaussiano en un día característico soleado, mixto y nublado. 71
Figura 50. Comportamiento del sistema FV sometido al patrón de carga Pequeña Vivienda en un día soleado, mixto y nublado.....73
Figura 51. Diagramas de dispersión de las variables de radiación y potencia de generación eléctrica de arreglo FV. 79
Figura 52. Diagramas de dispersión de la temperatura respecto a la generación eléctrica del SFV 82
Figura 53. Diagramas de dispersión de velocidad del viento respecto a la generación eléctrica del SFV. 84
Figura 54. Diagramas de dispersión de velocidad del viento respecto a la temperatura de los módulos FV. 86
Figura 55. Comportamiento de generación eléctrica del sistema FV de los sistemas a) SFVA-Baterías y b) SFVA-Hidrógeno. 89
Figura 56. Comportamiento de la generación de hidrógeno de SFVA- Hidrógeno.....90
Figura 57. Comportamiento del almacenamiento de energía a) SFVA-Baterías b) SFVA-Hidrógeno.....91

ANEXOS

Anexo 1. Consumo promedio en Watts de los aparatos electrodomésticos básicos para una pequeña vivienda rural [34] 95
Anexo 2. Fuentes web consideradas para determinar los precios de los dispositivos mencionados en la simulación. 96

NOMENCLATURA

A	Amper
AC	Corriente Alterna
Ah	Amper-hora
C	Ciclos
DC	Corriente Directa
E_C	Potencia requerida por la carga al día
FF	Factor de llenado (fill factor)
FP	Factor de perdida
FV	Fotovoltaica
I_e	Corriente foto generada
I_{cc}	Corriente de corto circuito
I_c	Corriente requerida por la carga
I_{max}	Corriente de máxima potencia
I_o	Corriente de saturación de la celda
I_p	Corriente nominal generada por el arreglo FV
kWh	Kilowatt- hora
K_S	Constante Solar

MA	Masa de aire
mA	Mili-Amper
mV	Mili Volts
MW	Megawatts
η	Eficiencia del modulo FV
nm	Nanómetros
P	Potencia
P_{inc}	Potencia incidente
P_{max}	Potencia máxima
PSH	Radiación solar en kWh/m^2
P_T	Potencia Teórica
PSH	Radiación solar en kilowatts-hora por metro cuadrado
SFA	Sistema Fotovoltaico Autónomo
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado a Red
R	Resistencia
T	Tiempo
V	Voltaje
V_{max}	Voltaje de máxima potencia

VAR Volt-Amper Reactivo

V_{ca} Voltaje de circuito abierto

V_{mp} Voltaje de máxima potencia

W Watts

Wh Watts-hora

RESUMEN

En los últimos años la venta e instalaciones de la tecnología solar fotovoltaica (FV) han tenido un aumento en el sector institucional y de propiedad privada en México. Sin embargo, ha habido falta de información sobre el rendimiento técnico de estos sistemas instalados en nuestro país, ya que la eficiencia que presentan en condiciones reales de operación depende principalmente de las variables meteorológicas de la región en la que se encuentran instalados. Asimismo, la mayoría de las pruebas de rendimiento para los sistemas FV sólo se han enfocado en el comportamiento de los componentes individuales y no en la manera en que el sistema integrado opera en su conjunto. Para reducir la brecha, este proyecto se basó en el análisis de generación eléctrica de un sistema fotovoltaico autónomo con módulos de tecnología monocristalina sometido a diferentes patrones de carga bajo las condiciones medioambientales del norte de Mérida, Yucatán. Las variables consideradas para llevar a cabo este estudio fueron la radiación solar incidente, la temperatura del módulo, la temperatura ambiente así como el voltaje y la corriente de cada uno de los subsistemas incluyendo los patrones de carga a la cual se somete el dispositivo. Otro de los campos de interés, fue determinar la viabilidad de aplicar esta tecnología FV en la generación de hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía, mediante la utilización de un software de simulación. Los resultados mostraron que el tipo de patrón de carga no influyó sobre el sistema de generación FV para ninguno de los diferentes patrones de radiación solar estudiados; sin embargo, se encontró que a niveles de baja intensidad del recurso, se presentó un impacto negativo para el soporte de las cargas aplicadas. Asimismo, sólo se encontró una correlación significativa en la generación eléctrica de sistema FV respecto a la radiación solar incidente. La simulación arrojó que no es económicamente factible emplear la tecnología del hidrógeno como una fuente de almacenamiento de energía en un SFVA debido un costo mayor del 25% y un requerimiento energético del 40% mayor respecto sistema a base de baterías de plomo ácido.

ABSTRACT

In recent years the sale and installation the solar photovoltaic technology (PV) have had an increase in the institutional sector and private property sector in México. However, there has been lack of information on the technical performance of these systems installed in our country, and on the efficiency that occurs in real operating conditions depending mainly on meteorological variables in the region in which they are installed. Also, most of the performance evaluations of PV systems have focused only on the behavior of individual components and not on how the integrated system operates as a whole. To reduce the gap, this project was based on the analysis of power generation from a photovoltaic system technology with autonomous monocrystalline modules submitted to different load patterns under the climatic conditions of northern Mérida, Yucatán, México. Variables considered for carrying out this study were incident solar radiation, module temperature, ambient temperature, voltage and current of each of the subsystems including load patterns to which the device is subjected. Another field of interest was to determine the feasibility of applying this technology in the generation of PV hydrogen as energy storage system, using simulation software. The results showed that the type of load did not influence the PV generation system for any of the different patterns of solar radiation studied, however, I was found that low levels of resource intensity; result in a negative impact on the applied loads support. Furthermore, only one significant correlation was found in the PV power generation system with respect to the incident solar radiation. The simulation showed that it is not economically feasible to use hydrogen technology as a source of energy storage for a SFVA, due to a 25% higher of, and 40% higher energy requirement compare to lead acid batteries based system.

INTRODUCCIÓN

Se pronostica que la demanda global total de energía en el mundo crecerá entre un 50% a 60% para el año 2030[1], como resultado del crecimiento de la población mundial y la búsqueda de mejores estándares de vida. Por lo tanto, se requiere garantizar un abastecimiento adecuado y confiable mediante fuentes de energías que sean económicas y ambientalmente responsables, a fin de garantizar un abastecimiento adecuado y confiable. Sin embargo, no existe una solución única y sencilla para los problemas con el abastecimiento de energético, dada la dimensión de la demanda mundial energética global aunada a los largos períodos de desarrollo y en el crecimiento de la población que son necesarios para la implementación de cambios sustanciales.

México ha dependido de la explotación del carbón, el petróleo, y el gas natural, las cuales seguirán siendo indispensables para satisfacer el crecimiento de la demanda; sin embargo, estos recursos energéticos se están agotando y a la vez su consumo genera riesgos ambientales, por lo que para reducir estos riesgos, se requiere de un impulso a la investigación y a la aplicación de sistemas eficientes, pero principalmente el desarrollo y empleo de la energía renovable para afrontar todos estos retos.

Dentro de las fuentes de energía renovable con mayor aplicación en la actualidad está la energía solar[2]. Esta se usa principalmente para dos cosas, primero para aprovechar su calor, por ejemplo para calentar comida o agua, según el caso se conoce como energía solar térmica, y la segunda para generar electricidad en una conversión directa de la radiación solar, se conoce como energía solar fotovoltaica, empleando los sistemas fotovoltaicos (SFV).

Los SFV, son el resultado de la integración de varios bloques funcionales, que tienen como fin aprovechar la energía solar que llega en un sitio y transformarla en la energía eléctrica requerida por una carga (consumo) determinada, en un tiempo determinado (autonomía). Estos sistemas están conformados por lo general por uno o más módulos fotovoltaicos

interconectados (panel fotovoltaico), un equipo para el control de carga, un banco de baterías y también de un sistema de inversor de corriente directa-alterna-directa según necesidades de la aplicación.

Los sistemas fotovoltaicos son una tecnología que tuvo repunte en sus inicios con el realce de la carrera espacial de los Estados Unidos de Norteamérica, y hoy en día ya viene a representar una opción práctica para poder dar acceso a la electricidad a cientos de millones de familias en el planeta; así como en aplicaciones parael bombeo fotovoltaico de agua, la alimentación de energía eléctrica de repetidoras de comunicación, alimentación eléctrica de casas habitación, etc. No obstante, el empleo de estos sistemas, permite aprovechar algunas características ventajosas, como es la disponibilidad de una fuente de energía libre y gratuita en el mismo lugar del consumo, la flexibilidad, movilidad y modularidad de las instalaciones. Sin embargo, los SFV presentan problemas como cualquier otro tipo de tecnología, que requieren ser resueltos para su adecuada explotación, uso, aplicación eficiente y viabilidad. Entre las problemáticas más importantes están la variación de la eficiencia en la generación y almacenamiento de energía debido a las condiciones medioambientales de la región donde se encuentren operando; los efectos de sombreado, en el caso de sistemas conectados a red eléctrica convencional de energía eléctrica se presentan problemas de acoplamiento eléctrico, así como de la disposición final de estos sistemas al terminar su vida útil.

En lo que respecta el presente trabajo, se enfoca a realizar estudios experimentales de las variables medioambientales en las variables físicas de la generación eléctrica de los sistemas fotovoltaicos autónomos en la región sureste de México, en caso particular del norte de la ciudad de Mérida, Yucatán, la cual es considerada una región de alta insolación anual[3-6]. Los resultados de este trabajo aportan en una descripción del comportamiento de operación de los SFV autónomos en la región, así como en un futuro su uso en sistemas híbridos con otras tecnologías limpias, tales como la eólica y el hidrógeno.

CAPITULO 1. ANTECEDENTES

1.1 Radiación solar

La radiación es el fenómeno de propagación de energía a través del espacio vacío o de un medio material, que se transmite mediante la combinación de campos eléctricos y magnéticos oscilantes. El Sol es una fuente que irradia energía luminosa y térmica a nuestro planeta, la cual se debe a las fisiones nucleares de grandes cantidades de hidrógeno que se convierten en helio, en el interior de su núcleo.

La radiación que produce el Sol hacia el espacio es de aproximadamente 3.86 x 10^{26} W [7]; sin embargo, la densidad de energía de los rayos solares disminuyen conforme éstos viajan en el espacio. El planeta Tierra se encuentra alejado del Sol una distancia de casi 1500 millones de kilómetros (149,597,870.691 km) [7], por lo que los rayos solares inciden con menor energía sobre la atmósfera terrestre; actualmente se establece un valor de 1 367 W/m2 con variaciones del 2% que se deben al movimiento de la Tierra en su órbita elíptica alrededor del Sol [8]. Esta cantidad es conocida como la constante solar (K_S). De aquí se definen los conceptos de irradiancia e irradiación. La irradiancia o radiación es la potencia solar incidente por unidad de superficie y se mide en Watts por metro cuadrado (W/m^2); la irradiación es la energía incidente por unidad de superficie en un determinado período de tiempo, se mide en Watts-hora por metro cuadrado (Wh/m^2).

No toda la radiación del Sol que recibe la Tierra llega hasta la superficie, una gran cantidad se pierde debido a las capas atmosféricas y los diversos fenómenos que ocurren en ellas. Esto se debe a que los rayos de energía solar están formados por pequeñas partículas llamadas fotones que durante su paso por la atmósfera pueden interactuar con otras partículas y átomos presentes en ella, como las moléculas de vapor de agua, el dióxido de carbono y de ozono, entre otras. Como resultado a estas interacciones ocurren los fenómenos como la dispersión y la absorción. La dispersión se produce cuando el fotón

interactúa con una partícula y ésta produce una desviación en la trayectoria del fotón; la absorción se produce cuando se presenta una transferencia de energía durante la interacción con la partícula. Sin embargo, durante su viaje los rayos de luz pueden interactuar con objetos y retornar hacia el exterior, dando lugar así a la reflexión.

Por estas causas, la radiación solar se clasifica en: radiación solar directa, la cual llega desde el exterior hasta la superficie de la tierra con una trayectoria en línea recta, sin sufrir desviaciones; radiación solar difusa, la cual llega a la superficie después de sufrir desviaciones en su trayectoria debido a los fenómenos de difusión y dispersión; y radiación solar de albedo, que es la radiación solar reflejada por diversos objetos, tal y como se puede apreciar en la Figura 1. La suma de estos tres tipos de radiaciones solares es conocida como radiación solar global; la cual es medida con un dispositivo llamado piranómetro.

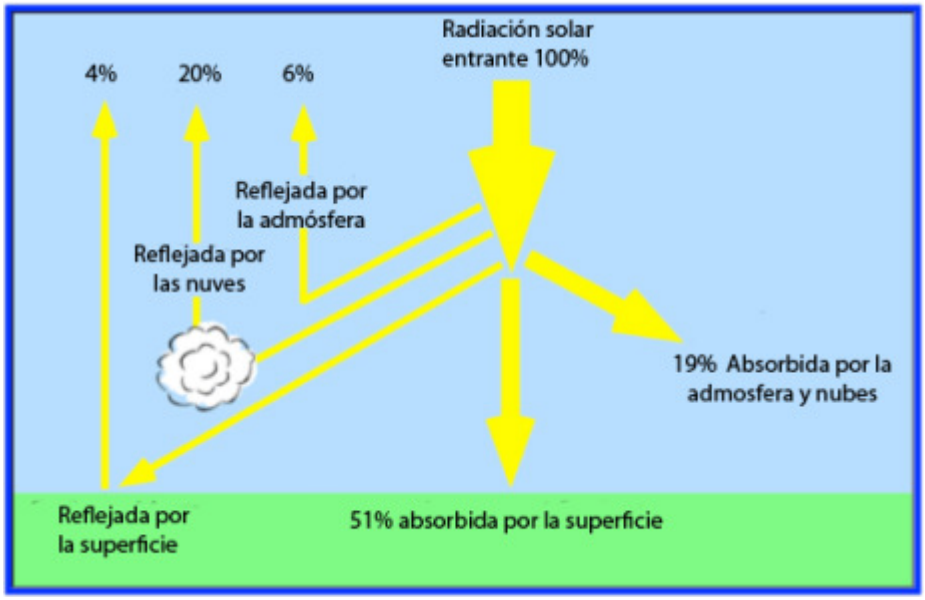


Figura 1. Tipos de radiación solar.

Por otro lado, la cantidad de luz absorbida en la atmosfera afecta al cometido espectral y a la intensidad de la radiación solar que alcanza la superficie de la Tierra, se le denomina Masa de Aire (MA). No obstante, la longitud de la trayectoria de la luz solar esta generalmente comparada por la trayectoria vertical sobre el nivel mar, que ha sido designada como la Masa de Aire = 1 (MA 1). En general, la masa de aire a través del cual la luz del Sol pasa, es proporcional a la secante del ángulo cenital, θz, que es el ángulo medido entre el haz directo y la vertical; tal y como se pude apreciar en la Figura2.

$$MA = \frac{1}{Cos\theta} \qquad \text{(Ec.1).}$$

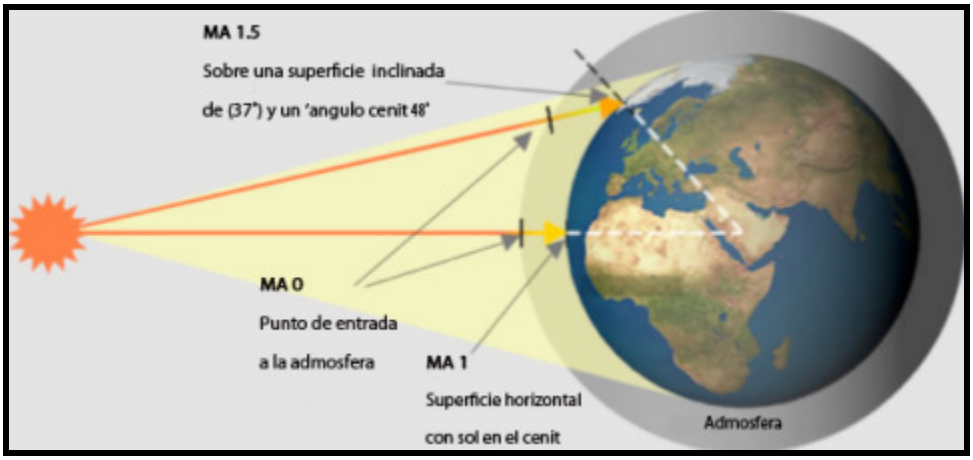


Figura 2. Diagrama representativo de masa de aire

Después de la absorción, la intensidad de la radiación solar global es generalmente reducida de 1367 W/m^2 en la parte superior de la atmósfera a poco más de 1.000 W/m^2 a nivel del mar. Por lo tanto, para una longitud del camino MA 1, la intensidad de la luz solar se reduce a 70% de su valor MA 0 original. En forma de ecuación, esta observación se puede expresar como:

$$Ks = 1367\ (0.7)^{MA}$$

donde K_S es la constante de la radiación solar antes de llegar a la parte superior de la atmosfera terrestre.

Es de gran importancia destacar que los valores de irradiancia e irradiación en un lugar y tiempo determinado, dependen de diferentes factores como la ubicación geográfica, el clima, la estación del año y la inclinación de la superficie.

Recurso solar en México

México está ubicado en el cinturón solar de la tierra [9] y se distingue por una alta incidencia de radiación solar en la gran mayoría de su territorio con una irradiación media anual de aproximadamente 5 kWh/m^2 por día [10, 11]. Sin embargo, Sonora, Chihuahua y el este de Baja California son los estados de mayor radiación con 6 kWh/m^2 por día [12, 13].

Por otro lado la península de Yucatán cuenta con una irradiación promedio al año de 5 kW/m^2 [11, 13], la cual presenta poca variación, debido a la situación geográfica y su clima tropical. Esto hace una región atractiva para el aprovechamiento de este recurso en la energía FV.

Países como Alemania con una radiación solar promedio de aproximadamente de 3 kWh/m^2 [11, 14], han demostrado la eficiencia de los sistemas solares, por lo que en México, con mayor irradiación, el potencial de aprovechamiento solar se considera mayor.

La energía fotovoltaica en México y en el mundo.

En la última década los países desarrollados como Alemania, España y Japón principalmente, han dado gran importancia a la implementación de energía fotovoltaica

para sustituir el consumo las energías fósiles para el abastecimiento de la energía eléctrica. Para el año 2008, Alemania contaba con alrededor de 5,270 Megawatts (MW) instalados de energía FV, siendo el país con mayor potencia eléctrica instalada con dicha tecnología. Para el mismo año, España se encontraba en el segundo sitio con un total 2,511 de MW, no obstante para el 2010, Alemania contó con un promedio de 16,500 MW instalados, para continuar en el primer lugar, mientas que España alcanzo 3900 MW, posicionándose después de Italia con 4,000 MW [15]. En la Tabla1 se muestran principales países con mayor generación FV en el Mundo.

Tabla 1. Países del mundo con mayor generación fotovoltaica en la última década [15].

Megawatts Instalados en Sistemas FV					
Año	**Japón**	**U.S.**	**España**	**Alemania**	**Resto del Mundo**
1998	69	n/a	0	10	155
1999	72	17	1	12	197
2000	112	22	n/a	40	278
2001	135	29	2	78	334
2002	185	44	9	80	439
2003	223	63	10	150	594
2004	272	90	6	600	1052
2005	290	114	26	850	1321
2006	287	145	88	850	1603
2007	210	207	560	1100	2392
2008	230	342	2511	1500	5559
Total	2085	1073	3213	5270	13924

En México, para los años de 1993 y 2003, la capacidad instalada de los sistemas de energía fotovoltaica aumentó de 7 a 15 MW; encontrándose la mayoría en las comunidades rurales. Con estos avances, México ingresa en la lista de los países del mundo en el desarrollo de capacidad fotovoltaica instalada. Logrando aumentar en 2008 la capacidad instalada a 19.4 MW y se espera que alcance casi 28 MW en el 2011 [16].

1.2 La celda fotovoltaica

La celda fotovoltaica (FV) es la unidad más pequeña de generación de energía fotovoltaica compuestas por materiales semiconductores, como el caso del silicio principalmente, en forma de obleas delgadas de aproximadamente 200 micrómetros de espesor, que portan cintas de metal incrustadas por ambas superficies, tomando la función como contactos eléctricos para el flujo de los electrones.

Las celdas fotovoltaicas (FV) están compuestas por materiales semiconductores, como el caso del silicio, en forma de obleas delgadas de aproximadamente 200 micrómetros de espesor. Estas obleas son sometidas a un tratamiento de una sustancia dopante para obtener así semiconductores de silicio tipo p o n. El semiconductor tipo n se le añaden un cierto tipo de átomos de otro elemento para poder aumentar el número de portadores de cargas libres (negativas o electrones), actuando como un agente donante. Entre las sustancias mas empleados para dopar un semiconductor y convertirlo de tipo n esta el fósforo (P), arsénico (As) o Antimonio (Sb), Figura 3. Por otro lado, para el dopar semiconductores tipo p generalmente se ha añaden cierto tipo de átomos de elementos como el boro (Au), aluminio (Al) o galio (Ea) para poder aumentar el número de portadores de carga libres (en este caso cargas positivas), y así tomando este el papel de un material aceptor. También a los átomos del semiconductor que han perdido un electrón son conocidos como huecos.

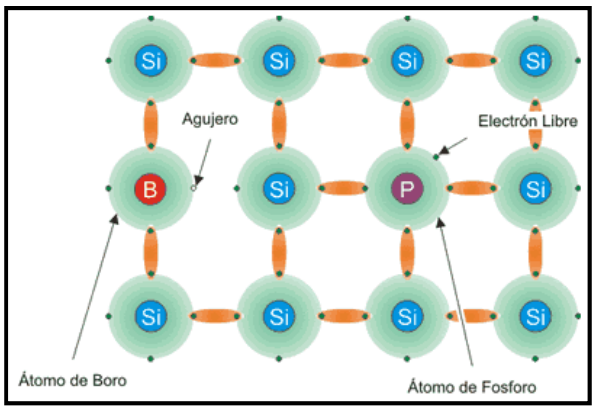


Figura 3. Representación de los enlaces covalente del silicio como con el boro y el fósforo

Posteriormente, cuando los dos tipos de semiconductores (tipo n y tipo p) entran en contacto entre sí, electrones de la región n que se encuentran cerca se difunden hacia el lado p dejando detrás de una capa cargada positivamente por los donantes. Del mismo modo, las cargas positivas o huecos se difunden en dirección opuesta dejando a tras una capa de carga negativas libre de huecos. Como estas cargas (electrones y huecos) quedan al descubierto, se genera un campo eléctrico (o diferencia de potencial), lo que limita la difusión de los huecos y electrones, quedando exactamente en equilibrio, por lo que no hay flujo de corriente en el material. A esta área de capas en equilibrio se le llama zona de acotamiento.

Las celdas fotovoltaicas operan cuando al incidir la luz de ciertas longitudes de onda provenientes del Sol (fotones) inciden en la capa del semiconductor n una parte de la luz se refleja (energía perdida) y la otra penetra hasta el material tipo p excitando los átomos de dicho material generando electrones par huecos, donde los electrones son jalados por el campo eléctrico hacia el material n, generándose un flujo de electrones, como se representa en la Figura 4. Seguidamente, ya que la única manera de que los electrones lleguen de la capa de semiconductor tipo n de una celda a la P de otra celda, es a través de las cintillas de metal incrustadas que une a ambas, y es por ahí donde los electrones toman esta vía para fluir, a lo que se le denomina corriente eléctrica.

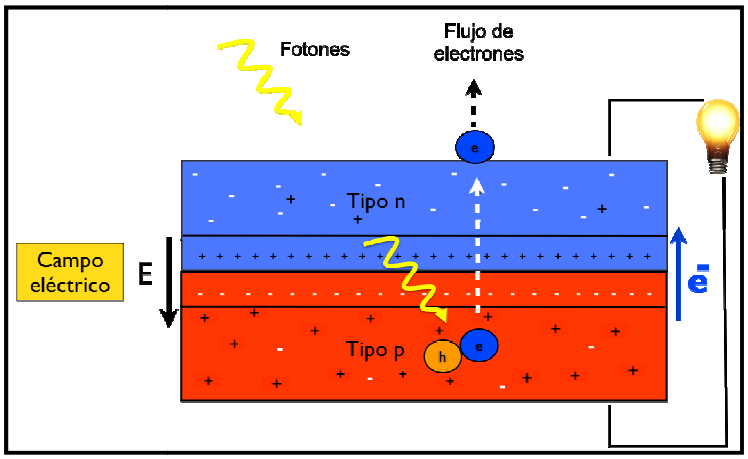


Figura 4. Representación del efecto fotovoltaico de una celda solar.

Las celdas fotovoltaicas de silicio monocristalino, con un área de 100 cm^2, pueden producir una corriente de alrededor de 2.5 amperes (A) y un voltaje de aproximadamente 0.6 volts (V), proporcionando una potencia aproximada de 1.5 Watts (W), en condiciones estándar de prueba (CST, en Ingles), a una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1000 W/m^2 [17].

1.3 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son un conjunto de celdas fotovoltaicas interconectadas y encapsuladas con capas de diversos materiales en una sola unidad capaz de ser manipulada y conectada a un sistema de generación de energía. Por lo general, como se muestra en la Figura 5, un módulo fotovoltaico contiene las siguientes capas:

Cubierta de vidrio. Se utiliza un vidrio templado de un espesor de 2 a 4 mm, resistente al granizo y al viento para garantizar una alta transmisibilidad y minimizar la absorción de la luz en el vidrio, éste debe poseer un bajo contenido de hierro.

Lámina EVA. El acetato de etilen-vinilo (EVA) es un encapsulante a base orgánica que posee una alta transmisión de la radiación solar y protege a las celdas contra la corrosión. Debido a su alta elasticidad ofrece protección a las celdas contra las tensiones mecánicas. El EVA se fluidifica para rellenar todos los espacios vacíos del conjunto y hacerlo impermeable.

Interconexión de celdas fotovoltaicas. Celdas configuradas en serie o paralelo que generan la energía eléctrica.

Láminas de Tedlar y Poliéster. Son cubiertas protectoras posteriores que además de ofrecer la estabilidad mecánica requerida ofrecen la ventaja adicional de reflejar la luz que ha logrado traspasar las celdas fotovoltaicas, haciendo que ésta vuelva a la parte frontal del módulo para nuevamente ser reflejada e incidir otra vez sobre las celdas.

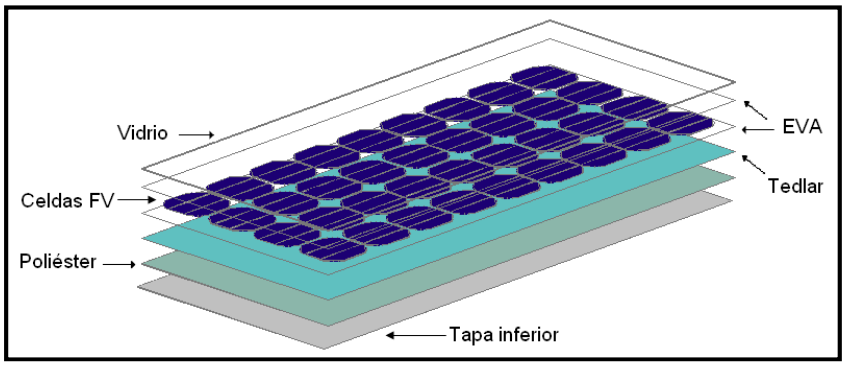


Figura 5. Diversas capas de un módulo fotovoltaico tradicional.

Existen diferentes tecnologías de módulos fotovoltaicos, dependiendo del material de sus celdas. Entre las tecnologías más importantes se encuentran las siguientes:

Silicio puro monocristalino. Celdas elaboradas a partir de una barra cilíndrica de silicio monocristalino puro en una sola pieza. Con ésta tecnología se han alcanzado rendimientos del 15% en módulos comerciales [18, 19].

Silicio puro policristalino. Celdas basadas en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Con ellos se obtiene una menor eficiencia en los módulos comerciales que es alrededor del 14% [8, 19], por lo que su precio es más bajo.

Silicio amorfo (TFS). Celdas basadas también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue una estructura cristalina. La eficiencia máxima alcanzado por los módulos comerciales de esta tecnología es del 10% [8, 19].

Teluro de cadmio. Al contrario que sus homólogos convencionales de Silicio, películas delgadas de celdas CdTe y CdS suelen ser mas económicas debido es su bajo costo de producción. Alcanzan una eficiencia del 10% en módulos comerciales [18-20].

Arseniuro de galio. Celdas que consisten en películas delgadas de Galio y Arsénico (GaAs) crecidas en substratos de Germanio. Es una de las tecnologías más eficientes, los módulos comerciales de ésta tecnología presentan una eficiencia del 20% [18, 19].

Diseleniuro de cobre e indio (CIS). Basados en películas de Cobre, Indio y Selenio combinadas con otros elementos como el Cadmio y el Sulfuro. Estos módulos presentan eficiencias del 13.6% a nivel comercial [8, 19].

Módulos Tándem. Tecnología que combina dos tipos de materiales semiconductores distintos para aprovechar una mayor parte de la radiación solar. Con este tipo de módulos se han obtenido rendimientos del 35% a nivel laboratorio [8, 19].

En la Figura 6 se pueden observar imágenes de tecnologías de los módulos monocristalino y policristalino.

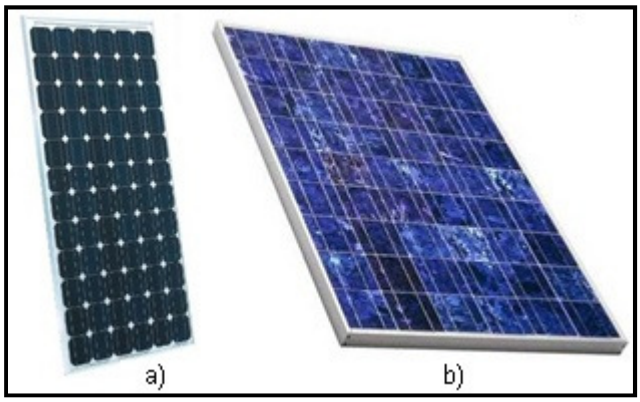


Figura 6. Tecnologías de módulos fotovoltaicos, a) silicio monocristalino, b) silicio policristalino.

1.4 Los sistemas fotovoltaicos

Existen dos tipos de sistemas FV:

Los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA) se caracterizan por ser independientes de la red eléctrica y en la mayoría de los casos por contar con un sistema de almacenamiento de energía (banco de baterías), para cubrir por sí solos la demanda energética para la que han

sido diseñados. Suelen ser aplicaciones de pequeña o mediana potencia en las que resulta prácticamente imposible acceder a un punto de la red eléctrica comercial.

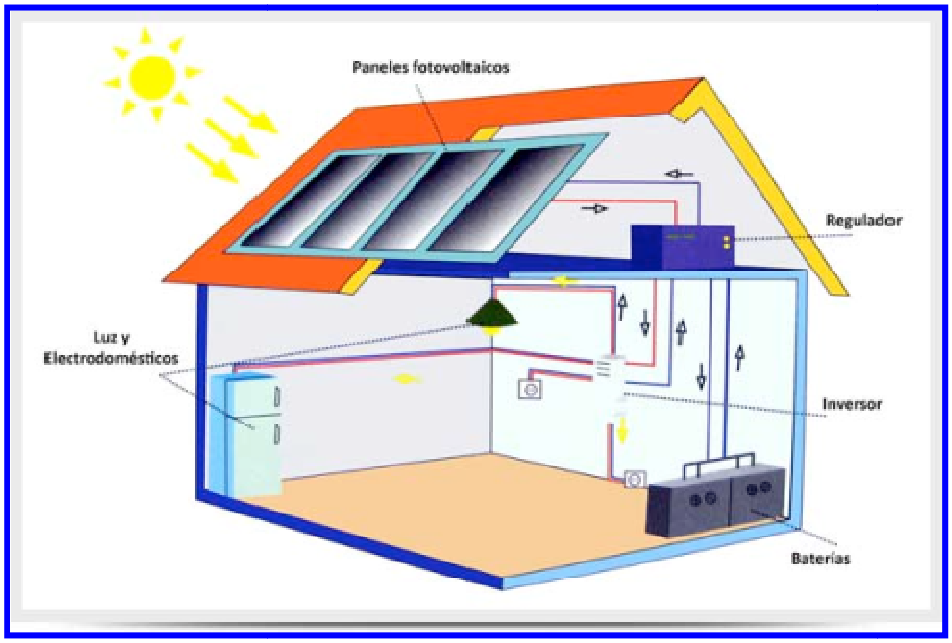


Figura 7. Elementos que componen un sistema FV autónomo.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR): Consisten básicamente en un generador fotovoltaico acoplado a un inversor que opera en paralelo con la red eléctrica convencional. En este caso la red actúa como un simple auxiliar de alimentación y también donde puede recibir el exceso de energía del generador fotovoltaico, omitiendo el uso de baterías.

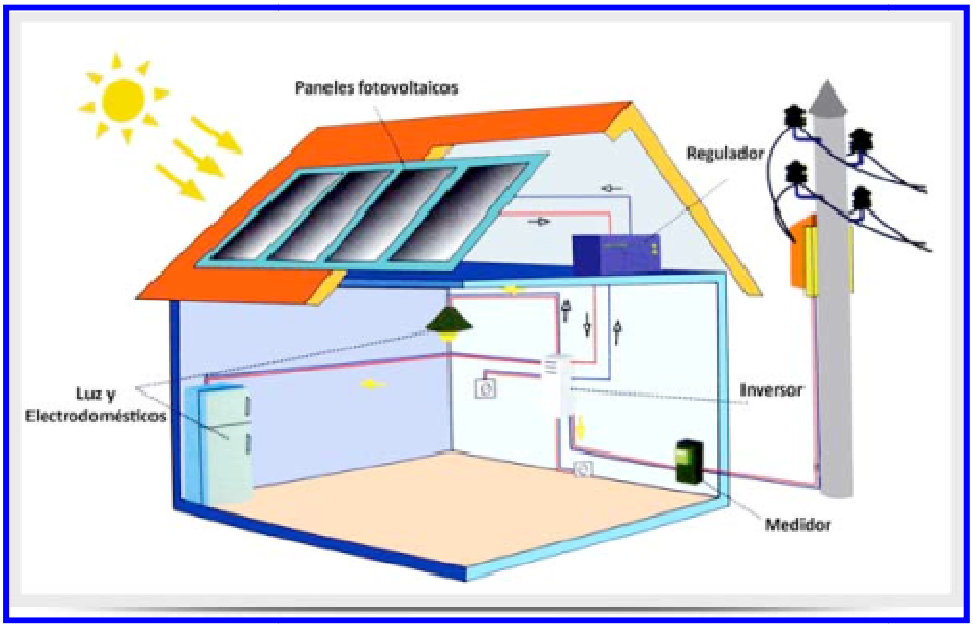


Figura 8. Elementos que componen un sistema conectado a red.

Sistema de generación

El bloque principal de un sistema es el generador fotovoltaico, el cual consiste de módulos FV interconectados entre sí, para formar una unidad de energía. Al conjunto de módulos se le llama panel donde dos o más paneles conectados entre sí se les denominan arreglo. La Figura 9 muestra las unidades de generación fotovoltaica en sus diferentes escalas [21].

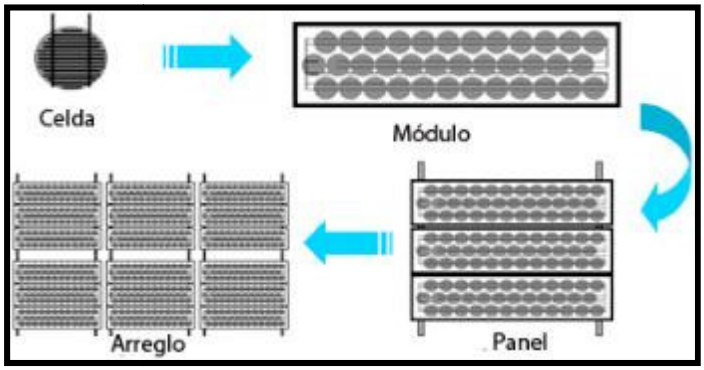


Figura 9. Unidades de generación FV

Inversores, sistemas de control y almacenamiento de energía.

Aunque el módulo es la parte principal de un sistema fotovoltaico, éste posee otros componentes que mejoran su eficiencia, brindando protección y permiten almacenar la energía generada. A continuación se presenta una breve explicación de cada uno de estos componentes:

Inversores. Los inversores permiten transformar la corriente directa de 12 V ó 24 V que producen los módulos o la almacenada en la batería, en corriente alterna de 120 ó 230 V a 50 Hz y 60 Hz, equivalente a la red eléctrica convencional. Sin embargo, esto implica una pérdida de energía que se presenta en la conversión, ya que la eficiencia máxima de un inversor es de 95% a 98%. El inversor corta la corriente directa que recibe mediante un circuito electrónico con transistores o tiristores, produciendo de esta manera una serie de impulsos alternativos de corriente que imiten las características de la corriente alterna convencional. Según la forma de la onda característica del voltaje que el inversor produce comúnmente se distinguen tres tipos diferentes de inversores: los de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada (o de trapecio) y los de onda sinusoidal. Estos últimos suministran un voltaje de salida igual al que proporciona la red eléctrica convencional, por lo que son aptos para cualquier tipo habitual de consumos.

Batería. Dispositivo capaz de almacenar la energía eléctrica en forma química y cederla a una carga eléctrica en forma de electricidad cuando se requiera. Frecuentemente las baterías se pueden encontraren voltajes nominales que van de los 2 a 24 Volts, dependiendo de las celdas que contenga, con el fin de suministrar corriente eléctrica necesaria a los equipos eléctricos.

Las baterías utilizadas en los sistemas fotovoltaicos son baterías de electrolito alcalino o plomo-ácido. Las primeras, entre las que destacan las Ni-Cd (níquel-cadmio) son resistentes y confiables y pueden soportar descargas del 90% de su capacidad sin dañarse, por lo que se les conoce como baterías de ciclo profundo. No producen gases corrosivos y

su mantenimiento es mínimo. Entre las baterías de plomo-ácido se encuentran las de Pb-Sb (plomo-antimonio), que permiten descargas de hasta 80% de su capacidad.

La capacidad de las baterías se capacidad se mide en amperios-hora (Ah) determinado por el producto de la corriente que entrega una batería, con el número de horas en que suministra esta corriente. La capacidad es afectada, por la forma en que la batería entrega su energía. A mayor rapidez de descarga (rangos altos de corriente), la capacidad disminuye. La "rapidez" o "lentitud" de la descarga, es lo que se llama "*rate*" en ingles y se expresa en amperes/horas. Generalmente a un grupo de baterías conectadas entre sí para aumentar la cantidad de almacenamiento de energía se le llama banco de baterías.

Las baterías son normalmente diseñadas para operar a 25°C. Sin embargo, en el caso de que la temperatura sea demasiada alta, la reacción química que tiene lugar en la batería se acelera (proceso de oxidación), provocando que se acorte la vida útil de esta. Si la temperatura es baja la vida útil aumenta, pero corre el riesgo de congelación. La temperatura de congelación depende de la densidad del electrolito, a su vez con el estado de carga de la batería: cuanto mayor es la densidad, menor es la temperatura de congelación.

Como sistema alternativa de almacenamiento de la energía se contempla el uso de la tecnología del hidrógeno. Ésta se basa en la obtención de hidrógeno, a través de la electrólisis del agua implementando la tecnología FV y su conversión en energía útil en celdas de combustible en el momento de requerir esta energía. Ya que el hidrógeno cuenta con un poder calorífico superior de 14,186 MJ/kg [22], por lo que resulta atractivo para la generación de electricidad de manera limpia. Sin embargo, la tecnología es reciente y aún cuenta con problemas de altos costos y reducido tiempo de vida.

Controlador de carga. Los sistemas con baterías requieren de un controlador de carga para asegurar que la batería y los equipos alimentados operen dentro de su rango de voltaje permitido. El controlador de carga controla el nivel de carga de la batería para protegerla

de sobrecargas o descargas profundas, y evita el flujo de corriente de la batería hacia el módulo. Comúnmente existen controladores de carga para 12, 24, 48 y 60 V.

1.5 Parámetros eléctricos

Curva I-V

El comportamiento eléctrico de una celda fotovoltaica está dado por la curva de corriente contra voltaje o curva *IV*. Cuando la celda FV se en encuentra sin iluminación no existe corriente alguna; sin embargo, al llevarse a cabo la iluminación de la celda fotovoltaica se provoca la generación de una corriente denominada corriente fotogenerada (*I*), por lo que se puede representar con la curva *I-V* quedando de la manera representada en la Figura 10.

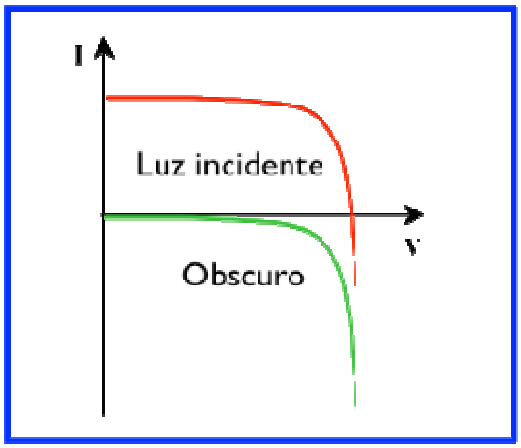


Figura 10. Curva I-V progresiva de una celda solar al incrementar la luz incidente.

En términos matemáticos la *I-V* característica de la celda FV está dada por la siguiente ecuación:

$$I = I_e - I_o \left(\frac{qV}{e^{kT}} - 1\right) \qquad \text{(Ec.2).}$$

donde I_o es la corriente de saturación de la celda, I_e es la corriente foto generada, q es la carga elemental 1.6 X 10^{-19} culombios, k es la constante Boltzmann con valor de 1.38 X 10^{-23} J/K, T es la temperatura de la celda en grados Kelvin, y V es el voltaje producido por la celda.

Asimismo, las curvas *I-V* características de las celdas fotovoltaicas se definen por los parámetros mostrados en la Figura 11; estos parámetros son:

Corriente de corto circuito (I_{cc}). Valor máximo de corriente que se puede obtener de una celda fotovoltaica. En este punto el voltaje es cero, por lo cual la potencia también es nula.

Voltaje de circuito abierto (V_{ca}). Valor máximo de voltaje que se puede medir en las terminales de una celda sin ninguna carga eléctrica conectada a ella. En este punto no hay circulación de corriente, por lo que la potencia obtenida es nula.

Punto de máxima potencia (P_{max}). Existe un valor de voltaje en el cual se extrae una corriente tal que el producto de ambos, es decir la potencia, es el valor máximo de todos los productos de pares de corriente y voltaje. A los valores de voltaje y corriente correspondientes a este punto se les denomina voltaje de máxima potencia (V_{mp}) y corriente de máxima potencia (I_{mp}), respectivamente.

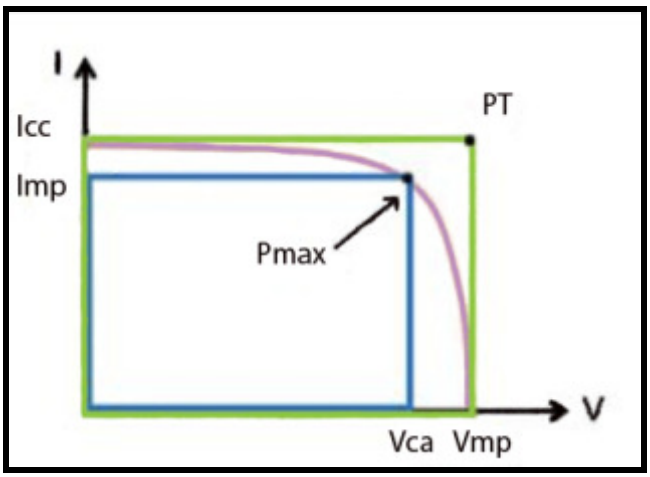


Figura 11. Principales parámetros eléctricos de una celda fotovoltaica.

Los parámetros anteriores se pueden identificar fácilmente en una curva I-V característica y son de gran utilidad para la descripción de la celda, sin embargo, existen otros parámetros, entre los cuales, los de mayor importancia son:

Factor de llenado (FF, Fill factor en ingles). Este factor mide la calidad de la unión p-n y la resistencia de la celda. Cuanto más cercano a 1, la curva I-V característica se aproxima más al rectángulo de máxima potencia teórica y por lo tanto la celda es de mayor calidad. Se define como el cociente entre la potencia máxima y el producto de la corriente de corto circuito y el voltaje de circuito abierto de acuerdo a la siguiente ecuación [21]:

$$FF = \frac{Imp.Vmp}{Icc.Vca} \qquad \text{(Ec.3).}$$

La eficiencia (η) indica el nivel de aprovechamiento de la energía que recibe la celda. Está definida como el cociente de la potencia incidente y el producto de la potencia generada de acuerdo a la siguiente ecuación [18].

$$\eta = \frac{Icc\ Vca\ .FF}{Pinc} = \frac{Imp.Vmp}{(\text{Radiación})(\text{Área})} \qquad \text{(Ec.4).}$$

Variación en los parámetros eléctricos de generación del módulo FV

Para obtener mayor potencia, los módulos pueden conectarse en serie o paralelo, al realizar estas configuraciones sus características eléctricas sufren cambios dependiendo del tipo de conexión que exista entre ellos. En la configuración en serie la terminal positiva de un módulo se conecta a la terminal negativa del siguiente módulo y así sucesivamente, donde la corriente proporcionada por el conjunto de módulos es igual a la proporcionada por un módulo, pero el voltaje cambia, siendo la suma de los valores de voltaje de cada uno de los módulos. En la Figura 12 se aprecia el efecto de la configuración de conexión en serie de tres módulos fotovoltaicos.

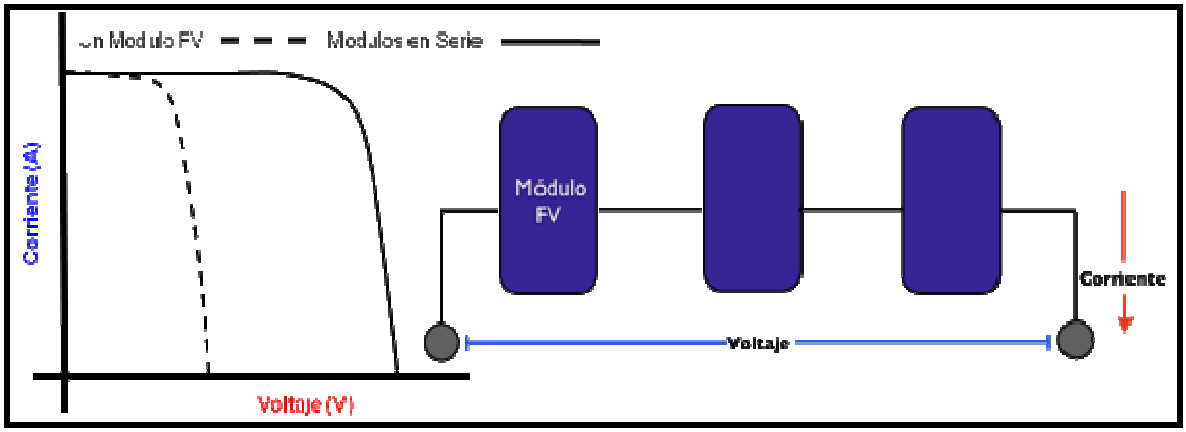


Figura 12. Curva I-V de Módulos configuradas en serie.

En la configuración en paralelo todas las terminales positivas de los módulos se conectan en un punto y las terminales negativas en otro, donde la corriente de salida proporcionada por el conjunto equivale a la suma de la corriente proporcionada por cada una de los módulos, pero el voltaje de salida del arreglo es igual al voltaje proporcionado por un sólo módulo. En la Figura 13 se muestra el efecto de la configuración de conexión en paralelo de tres módulos fotovoltaicos.

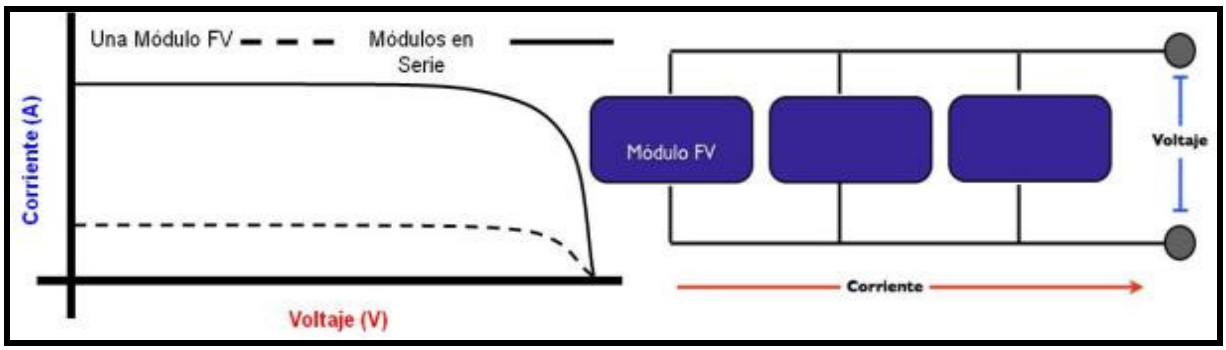


Figura 13. Curva I-V de Módulos configurados en paralelo.

Por otro lado, los parámetros eléctricos y la curva I-V de los módulos FV presentan cambios dependiendo de las condiciones de operación a las que estén expuestos. Estas condiciones son: la temperatura de los módulos y la radiación solar incidente sobre ella. Debido a esto, para proporcionar información acerca de los parámetros eléctricos de los módulos fotovoltaicos, se deben indicar las condiciones de operación utilizadas. Generalmente los fabricantes utilizan condiciones estándar de prueba (STC en ingles), las cuales son: radiación solar incidente de 1000 W/m^2, una temperatura de los módulos de 25 °C y un coeficiente de masa de aire (MA) de 1.5.

La cantidad de radiación solar incidente afecta a la intensidad de corriente proporcionada por el módulo, el flujo de electrones se presenta por la absorción de la energía de los rayos solares, por lo tanto con menor cantidad de radiación solar habrá menor flujo de electrones, y por consiguiente una corriente de menor valor [23], tal como el ejemplo que se muestra en la Figura 14.

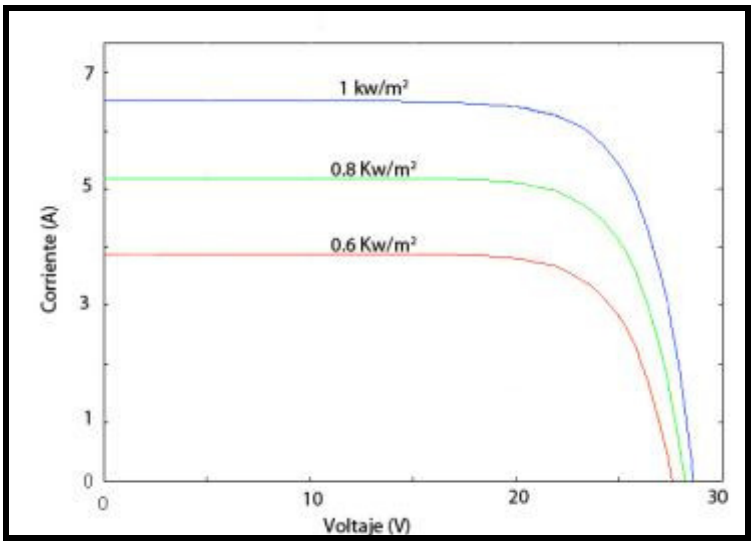


Figura 14. Ejemplo del efecto de la cantidad de radiación solar incidente en la curva I-V de un modulo.

Otro factor ambiental importante es la temperatura del módulo, ya que afecta al voltaje proporcionado, esto es debido a que las altas temperaturas provocan un mayor movimiento de moléculas, por lo que los electrones experimentan un mayor número de interacciones y por consiguiente una mayor recombinación, traduciéndose en una pérdida de energía [19].

Sin embargo, cabe mencionar que la corriente no se altera significativamente debido a los cambios presentados en la temperatura. La Figura 15 expone el efecto que tiene la variación de la temperatura en la curva *I-V* de un módulo.

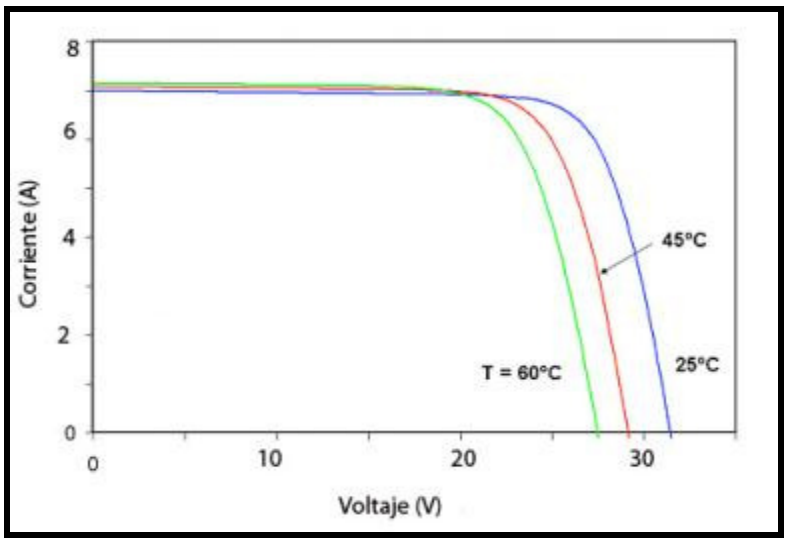


Figura 15. Efecto de la variación de la temperatura de la celda en su curva *I-V*.

1.6 La carga eléctrica

Existen 3 tipos de cargas eléctricas: cargas resistivas, cargas inductivas y cargas capacitivas.

Las cargas resistivas son referidas como si tuvieran una resistencia eléctrica designada con la letra R y expresada en Ohm (Ω). Estas cargas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía luminosa o energía calorífica. En un circuito puramente resistivo la corriente está en fase con el voltaje donde aplica la ley de Ohm:

$$I = \frac{V}{R} \qquad \text{(Ec.5)}$$

La Figura 16 representa el diagrama del comportamiento corriente y voltaje correspondiente a las cargas resistivas.

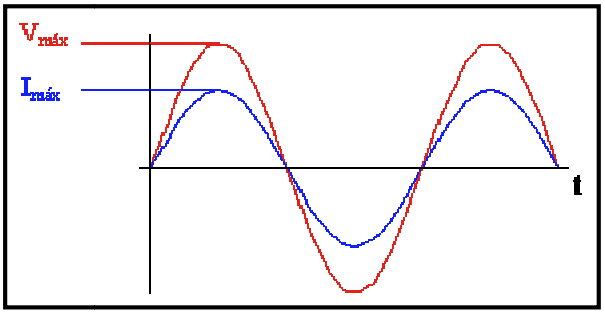


Figura 16. Diagrama de comportamiento del voltaje y corriente de un circuito resistivo.

La resistencia eléctrica absorbe una potencia igual a:

$$P = VI = RI^2 = V^2 / R \qquad \text{(Ec.6).}$$

Por otro lado, las cargas capacitivas se presentan en los capacitores y se caracterizan porque la corriente se haya adelantada o desfasada respecto del voltaje 90 grados eléctricos. En un circuito capacitivo no existe consumo de energía aún si hay corriente circulando. Las cargas capacitivas generan potencia reactiva expresada en volts-amperes reactivos (VAR). La Figura 17 representa el diagrama fasorial correspondiente a las cargas capacitivas.

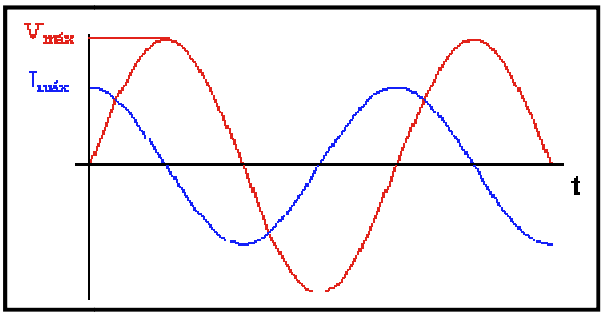


Figura 17. Diagrama del comportamiento del voltaje y corriente de un circuito capacitivo.

En cuanto a las cargas inductivas son encontradas en cualquier dispositivo que contenga embobinados, por ejemplo en los equipos electromecánicos como los motores, balastros, transformadores, entre otros; además de consumir potencia activa requieren potencia reactiva para su propio funcionamiento, por lo cual trabajan con baja eficiencia. En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con el voltaje ya que va retrasada en 90 grados eléctricos. En la Figura 18 se presenta el diagrama fasorial correspondiente a las cargas inductivas.

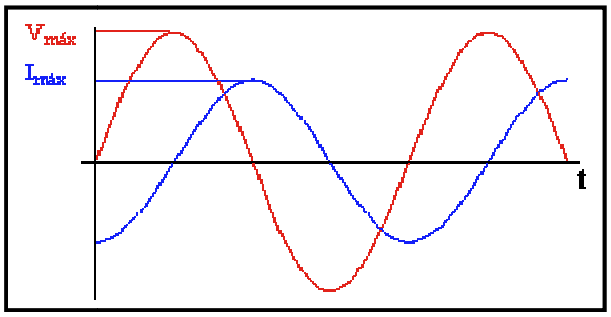


Figura 18. Diagrama del comportamiento del voltaje y corriente de un circuito inductivo.

En lo que respecta a este trabajo sólo nos concentraremos en las cargas resistivas, debido a que la mayoría de las cargas para aplicaciones fotovoltaicas son de esta clase.

1.7 Evaluación de sistemas fotovoltaicos autónomos

En la actualidad, se han desarrollado diversos métodos para la evaluación de un SFV, y dependiendo del método empleado, se puede evaluar el SFV completo o cada uno de los componentes que lo conforman. Uno de estos métodos consiste en la obtención y el análisis de la curva I-V de paneles fotovoltaicos, el cual permite realizar un diagnóstico de sus características eléctricas de generación de energía. El empleo del análisis de la curva I-V se ha utilizado en diversas aplicaciones, desde la caracterización de celdas hasta el monitoreo de paneles fotovoltaicos; tal es caso del trabajo desarrollado por Sugiura, en Japón, donde se empleó las mediciones de la curva característica I-V para la optimización en el diseño de módulos fotovoltaicos [23]; otro trabajo similar fue desarrollado por Koutrolis en 2003, donde se empleó el monitoreo de la curva I-V para mejorar el rendimiento de sistemas fotovoltaicos, permitiendo observar variaciones en su generación y tomar acciones para controlarlas [24].

Otro de los métodos empleados para la evaluación de sistemas FV, consiste en simular y analizar el rendimiento de un sistema fotovoltaico autónomo empleando un controlador de pulso en el controlador de carga para satisfacer la demanda típica del sitio y bajo estándares propios de consumo, llevando a cabo un análisis de rendimiento real a través de la aplicación de algoritmos de programación; este trabajo fue desarrollado en Malawi, África [25]. Asimismo, F. J. Muñoz en el 2005, se basó en un método que consiste en la modificación de los estándares emitidos por la Comisión de Comunidades Europeas y el estándar internacional por la Comisión de Electrónica Internacional IEC 61724 (1998), con el objeto de evaluar el rendimiento del sistema autónomo partiendo del dimensionamiento del banco de baterías [26].

Por otro lado en 2009, Xinjing Zou, comprobó el rendimiento de sistemas fotovoltaicos autónomos considerando la capacidad del banco de baterías, sometiéndolos a pruebas funcionales, pruebas de recuperación y punto de equilibrio, así como días de autonomía [27]. La evaluación de los SFV, no sólo se enfoca en el monitoreo de parámetros en el sitio, sino que también se tienen métodos de simulación computacional, tal es el caso del

trabajo llevado a cabo por M. Gea (2006), donde se desarrolló un software de simulación para predecir la eficiencia energética de un Sistema FV bajo cualquier radiación solar incidente y temperatura ambiente a la cual esté sometido, a partir de las características estándar provistas por el fabricante[28]. Otro trabajo, fue el desarrollado en Portugal, por Adamo, donde se empleó la caracterización como una herramienta útil para evaluar eléctricamente la eficiencia de paneles FV, a través de un modelo de diodo simple para estimar los parámetros eléctricos de un panel FV y predecir las características de las curvas IV, que cambian con los parámetros ambientales [29]. Sin embargo, la mayoría de estas investigaciones sólo se han dirigido en evaluar ciertos bloques funcionales de los SFA y así determinar el desempeño global de éstos; no obstante, no se han enfocado en estudiar el SFA como un todo o de manera global, considerando cada uno de los subsistemas que lo integran. Con este enfoque, R. A. Shayani en el 2006, determinó el desempeño de todo el SFA, calculando la frecuencia eléctrica de salida del inversor y la energía solar total recibida. También contempló la relación entre el arreglo de los módulos y el dimensionamiento de la batería de plomo ácido, con el fin de reducir la pérdida prematura de la capacidad de la batería, como también la del sistema [30].

En la región sureste de México, se tiene que en el año 2002, como parte del desarrollo de las actividades de investigación relacionadas con la evaluación de los recursos renovables y evaluación de los sistemas fotovoltaicos en la península de Yucatán, se desarrolló un primer prototipo básico de un sistema autónomo de generación fotovoltaica, en el Laboratorio de Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Yucatán. Con base a la experiencia obtenida, en el 2007 se desarrolló una segunda versión de una estación autónoma fotovoltaica móvil, donde se incorporaron herramientas integrales de investigación para la caracterización de la generación fotovoltaica, estudio de los recursos renovables y monitoreo de parámetros ambientales en los sitios donde se desee instalar un sistema fotovoltaico [31]. Actualmente el Laboratorio de Energía cuenta con un sistema de generación hibrido fotovoltaica-eólica, una estación de generación fotovoltaica autónoma, una estación solarimétrica, sensores de medición de corriente y voltaje, sensores de radiación, temperatura, de velocidad y dirección de viento instalados para la evaluación

de los recursos renovables y así como la evaluación de los sistemas de generación de energía a partir del mismo. Lo descrito anteriormente tiene fines de investigación y docencia.

Por otro lado, el Centro de Investigaciones Científicas de Yucatán (CICY) no ha presentado trabajos enfocados en energía solar fotovoltaica, por lo cual esta investigación viene ha ser la primera generada en el campo.

1.8 Objetivos

Objetivo general

Analizar la generación de la energía eléctrica de un sistema fotovoltaico con módulos de tecnología mono-cristalina sometida a diferentes regímenes de carga en las condiciones reales de operación del norte de la ciudad de Mérida, Yucatán, México.

Objetivos específicos

- Caracterizar las variables meteorológicas en la región de estudio relevantes para la generación fotovoltaica.
- Analizar las características de la energía eléctrica fotovoltaica bajo diferentes regímenes de carga.
- Analizar la influencia de los parámetros meteorológicos en la generación del sistema FV.
- Estudiar la viabilidad de la tecnología fotovoltaica para la generación de hidrógeno como fuente de almacenamiento de energía.

1.9 Justificación

Gran parte de los trabajos de investigación desarrollados en nuestro país en el área fotovoltaica se centran en el estudio y desarrollo de nuevos materiales y/o técnicas para el mejoramiento de las eficiencias y abaratar los costos de sus aplicaciones en las distintas tecnologías de celdas solares. Sin embargo, son muy pocos de los trabajos desarrollados con un enfoque en las aplicaciones y sobre todo en la identificación y solución de los problemas que se presentan en sistemas fotovoltaicos operando en condiciones reales, así como sometidas a diferentes condiciones medioambientales existentes en nuestro planeta y más específicamente en nuestro país. No obstante con el aumento de las aplicaciones de sistemas fotovoltaicos autónomos y/o conectados a la red eléctrica, es necesario el estudio de éstos para solucionar los problemas que pueden suceder en su operación. En el caso de la región sureste del país son escasos los trabajos desarrollados en el estudio de los problemas que los sistemas pueden presentar en su operación, esto a pesar de que se cuenta con una gran cantidad de recurso solar para su aplicación. El presente trabajo se concentra en estudiar la generación eléctrica de un sistema fotovoltaico autónomo sometido a diferentes regímenes de consumo de energía eléctrica y en condiciones medio ambientales propias de la ciudad de Mérida de Yucatán; donde los resultados de este trabajo permitirán identificar los principales problemas que pueden afrontar este tipo de tecnologías en nuestro medio.

La importancia de los resultados de este proyecto de investigación, radican en que se permitirá tener herramientas y conocimientos para la toma de decisiones y afrontar problemas de operación de estos sistemas. A su vez también se contribuye al desarrollo de aplicaciones fotovoltaicas en la región. Esta información no sólo puede ser aprovechada por centros de investigación, sino que también puede ser útil a centros educativos y empresas dedicadas a la venta e instalación de estos sistemas a mediana y gran escala. Así también permitirá desarrollar una metodología para le evaluación de sistemas fotovoltaicos comerciales que deseen ser instalados en la región de interés.

CAPITULO 2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1 Estructura general de los componentes del sistema de estudio

El sistema FV de estudio consta del arreglo fotovoltaico, un controlador de carga, un banco de baterías, un inversor DC-AC y sensores de corriente y voltaje en cada uno de los subsistemas conectados a un sistema de adquisición de datos para su almacenamiento. A continuación se describen cada uno de los subsistemas que integran al sistema FV de estudio. En la Figura 19 y la Figura 20 se muestran el sistema FV de estudio y el diagrama de conexiones de los subsistemas, así como la colocación de los sensores de voltaje y corriente respectivamente.

Figura 19.Sistema fotovoltaico en estudio.

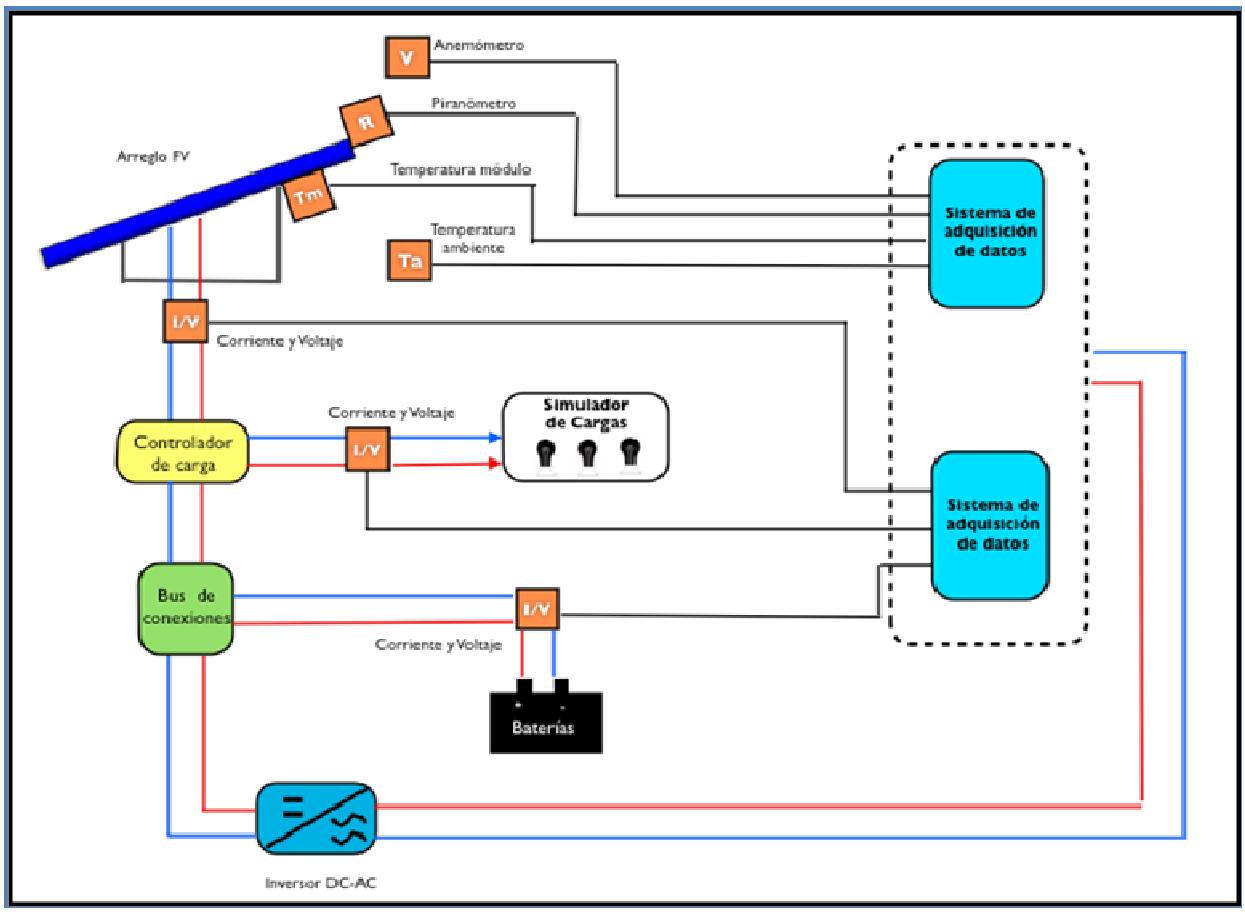
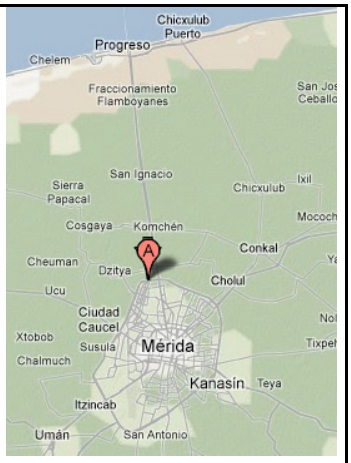


Figura 20. Diagrama de interconexión de los sistemas

El sistema fotovoltaico autónomo experimental se encuentra instalado en la Universidad Autónoma de Mérida, Yucatán, en la Facultad de Ingeniería, ubicándolo en una latitud 21.048°, longitud de -89.643° O y una altitud de 6 m. En la Tabla 2 se muestran las condiciones de instalación del sistema FV autónomo de estudio.

Tabla 2. Condiciones de instalación del sistema FV autónomo.

Condiciones de instalación	
Ubicación	Universidad Autónoma de Yucatán, Campus de Ingeniería
Latitud	21.048° N
Longitud	-89.643° W
Altitud	6 m
Angulo de inclinación del arreglo FV	21°
Orientación del sistema	Sur



2.2 Sistema FV de studio

2.2.1 Sistema de generación

El sistema de generación fotovoltaica está conformado por un grupo de 4 módulos fotovoltaicos marca Siemens de tecnología monocristalina; conectados en paralelo entre sí. En la Figura 21 y en la Tabla 3 se presentan las características técnicas de los módulos FV empleados para el arreglo.

Tabla 3. Características técnicas de los módulos de generación fotovoltaica

Características	Especificación
Marca	Solar Shell
Tecnología	Monocristalina
Potencia máxima	75 Watts
Vca	18.1 Volts
Icc	4.7 A
Vmp	17 V
Imp	4.4 A

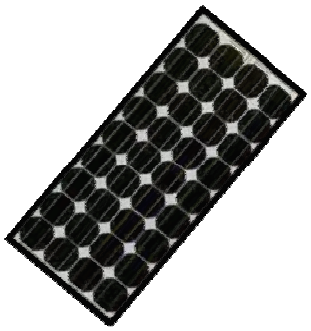


Figura 21. Módulo FV empleado en el sistema.

2.2.2 Sistema de control de carga

El sistema de control de cargas está conformado por dos elementos principales: un controlador de cargas de baterías y un inversor de corriente CD – CA con las características presentes en la Figura 22 y Figura 23 al igual que en la Tabla 4 y la Tabla 5 respectivamente.

Tabla 4. Características eléctricas del dispositivo del sistema de control de cargas en el sistema FV.

CONTROLADOR DE CARGA	
Características	Especificación
Marca / Modelo	Condumex
Sistema de Voltaje	12 V
Máxima corriente de entrada	20 A
Máxima corriente de salida a cargas	20 A
Consumo máximo del equipo	5 mA
Voltaje de carga final (flotado)	13.7 V
Aumento voltaje de carga; 2h	14.4 V
Temperatura ambiente permitida	-25°C ….+50°C
Punto de reconexión (LCR)	> 50% / 12.6 V
Protección de descarga profunda	< 30% / 10.8 V

Figura 22. Controlador de carga empleado en el sistema FV

Tabla 5. Características eléctricas del dispositivo del inversor de corriente eléctrica CD – CA en el sistema FV.

Características	Especificación
Marca	Xantrex
Modelo	TS-512
Eficiencia	>90%
Rango de Operación	10 -15 V
Voltaje salida	120 Vac/60Hz
Voltaje de entrada nominal	25.2 V
Corriente de salida máxima	16 A

Figura 23. Inversor Xantrex TS-512 CD-CA utilizado en el sistema de estudio.

2.2.3 Sistema de almacenamiento de energía

El sistema de almacenamiento de energía se conforma de 2 baterías de plomo acido de 6 volt cada una, conectadas en serie para generar así 12 volts. En la Figura 24 y Tabla 6 se muestran las especificaciones de las baterías empleadas.

Tabla6. Características técnicas de las baterías empleadas en el sistema FV.

BATERÍAS	
Características	Especificación
Marca/ Modelo	Rolls / S-460
Tipo	Plomo-Acido
Número de celdas	3
Voltaje	6 V
Capacidad Ah	350 Ah
Vida Útil	7 años ó 1300 ciclos

Figura 24. Baterías empleadas en sistema FV

2.3 Sistema de medición

El sistema FV posee sensores de medición de corriente, voltaje, radiación solar, temperatura del arreglo FV, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento; conectados a un sistema de adquisición de datos para su almacenamiento.

2.3.1 Sensores de corriente

Para medir la corriente se empleó un sensor CSLA2CD (Honeywell, 2006), montado en una tarjeta electrónica, que permite medir el flujo de corriente eléctrica de un circuito eléctrico basado en el principio Hall (ver Figura 25), mediante un campo magnético empleado alrededor de un conductor de dicha corriente eléctrica. El sensor arroja un pequeño voltaje proporcional a la corriente que fluye por un conductor, posteriormente la salida del sensor es acondicionada por medio de un circuito eléctrico basado en

amplificadores operacionales para mantener la medición de corriente dentro de un rango seguro para el equipo de adquisición de datos. La Figura 35 y la Tabla 7 muestra las especificaciones técnicas del sensor de corriente empleado.

El sistema FV de estudio consta de 4 sensores de corriente ubicados a la salida del arreglo FV, del banco de baterías, de la carga en DC.

Tabla 7. Características técnicas del sensor de corriente CSLA2CD (Honeywell, 2006).

Característica	Especificación
Alimentaciones	+12 VCD, G
Rango de señal de entrada	0 A – 79 A (CD-CA)
Rango de señal de salida	0 VCD – 6 VCD
Margen de error	± 2%.

Figura 25. Sensor de corriente de tipo anillo modelo CSLA2CD.

2.3.2 Sensor de voltaje

Para medir el voltaje se utilizó un sensor NT-15 (F.W. BELL, 2003), montado sobre una tarjeta electrónica, que opera mediante un divisor de voltaje de alta impedancia y un amplificador diferencial de ganancia que convierte la señal flotada en señal simple. Así mismo dicho sensor arroja un pequeño voltaje como respuesta al voltaje presente en el circuito, y el cual está conectado a un potenciómetro que nos permite calibrar la salida de la señal medida para poderla dirigir a un datalogger. La Figura 26 y Tabla 8 muestra las características del sensor empleado.

Tabla 8. Características técnicas del sensor de voltaje NT-15 (F.W. BELL, 2003).

Característica	Especificación
Alimentaciones	+5 VCD, G
Rango de señal de entrada	0 A – 15 A (CD-CA)
Rango de señal de salida	0 VCD – 2.5 VCD
Margen de error	± 0.3%

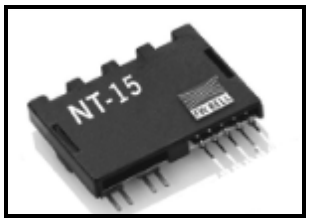


Figura 26. Sensor de voltaje modelo NT-15

2.3.3 Sensores de temperatura

Para monitorear la temperatura del arreglo fotovoltaico se utilizó un sensor de temperatura elaborado en el Laboratorio de Energía de la UADY, el cual está compuesto de un sensor LM-35 en contacto con una pastilla de metal. El sensor y la pastilla están encapsulados en resina epóxica, ésta no sólo protege el sensor, sino que también facilita su colocación y asegura su contacto con la superficie del módulo, contando con un cable conector de 3 m de largo, dentro del cual se encuentran sus líneas de conexión. La Figura 27 y Tabla 9 muestra las características el sensor de temperatura utilizado.

Tabla 9. Características técnicas del sensor de temperatura LM-35 (Analog Devices, 1994).

Característica	Especificación
Alimentaciones	+5 VCD, G
Rango de señales de entrada	-50 °C a 150 °C
Rango de señales de salida	0 VCD – 4.75 VCD
Margen de error	± 0.5%

Figura 27. Sensor de temperatura del arreglo FV .

Para la medir la temperatura ambiente también se empleó un sensor AD22100 colocado dentro de una cápsula plástica con la finalidad de que las mediciones no sean alteradas por la radiación solar, el viento y la lluvia. Asimismo cuenta con un cable conector de 10 m de largo, dentro del cual se encuentran sus líneas de conexión. En la Figura 28 y Tabla 10 se muestra la imagen y las características técnicas de éste sensor.

Tabla 10. Características técnicas del sensor de temperatura LM-35 (Analog Devices, 1994).

Característica	Especificación
Alimentaciones	+5 VCD, G
Rango de señales de entrada	-50 °C – 150 °C
Coeficiente de Temperatura	22.5 mV/°C
Margen de error	± 1 °C

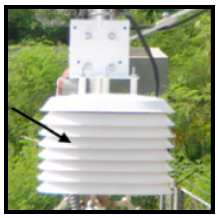


Figura 28. Sensor de temperatura AC22100 en cápsula plástica.

2.3.4 Radiación solar

Para medir la radiación solar en el plano de inclinación del arreglo fotovoltaico (21˚ latitud del lugar de estudio) se utilizó un piranómetro modelo SP Lite de la marca Keep&Zonen. El sensor fue instalado a 1.5 metros de distancia al noroeste del sistema de estudio. En la Figura 29 se muestra el piranómetro empleado respectivamente. Las características técnicas de este sensor se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Características técnicas del sensor de radiación SPLITE-100 (Campbell Cientifics, 2007).

Característica	Especificación
Rango de longitudes de onda	400 nm – 1100 nm
Sensibilidad	60 a 100 (10 ± 0.5) µV/W/m²
Respuesta del sensor	< 1 s
Error	< 5 W/m² (a mayor de 80° a 100 W/m^2)
Temperatura de operación	-30 °C a +70 °C
Máxima radiación solar	2000 W/m²

Figura 29. Piranómetro Keep&Zonen

2.3.5 Velocidad del viento

Las mediciones de la velocidad del viento se tomaron de una estación meteorológica que está integrada por un anemómetro marca Campbell Scientifics, modelo 03101-L, posicionado en un soporte a una altura de 6 m y una distancia de 3.2 metros al noroeste del sistema de estudio, sujetada por dos brazos de acero inoxidable y tres tensores de acero dispuestos simétricamente y anclados al suelo para mantener su estabilidad. La torre fue diseñada para realizar mediciones minimizando la influencia de los objetos circundantes como la vegetación del estado, maleza con una altura máxima promedio de 7 m [32].Las características técnicas del sensor de viento se muestran en la Tabla12 y Figura 30. Sensor velocidad de viento.

Tabla 12. Características técnicas del sensor de velocidad de viento 03101-L Campbell Scientifics.

Característica	Especificación
Rango	0 a 50 m / s (112 mph)
Precisión	± 0,5 m / s (1.1 millas por hora)
En cuanto Factor	75 cm (2,5 pies)
Entrada	0,5 m / s (1.1 millas por hora)
Salida del transductor	CA de salida de onda sinusoidal taza de 100 mV pico a pico en 60 rpm, 6 V pico a pico a 3600 rpm
Frecuencia de salida	1 ciclo por revolución, 0,75 m / s por Hz

Figura 30. Sensor velocidad de viento

2.3.6 Sistema de adquisición de datos

Para el monitoreo y registro de datos de las variables eléctricas y meteorológicas de estudio en el sistema FV, se requiere registrar datos durante un largo período de tiempo, por lo que se requiere de una capacidad de memoria de 128 kbytes. El CR200X es un sistema de registro de datos programable que posee esta característica, ya que puede almacenar datos hasta por más de 24 horas, que es la duración de los patrones de los simuladores de carga. La Figura 31 y la Tabla 13 muestran las características el dataloger CR200X utilizado.

Tabla 13. Especificaciones del sistema de adquisición de datos

Característica	Especificación
Entradas	Analógica Rango: $0 \leq V < 2.5$ VDC
Resolución de medición	0.6 mV
Exactitud de la medición	± (0.25% de lectura + 1.2 mV desplazamiento) sobre -40 a +50 °C
Tiempo mínimo contacto abierto	5 ms
Tiempo mínimo contacto cerrado	5 ms
Máxima velocidad de medición	100 Hz

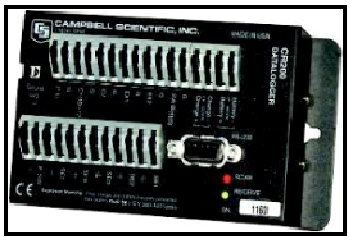


Figura 31. Imagen del sistema de adquisición de datos (Campbell Scientific CR200).

2.4 Patrones de carga

2.4.1 Sistema de simulación de cargas

El sistema de simulación de cargas está formado principalmente por un banco de focos de alógeno que operan como cargas resistivas conectada al sistema fotovoltaico consumiendo la energía de este transformándola en energía luminosa. El banco de focos está constituido por 6 unidades en corriente directa, donde se puede obtener una carga máxima de 200 Watts. En la Figura 32 y en la Tabla 14 se muestran las características del simulador de cargas.

Tabla 14. Características del simulador de cargas.

Número de focos	Potencia por foco [W]	Consumo total [W]
1	10	10
2	20	40
3	50	150
Total 6	N/A	200

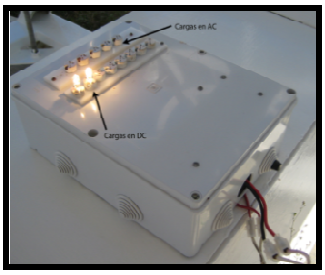


Figura 32. Imagen del sistema de simulación de cargas.

2.4.2 Sistema de control de cargas

La interacción del sistema de control para el sistema de simulación de cargas se realiza mediante la programación de un microchip PIC16F877 empleando un programador de PIC con salida USB para enviar el programa desde una computadora.

2.4.3 Análisis de cargas

Se diseñaron tres diferentes patrones de consumo (o cargas) en corriente directa, nombrándolos por su consumo o comportamiento aparente: Pequeña Vivienda, Gaussiano e Intermitente. Estos patrones son programables por el sistema de control para operar en un tiempo o amplitud (T), una potencia (P) y números de ciclos (C), en intervalos de 24 hrs o ciclo diurno (denominado por la literatura). En la Figura 33 se muestran los patrones correspondientes.

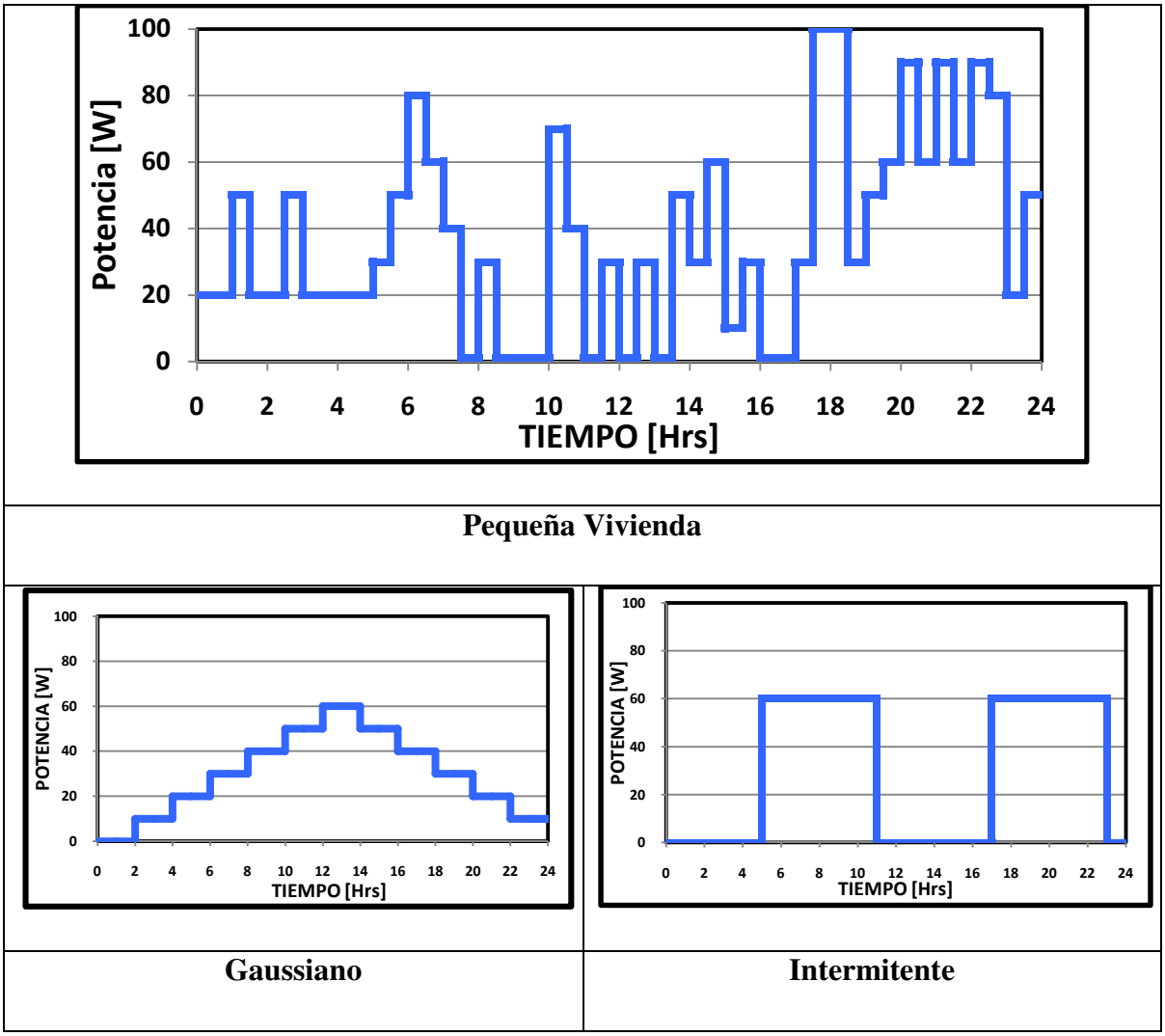


Figura 33. Reprecentación gráfica de los patrones de carga empleados.

La implementación de estos patrones tiene por objeto la evaluación de operación del sistema FV y poder identificar el comportamiento de generación de voltaje y corriente de los subsistemas que lo integran, cuando se aplica a cada régimen de carga. Para estimar las cargas máximas, se emplearon formulas típicas de dimensionamiento de sistemas FV, considerando la radiación solar promedio en la zona [11] y la potencia máxima del arreglo FV bajo en condiciones dadas por el proveedor (1000 W/m^2 a 25˚C y MA 1.5), por lo que los patrones están escalados al tamaño del arreglo FV, manteniendo los diferentes formatos para su estudio.

Conociendo ya el consumo de las cargas eléctricas (en Wh/día) se procede a calcular el número de módulos a emplear en el sistema FV.

Para calcular el número de módulos conectados en serie N_S primeramente se considera el voltaje en DC (V_{DC}) de funcionamiento del sistema previamente especificado (12, 24, 48 ó 60 Volts).

N_S es determinado de la siguiente manera:

$$N_S = \frac{V_{DC}}{V_{mp}} \qquad \text{(Ec.7).}$$

donde V_{mp} es el voltaje de máxima potencia de operación de un módulo.

Posteriormente para calcular el número de módulos conectados en paralelo primeramente se procede a obtener el requerimiento de corriente de las cargas (I_C).

$$I_C(A) = \frac{E_C}{V_{DC}} \qquad \text{(Ec.8).}$$

donde E_C (Wh/día) es la potencia requerida por las cargas.

Ahora es necesario obtener la corriente nominal (I_p) que es requerida por el arreglo FV a su máxima potencia en (STC en ingles). Entonces el balance energético para un día típico se puede escribir como:

$$\mathrm{E_C}(^{\mathrm{Wh}}/_{\mathrm{dia}}) = \mathrm{PSH}\ I_p V_{DC} \qquad \text{(Ec.9).}$$

donde *PSH* es la radiación solar dada en kWh/m^2 al día, V_{DC} es el voltaje de operación del sistema y I_p es la corriente nominal generada por el arreglo FV, entonces queda la siguiente ecuación:

$$I_P = \frac{I_C}{PSH} \qquad \text{(Ec.10).}$$

Para determinar el número de módulos conectados en paralelo se calcula la de la siguiente manera:

$$\mathrm{N_S} = (\mathrm{FP})\frac{\mathrm{I_p}}{\mathrm{I_{mp}}} \qquad \text{(Ec.11).}$$

donde I_{mp} es la corriente nominal arrojada individualmente por un módulo fotovoltaico cuando es iluminado bajo STC; y *FP* es el *factor de perdida (30%),* el cual es aplicado en el dimensionamiento de la corriente disponible del arreglo.

2.4.4 Descripción de patrones

Patrón Gaussiano

El someter el sistema a un patrón de carga tipo Gaussiano, nos permite obtener si el sistema FV es capaz de soportar una demanda eléctrica con un comportamiento donde inicia el día con una carga pequeña que va en incremento hasta llegar a un máximo en la hora de mayor generación fotovoltaica de los módulos (12 pm), donde posteriormente decrece hasta llegar a cero al media noche.

Patrón Intermitente

El segundo patrón es un patrón intermitente, el cual permite describir el comportamiento del sistema FV sometido a demandas eléctricas abruptas en horas de generación y no generación fotovoltaica de los módulos.

Patrón Pequeña Vivienda

Finalmente el patrón de pequeña vivienda tiene como objeto simular a escala 10:1 el consumo eléctrico real de una casa habitación popular con los aparatos electrodomésticos indispensables (un refrigerador, ocho focos 50 W, un ventilador torre, un ventilador piso, una TV y una lavadora), considerando el tiempo de uso y consumo promedio de estos, descritos en la tabla del anexo 1 [33, 34]. De esta manera dicho patrón permite simular un consumo real domestico diario. En la Tabla 15 se muestran la amplitud, ciclos y potencia de cada patrón de carga.

Tabla 15. Amplitud, ciclos y potencia de las cargas

PATRON	AMPLITUD [Horas]	CICLOS [Día]	POTENCIA [W]
GAUSSIANO	24	1	60
INTERMITENTE	12	2	60
PEQUEÑA VIVIENDA	Anexo 1	Anexo 1	Anexo 1

En el Anexo 1 se presenta una tabla con las frecuencias del patrón de carga pequeña vivienda en empleada en la simulación de cargas.

2.5 Regímenes de medición

2.5.1 Parámetros eléctricos y medioambientales

Las variables meteorológicas evaluadas para determinar la influencia para la generación eléctrica del sistema FV durante el tiempo de estudio fueron: la radiación solar en el plano del arreglo FV, temperatura ambiente, temperatura del arreglo FV y velocidad del viento; en la zona de generación eléctrica del sistema. En cuanto a las variables eléctricas medidas en la generación del sistema FV de estudio fueron: corriente y voltaje del arreglo fotovoltaico, del banco de baterías y de la carga aplicada al sistema.

Siendo la radiación solar el recurso energético del sistema FV, así como la variable meteorológica de mayor importancia, se determinó un régimen de medición en promedios de un minuto, con datos obtenidos cada segundo durante 24 hrs. Esto en consideración del estudio realizado en el 2007 sobre la potencia de la radiación solar y temperatura en sistemas solarespor Narváez en Lorica Córdoba [35], el diseño de medición de la radiación

solar por J. Alexander en el 2006 [36]. También se tomó en cuenta la necesidad de una mejor descripción del comportamiento de los fenómenos locales en los gráficos, de lo que se podría obtener con promedios de 10 y 30 minutos. De la Figura 34 a la Figura 36 se exponen las representaciones gráficas de la radiación en los diferentes regímenes de medición.

En la Figura 34, se puede apreciar que mediciones de promedios de un minuto todos los comportamientos locales o cambios de la intensidad de radiación en pequeños lapsos de tiempo son reflejados claramente.

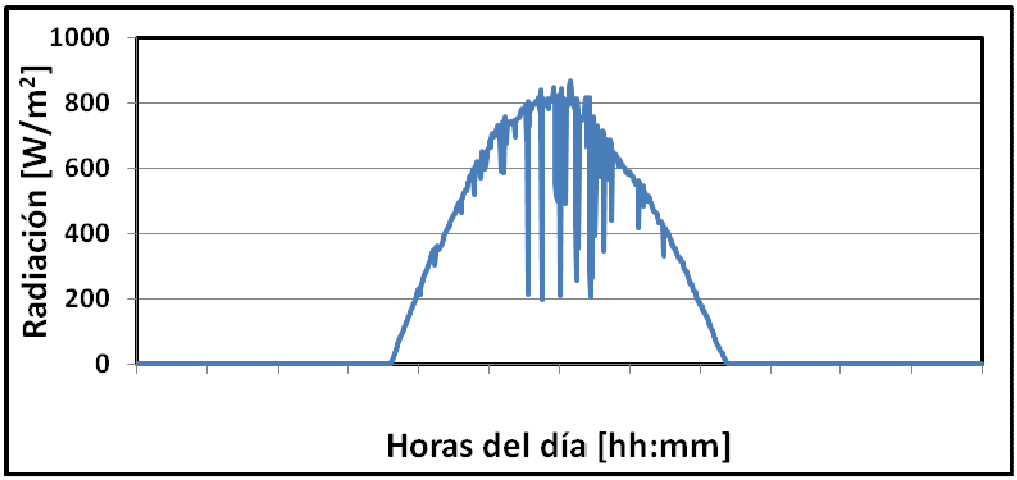


Figura 34.Representación del comportamiento grafico radiación de la solar en promedios de un minuto.

En la Figura 35, se observa que los comportamientos locales o cambios de intensidad de la radiación solar en pequeños lapsos de tiempo no son tan notorios con respecto a las mediciones en promedio de un minuto.

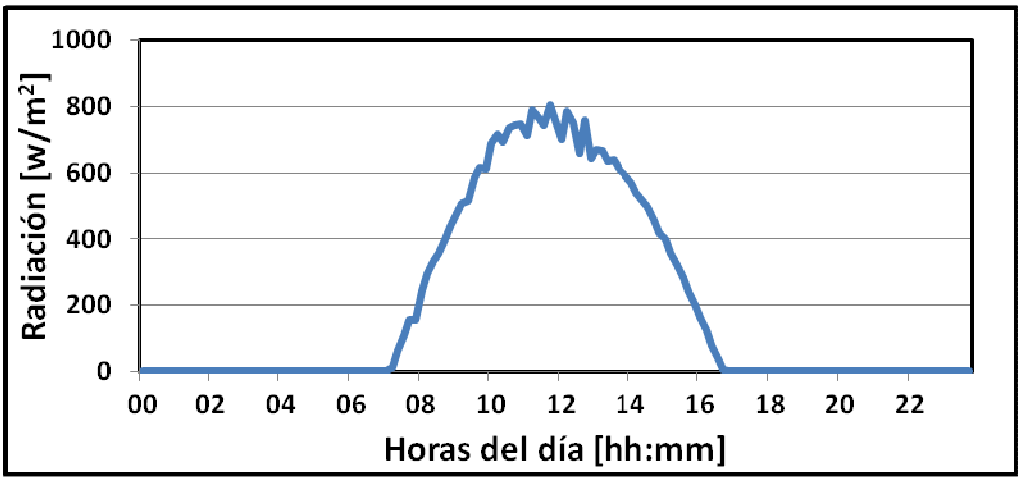


Figura 35. Representación del comportamiento grafico de la radiación solar en promedios de 10 minutos.

Para las mediciones de la radiación en promedios de 30 minutos, Figura 36, se puede ver como se pierden los cambios de la intensidad de la radiación con respecto a las mediciones en promedios de uno y diez minutos.

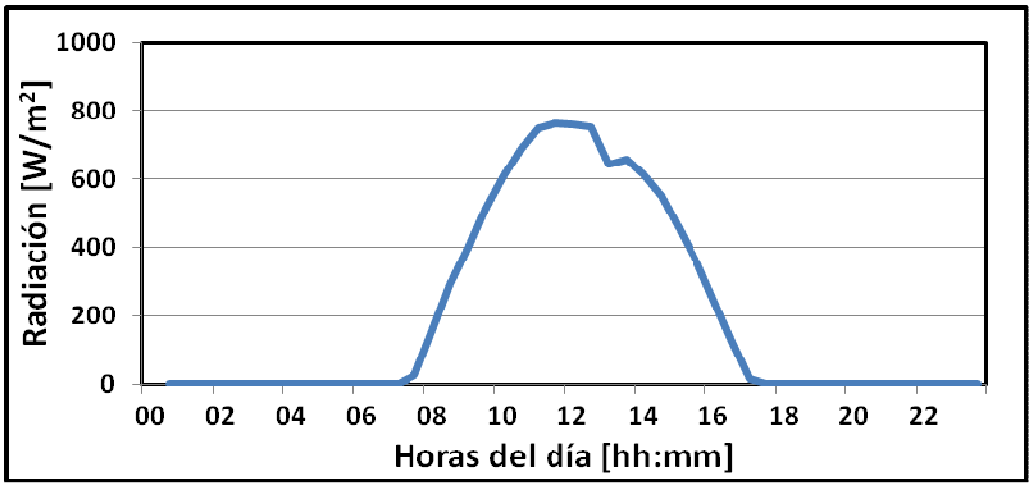


Figura 36. Representación del comportamiento grafico radiación solar en promedios de 30 minutos.

Las variables meteorológicas temperatura de módulos, temperatura ambiente y velocidad del viento, como también las variables eléctricas: voltaje y corriente para cada uno de los subsistemas FV (arreglo FV, banco de baterías y carga del sistema), se midieron bajo el

mismo régimen de tiempo de la radiación solar. Ya que de esta manera se pueden distinguir más detalladamente los comportamientos locales de las variables meteorológicas y el efecto en las variables eléctricas del sistema FV.

2.5.2 Condiciones de radiación para el estudio de los patrones de carga

Las mediciones de los patrones de carga son determinados por el comportamiento del recurso energético, la radiación solar, clasificándola principalmente en tres niveles característicos de un día: soleado, medio nublado o mixto y nublado. Se definió como un día soleado, un día donde las nubes cubren menos de 25% del cielo; como un día mixto, las nubes cubre entre el 25 al 75% del cielo; y como un día nublado, las nubes cubren más del 75% del cielo [37]. A continuación de la Figura 37 a la Figura 39 se exponen las gráficas representativas de los niveles característicos en los que se divide el recurso solar:

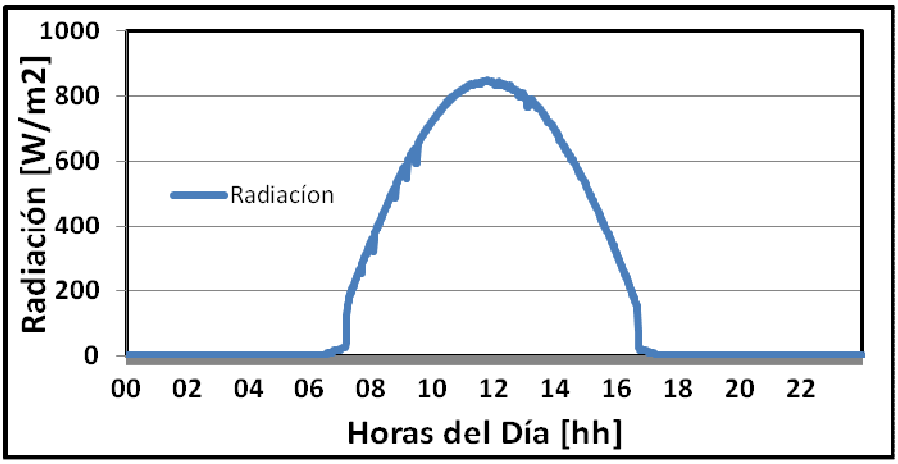


Figura 37. Representación gráfica de la radiación solar en un día perfectamente soleado.

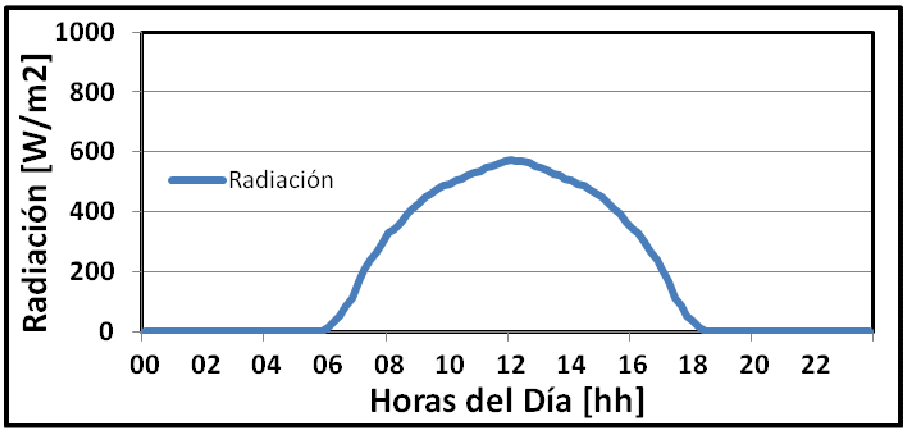


Figura 38. Representación gráfica de la radiación solar en un día medio nublado

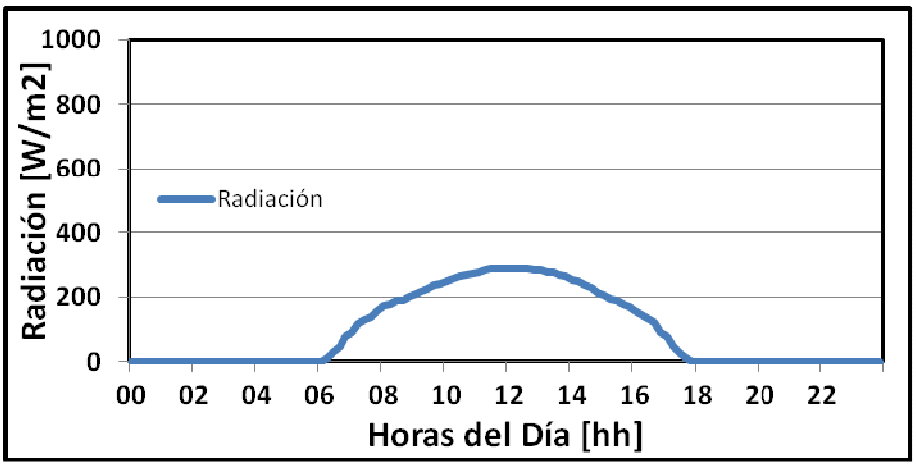


Figura 39. Representación gráfica de la radiación solar en un día nublado.

2.5.3 Manejo de las mediciones de las variables meteorológicas y eléctricas

Los gráficos que describen el comportamiento de las variables meteorológicas para cada tipo día característico durante el periodo de estudio, fueron generados considerando cada medición obtenida de cada minuto de las 24 horas del día correspondiente a cada uno de los patrones; calculando los valores, máximos, mínimos y promedios, tal y como se ejemplifica en la Tabla16.

Tabla 16. Ejemplo de la generación del valor máximo, mínimo y promedio para una variable meteorológica (radiación solar) en un día soleado.

Radiación en Día Soleado [W/m^2]									
	Patrón P. Vivienda			**Patrón Gaussiano**			**Promedio**	**Máxima**	**Mínimo**
Horas del día	**Mediciones Día 1**	**Mediciones Día 2**	**Mediciones Día 3**	**Mediciones Día 1**	**Mediciones Día 2**	**Mediciones Día 3**			
10:00	88.4	111.8	98	82.6	77.8	23.04	80.27	111.80	23.04
10:01	97.2	102.3	103.2	90.4	82.3	28.6	84.00	103.20	28.60
10:02	101.5	95	107.3	94.4	89.5	29.34	86.17	107.30	29.34
10:03	104.6	89.8							
↓	↓	↓							

En lo que respecta a la obtención de las gráficas de los parámetros eléctricos (potencia) de cada subsistema, se generaron valores promedios considerando cada medición de voltaje y corriente obtenida en cada minuto de las 24 horas del día (ciclo diurno), correspondiendo específicamente a cada uno de los días obtenidos bajo un tipo de día característico y a un patrón de carga; como se ejemplifica en la Tabla17. Posteriormente, esos promedios se multiplican para obtener las potencias de cada uno de los subsistemas.

Tabla 17. Ejemplo de la generación de los promedios para el parámetro eléctricos de voltaje de baterías.

Patrón Gaussiano	Voltaje de Baterías [V]				
	Hora del día	**Mediciones Día Soleado1**	**Mediciones Día Soleado 2**	**Mediciones Día Soleado 3**	**Promedio de las mediciones**
	0:00	11.97	11.97	12.18	12.04
	0:01	11.98	12.23	12.19	12.13
	0:02	11.97	12.23	12.20	12.13
	0:05	11.95	→	→	
	↓	↓			

Las mediciones obtenidas de los parámetros eléctricos y medio ambientales presentados en este trabajo se clasificaron en la cantidad de días obtenidos para cada patrón de carga aplicado al sistema en relación al tipo de día característico.

2.6 Correlación de variables meteorológicas con la generación eléctrica del SFV

A continuación en esta sección se pretende determinar si existe relación entre las variables meteorológicas monitoreadas con la generación eléctrica del arreglo FV empleando diagramas de dispersión [38, 39]. Los cuales tiene como propósito indicarnos visualmente la existencia o no de algún tipo de relación con una función (lineal y polinomio cuadrática) entre ambas viables mediante el coeficiente de determinación r^2.

Para poder obtener las correlaciones de temperatura y velocidad de viento con la generación eléctrica del sistema, fue necesario tomar mediciones de niveles de radiación solar constantes en minutos equidistantes al medio día, mientras se generan cambios en la temperatura. Esto es debido a que la variable radiación solar esta involucrada directamente con la temperatura ambiente debido a la inercia térmica de la tierra, así como en el

calentamiento de masas de aire en la atmosfera que provocan su movimiento generando lo que conocemos como viento.

2.7 Simulación para la generación de hidrógeno

Homer es un software que fue desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (RNEL), una división del Departamento de Energía de EE.UU., y desde su lanzamiento, el software Homer ha sido descargado por casi 60.000 personas en 193 países. El software es empleado como una herramienta de modelado poderosa para el diseño y análisis de sistemas híbridos de energía, que contienen una mezcla de los generadores convencionales, cogeneración, turbinas eólicas, energía solar fotovoltaica, la energía hidroeléctrica, baterías, pilas de combustible, la energía hidroeléctrica, biomasa y otros insumos.

Debido al uso por ingenieros y por profesionales alrededor del mundo, así como el acceso de descarga gratuita, el software Homer se empleo para determinar la cantidad de hidrógeno que potencialmente es capaz de generar el sistema fotovoltaico de estudio mediante el proceso de electrólisis como fuente de almacenamiento de energía. Asimismo, realizó la comparación contra un sistema FV a base de baterías para determinar las diferencias entre ellos.

Los dos tipos de sistemas FV (a base de baterías y a base hidrógeno) fueron sometidos a un patrón de carga Pequeña Vivienda, debido a su importancia y aplicación, a una escala 10:1, así como a las condiciones meteorológicas presentes en el sitio de estudio. También, se introdujeron costos de los equipos empleados en las simulaciones, los cuales son precios aproximados existentes en la web de empresas dedicadas al giro de la energía renovable y sistemas hidrógeno. Algunas de estas fuentes pueden se muestran en el anexo 2.

2.7.1 Variables y parámetros para el desarrollo de la simulación

Variables Meteorológicas

Para dar inicio a la simulación se ingresaron al software los datos de localización (latitud y longitud) del sistema FV, así como la radiación solar y temperatura ambiente presente durante el periodo de estudio, tal y como se muestra en la Figura 40.

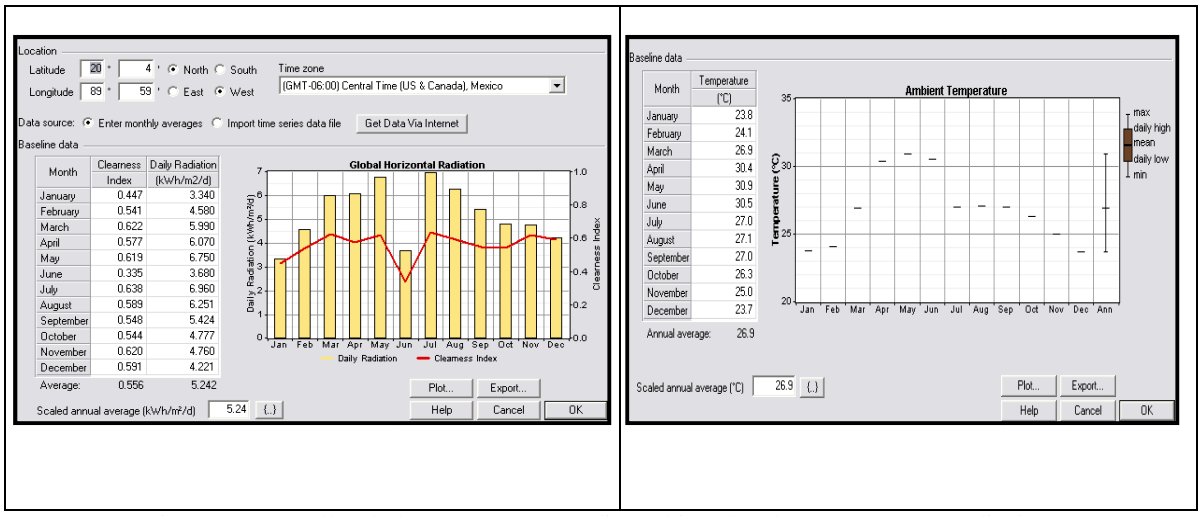


Figura 40. Pantallas de los parámetros medio ambientales de temperatura y radiación.

Patrón de Carga

Se ingresa el patrón de carga en promedios de cada hora, debido a que el patrón Pequeña Vivienda presenta cambios cada 30 minutos y el software solo permite consumos por hora. Asimismo, estas cargas se ingresan una escala de 1:10 con respecto a los empleados en la parte experimental, quedando de la siguiente manera:

Patrón Pequeña Vivienda

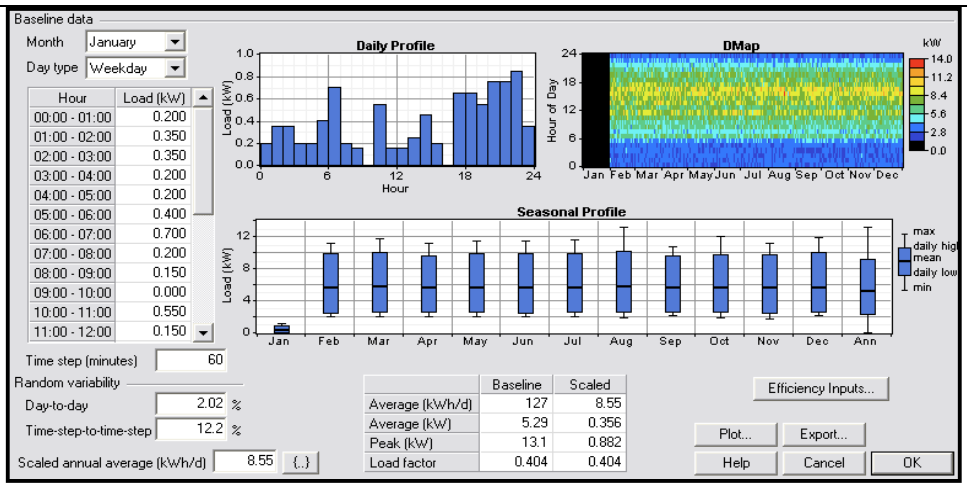


Figura 41. Pantalla de la carga eléctrica (Patrón Pequeña Vivienda)

CAPITULO 3: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Las mediciones obtenidas de los parámetros eléctricos y medio ambientales presentados a continuación, se generaron en el periodo de diciembre 2010 a junio del 2011; con un total de 222 días monitoreados. Asimismo, del total de los días monitoreados solo se consiguieron 18 días que clasificaron de acuerdo a cada para cada patrón de carga y a la clasificación de la radiación como se muestra en la Tabla18.

Tabla 18. Cantidad de los días obtenidos referentes a cada patrón de carga y a la clasificación de radiación.

	Tipos de días		
PATRON	**Soleado**	**Mixto**	**Nublado**
Gauss	3	3	1
Pequeña	2	3	2
Intermitente	1	2	1

3.1 Patrones de las variables meteorológicas

En esta sección se muestra el comportamiento promedio mensual de las variables meteorológicas y sus correspondientes patrones diurnos para los máximos, mínimos y promedios medidos durante el periodo de estudio, en un día soleado, mixto y nublado.

3.1.1 Radiación Solar

La radiación solar promedio mensual que incidió sobre el arreglo fotovoltaico en el período de estudio se muestra en la Figura 42. En ella se puede apreciar que los meses de enero y junio, presentaron un radiación menor de hasta el 50.5% con respecto a los meses de abril y mayo. Asimismo, durante el periodo de estudio se obtuvo una irradiación promedio de 4.91 kWh/día.

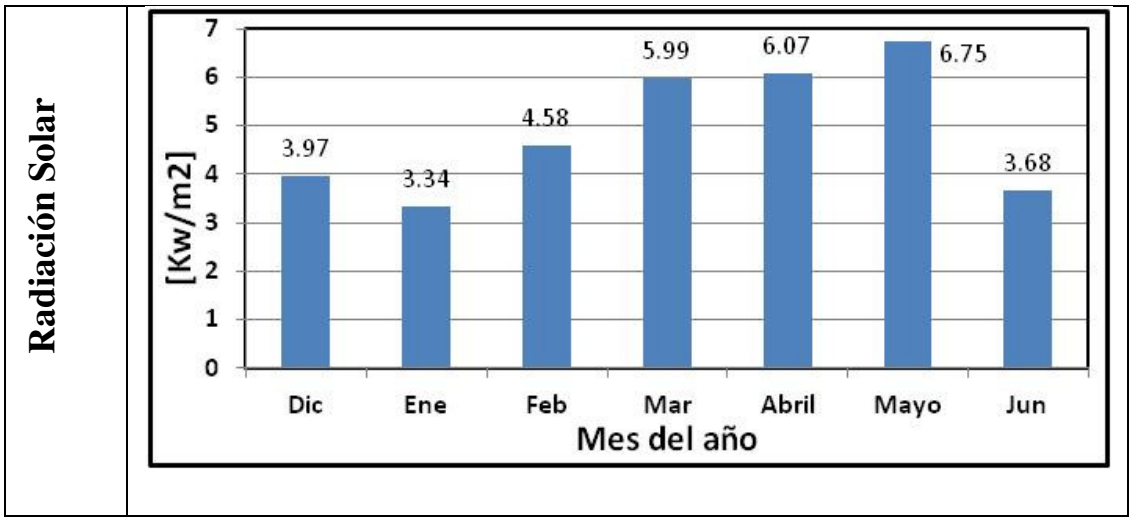


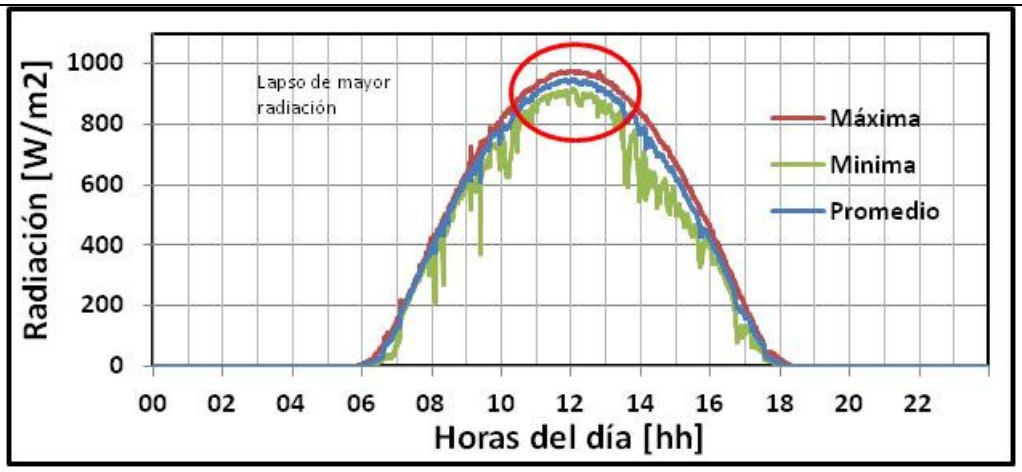
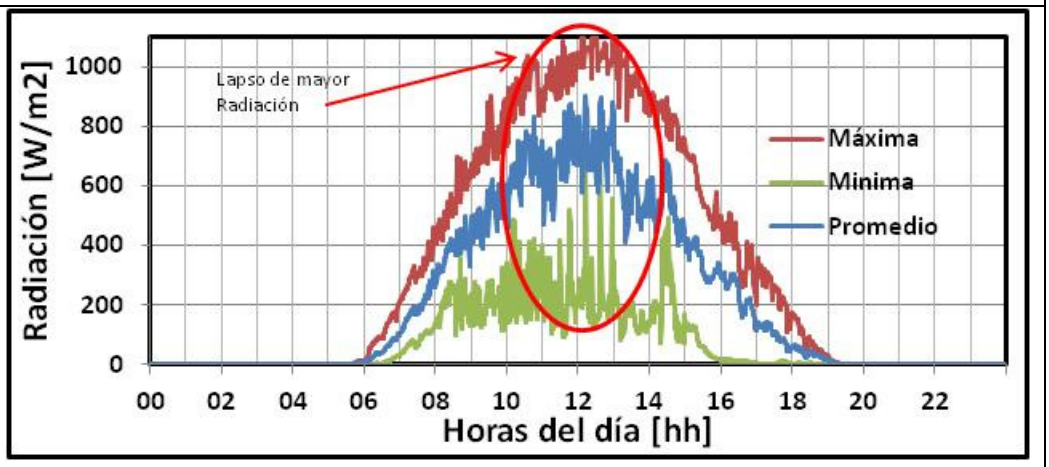
Figura 42. Irradiancia promedio mensual durante el periodo de estudio.

El comportamiento de la radiación solar en un día soleado, mostrado en la Figura 43a, presenta un promedio de 6.65 kWh/m^2/día, la mínima 6.02 kWh/m^2/día, y 7.02 kWh/m^2/día para la máxima. No obstante para un día mixto, Figura 43b, la radiación promedio y mínima fueron 23.75% y 72% menor, respectivamente, que en un día soleado; mientras para la máxima fue de 9.18% mayor.

En cuanto a la radiación solar en un día nublado, Figura 43c, se obtuvo un promedio, una mínima y una máxima de 51.57%, 9.48 % y 93.13% menor, respectivamente, que en día soleado; y un promedio de 34.31%, un mínimo de13.84% y máximo de 75.73% menor

con respecto a un día mixto. Las mayores intensidades de radiación solar incidente durante los tres días característicos se presentaron durante las 11:30 y 13:30 horas del día.

Cabe mencionar la radiación solar en los días mixto y nublado presentan una mayor variabilidad debido al comportamiento del recurso que en un día soleado, el cual se ve reflejado en la Figura 43b y la Figura 43c respectivamente.

(a) Día Soleado	
(b) Día Mixto	

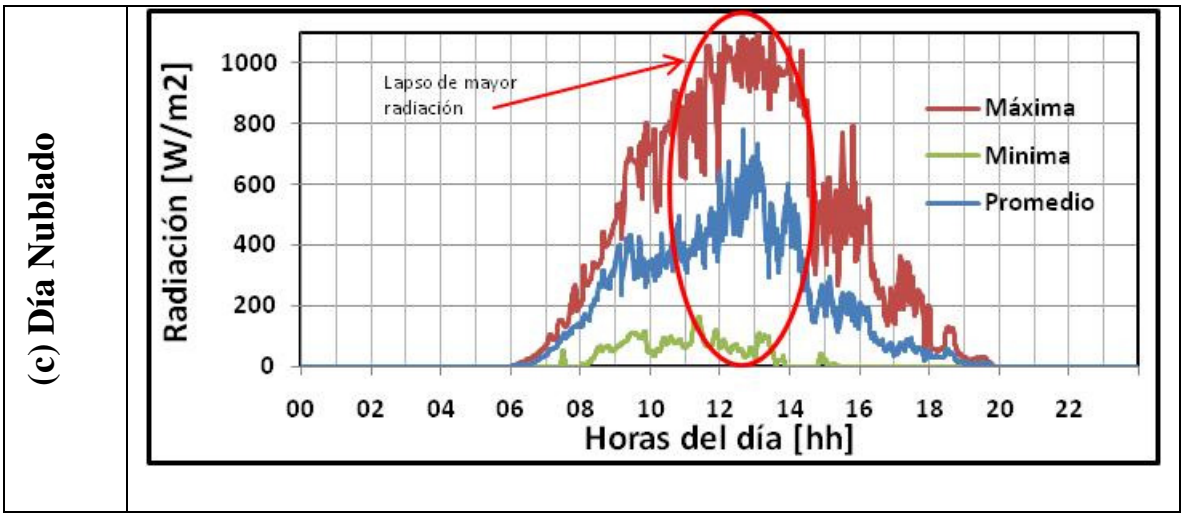


Figura 43. Radiación Solar máxima, mínima y promedio presente en un día soleado durante el periodo de estudio.

3.1.2 Temperatura Ambiente

El comportamiento promedio mensual de la temperatura ambiente durante el periodo de estudio se muestra en la Figura 44. Se observa que la temperatura osciló en un rango de los 22.56 ˚C para el mes de diciembre a 30.91 ˚C para el mes de junio con una diferencia de hasta el 27.01% respectivamente. Durante el período de estudio se obtuvo una temperatura promedio de 27.04 °C.

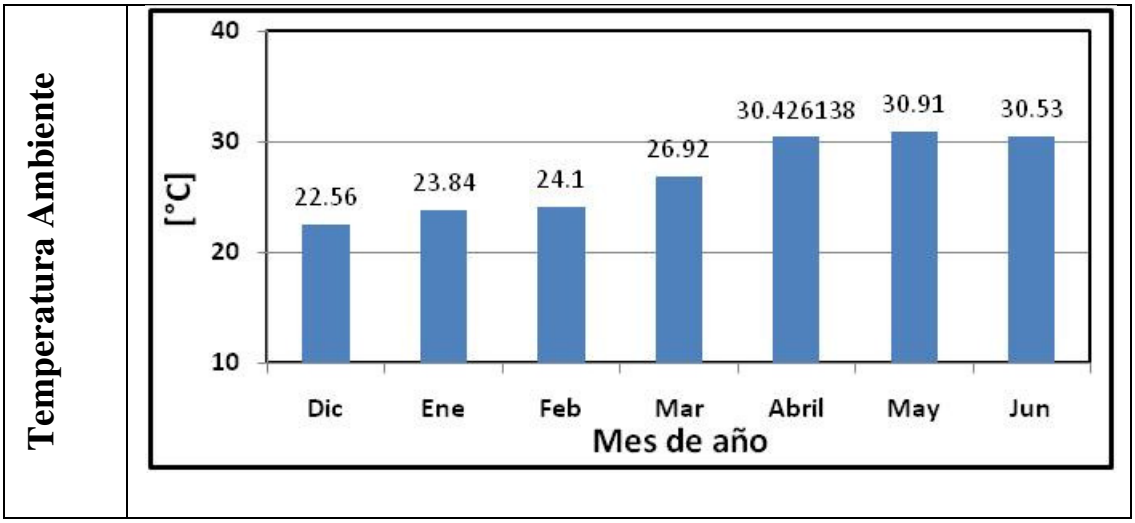


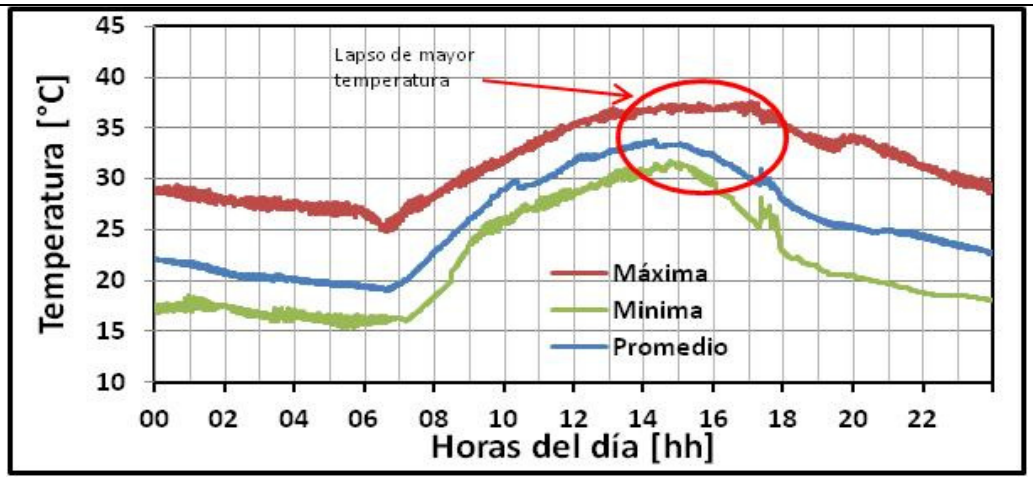
Figura 44. Temperatura ambiente promedio mensual durante el periodo de estudio.

En la Figura 45a, se muestra el comportamiento de la temperatura promedio para un día soleado. Se obtuvo para la temperatura un valor promedio de 25.69 °C, una mínima 22.01 °C y 31.67 °C para la máxima. Las temperaturas máximas se presentaron durante un día característico fue entre las 14:30 y 17 horas del día.

A diferencia de un día soleado, los valores para la temperatura en un día mixto (Figura 45b), fueron de 15.63%, 14.68% y 9.4% mayor, respectivamente, en las mediciones promedio, mínima y máxima registradas respectivamente. Para este día característico las temperaturas máximas se presentaron entre las 12:30 y 15:00 horas.

Con respecto al día típico nublado, Figura 45c, se obtuvo una temperatura promedio, una mínima y una máxima de 14.79%, 17.65% y 4.05% mayor que en día soleado respectivamente. En relación a un día mixto no hubo diferencia significativa en el promedio mientras que para la mínima fue 3.47% mayor y para la máxima fue 5.57% mayor. Entre la 12:00 y 14:00 horas del día se presentaron las temperaturas más altas.

(a) Día Soleado



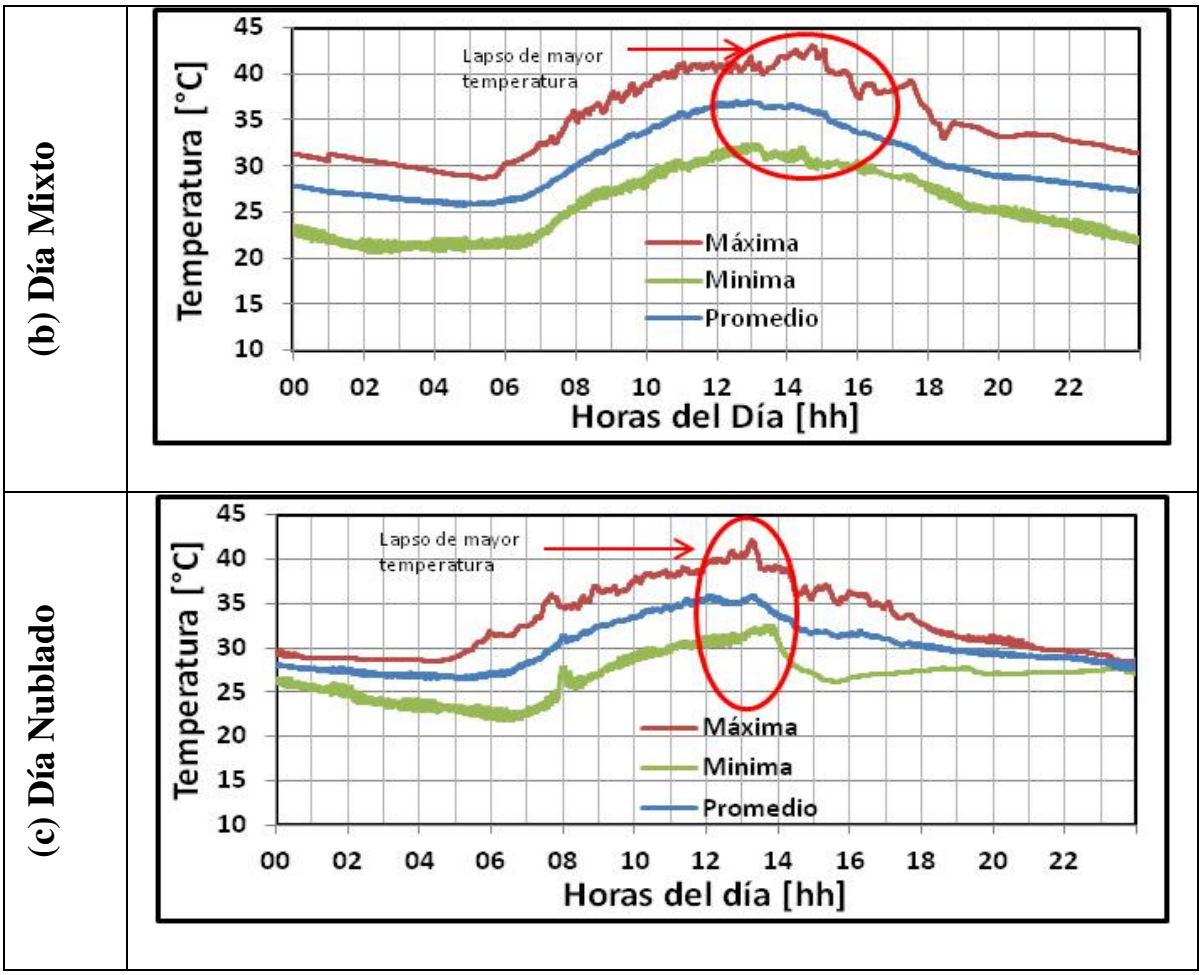


Figura 45. Temperatura ambiente máxima, mínima y promedio presente en un día soleado durante el periodo de estudio.

3.1.3 Velocidad del Viento

En la Figura 46 se pueden apreciar a la velocidad del viento presente durante el periodo de estudio. Los meses con mayor velocidad de viento fueron abril y mayo, con promedios de 2.81 m/s y 2.79 m/s; mientras que los meses de menor velocidad fueron diciembre y enero con 2.19 m/s y 2.23 m/s, correspondiente a un 22.06% menos que a los primeros. El promedio de la velocidad de viento durante el periodo de estudio fue de 2.52 m/s por día.

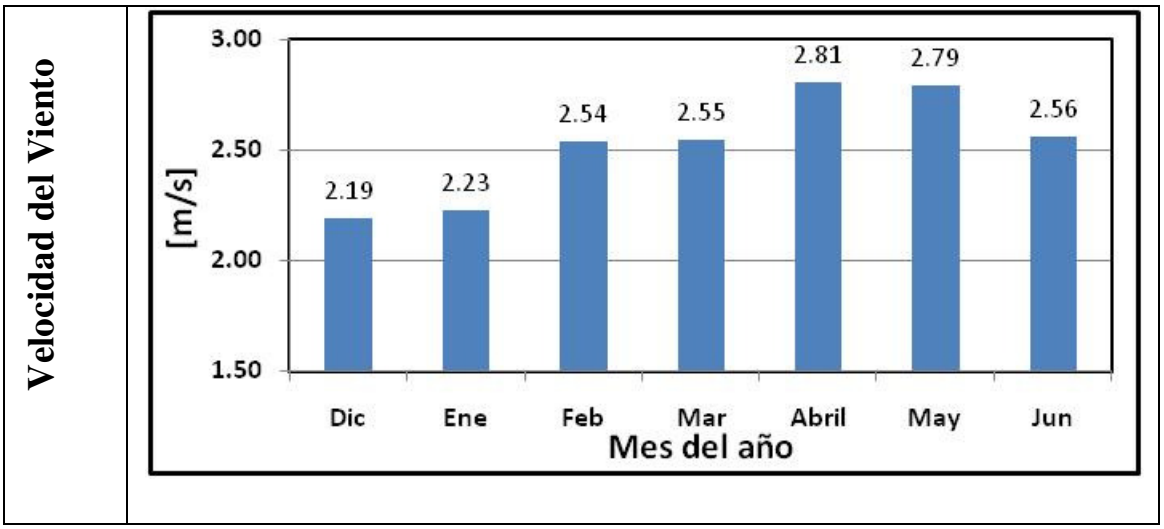


Figura 46. Velocidad del viento promedio mensual durante el periodo de estudio.

El comportamiento del viento durante un día soleado se puede apreciar en la Figura 47a. Se obtuvo una velocidad promedio de 2.48 m/s, una mínima de 1.66 m/s y3.46 m/s para la máxima.

Para un día mixto, Figura 47b, la velocidad promedio y máxima fueron un 8.48% y 12.36% mayor que en un día soleado, mientras que para la mínima fue igual.

En cuanto al día nublado, Figura 47c, la velocidad promedio del viento no tuvo diferencia significativa con respecto a un día soleado ya que el promedio fue de 1.19% mayor, la mínima fue 7.20% menor y la máxima un 8.33% mayor que en un día soleado; y 7.38%, 6.66% y 4.61% menor que durante un día mixto respectivamente.

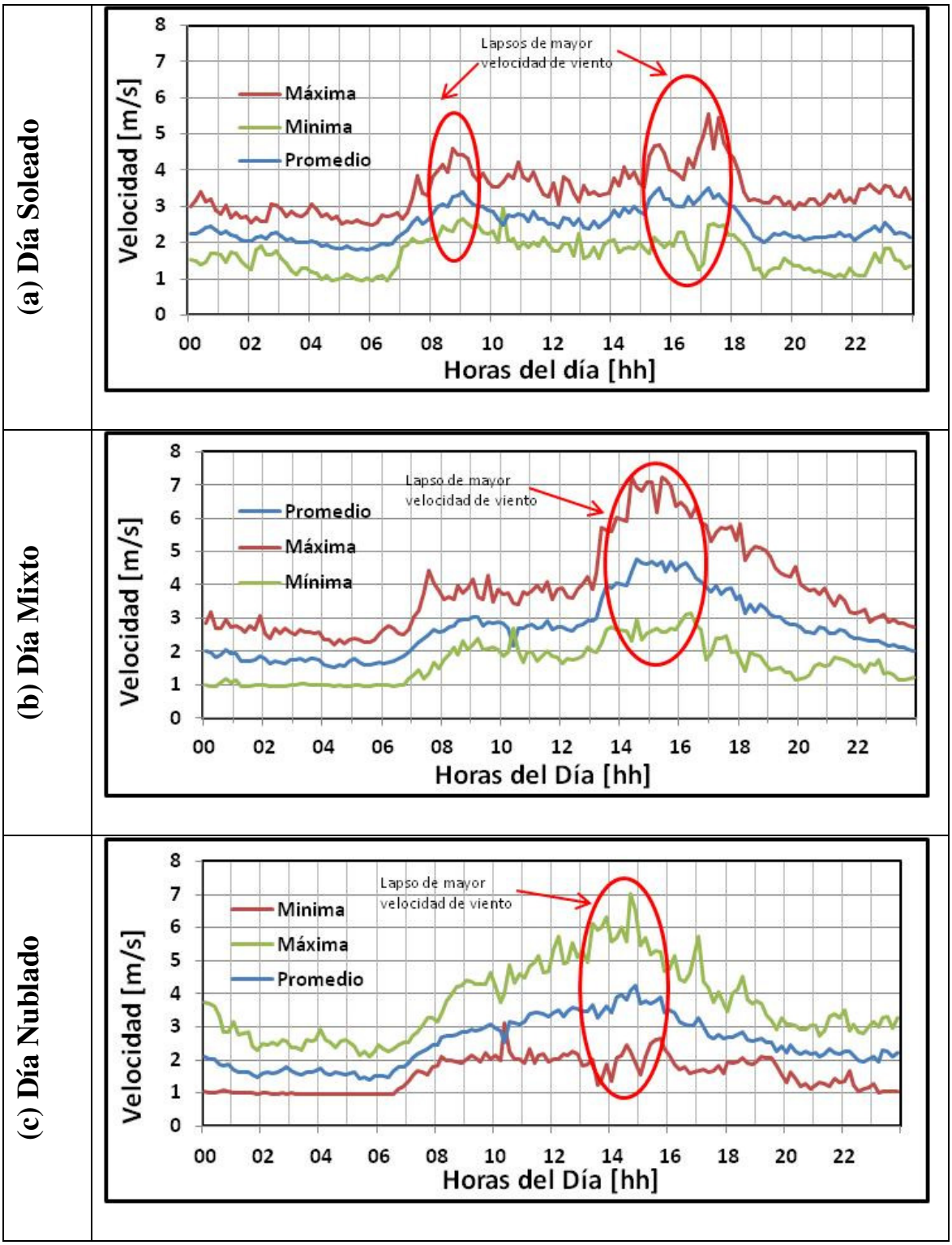


Figura 47. Velocidad del viento máxima, mínima y promedio presente en un día soleado durante un día característico soleado, mixto y nublado.

3.2 Comportamiento de los componentes del sistema fotovoltaico para cada patrón de carga

En esta sección se muestra de manera individual el comportamiento eléctrico del sistema FV de estudio (generación de módulo FV, baterías y cargas), bajo cada uno de los patrones de carga para los promedios de un día soleado, mixto y nublado.

3.2.1 Patrón Intermitente

En la Figura 48a, se expone el comportamiento eléctrico del sistema FV en un día soleado sometido al patrón Intermitente el cual cuenta con una demanda de energía de las 05:00 a las 11:00 horas y las 17:00 a las 23:00 horas . En estas condiciones, el arreglo FV tuvo una generación eléctrica de 1,369.75 Wh/día, mientras que el banco de baterías presento una acumulación de 474.10 Wh/día y las cargas presentaron un consumo de 675.67 Wh/día, soportando el sistema el 100% de la carga programada. Asimismo, se puede observar que la carga entra de manera súbita a las 05:00 horas, y en este momento el sistema demanda energía a las baterías para satisfacer dicha carga debido a que no hay presencia suficiente del recurso y por lo tanto tampoco de generación de energía en el arreglo FV. Sin embargo, a las 07:00 horas (punto 1) se aprecia como disminuye la demanda de potencia de las baterías dado que simultáneamente el arreglo FV empieza a alimentar la carga eléctrica por la presencia de recurso solar.

Posteriormente en el punto 2, se puede apreciar que a las 11:00 horas se presenta la salida de la carga eléctrica, debido a su comportamiento de programación, apreciándose un incremento repentino de potencia de entrada a las baterías, siendo igual a la energía generada por el arreglo FV. Esta situación continua hasta que entra nuevamente la carga (17:00 horas).

Asimismo en punto 3, a las 15:00 horas se presenta una caída en la generación FV debido a nublados presentes provocando caída en el recurso y en la potencia de entrada a las baterías.

Para un día mixto, Figura 48b, se presentó una generación eléctrica del arreglo y una acumulación en baterías del 27.39% y 10.47% menor que en un día soleado respectivamente; mientras que las cargas presentaron una diferencia no significativa en el consumo del 3.1% mayor, debido a que también fueron soportadas al 100% como en un día soleado.

Para este día se presentan los mismos comportamientos eléctricos con respecto a un día soleado, sin embargo a diferencia de este último, el recurso presenta muchas variaciones provocando esas mismas en la generación del arreglo FV.

Para un día nublado, Figura 48c, se presentó una generación eléctrica del arreglo FV y una potencia acumulada en baterías del 35.79% y 83.93% menor que en un día soleado; así como 76.49% y 28.28% menos que en un día mixto. Sin embargo, la potencia consumida por las cargas no tuvo una diferencia significativa ya que fue del 1.05% y 2.08% mayor en un día mixto y un día nublado respectivamente, soportando el sistema FV la demanda de la carga programada al 100%.

Para este día nublado a diferencia del mixto, se presenta una la energía generada por el arreglo con una mayor variación durante las horas de recurso. Asimismo, se puede observar, que a las 11:00 horas, no se presenta un escalón en el incremento en la energía entregada hacia las baterías como ocurre en los días soleado y mixto, debido a que la cantidad de energía eléctrica generada por el arreglo antes de las 11:00 horas, no fue la suficiente para soportar la carga eléctrica, la cual es soportada por las baterías. Sin embargo, justamente cuando se presenta la salida de la carga (11:00 horas) la generación eléctrica del arreglo FV aumenta debido al recurso, la cual es entregada al 100% hacia las baterías.

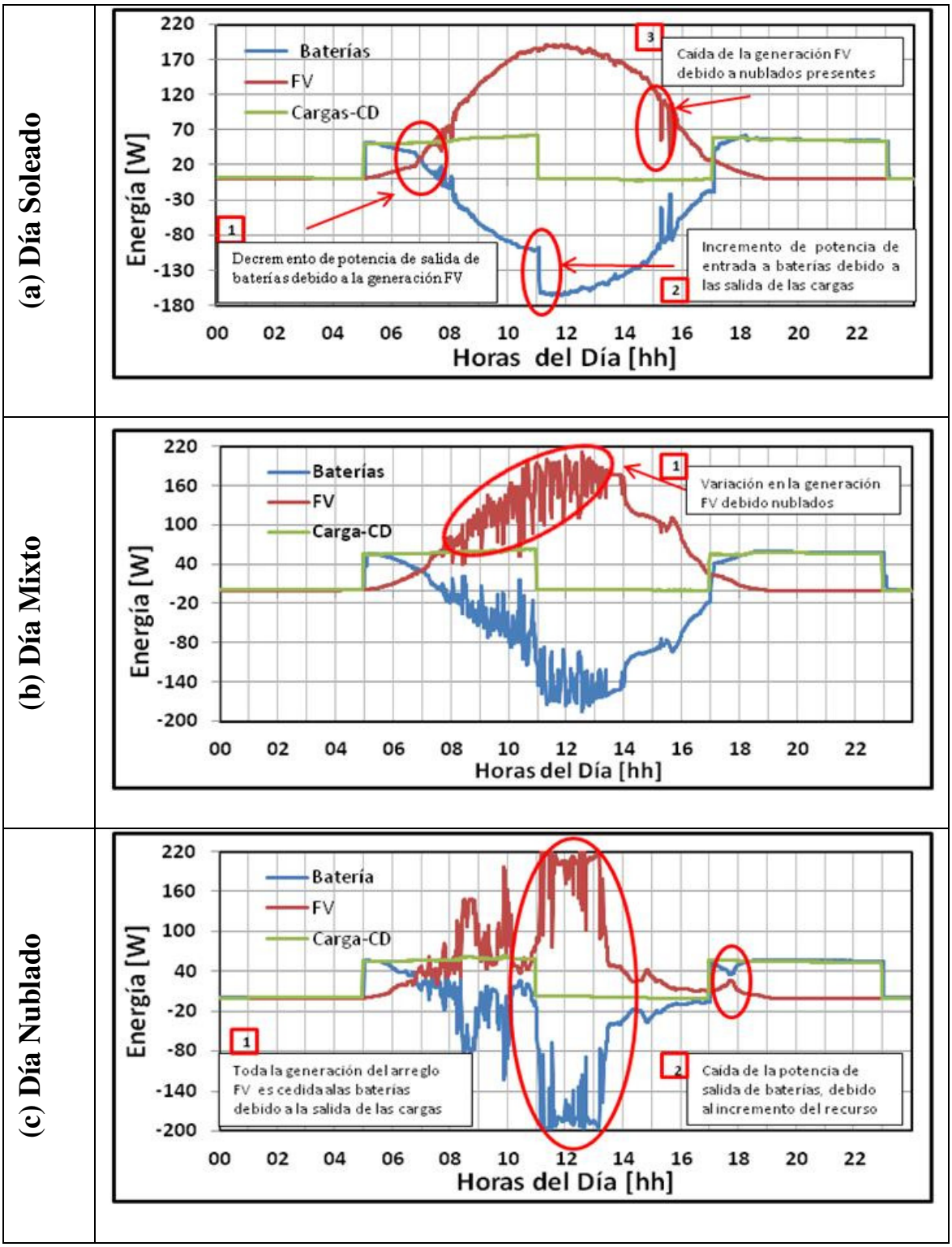


Figura 48. Comportamiento del sistema FV sometido al patrón de carga Intermitente en un día típico soleado, mixto y nublado respectivamente.

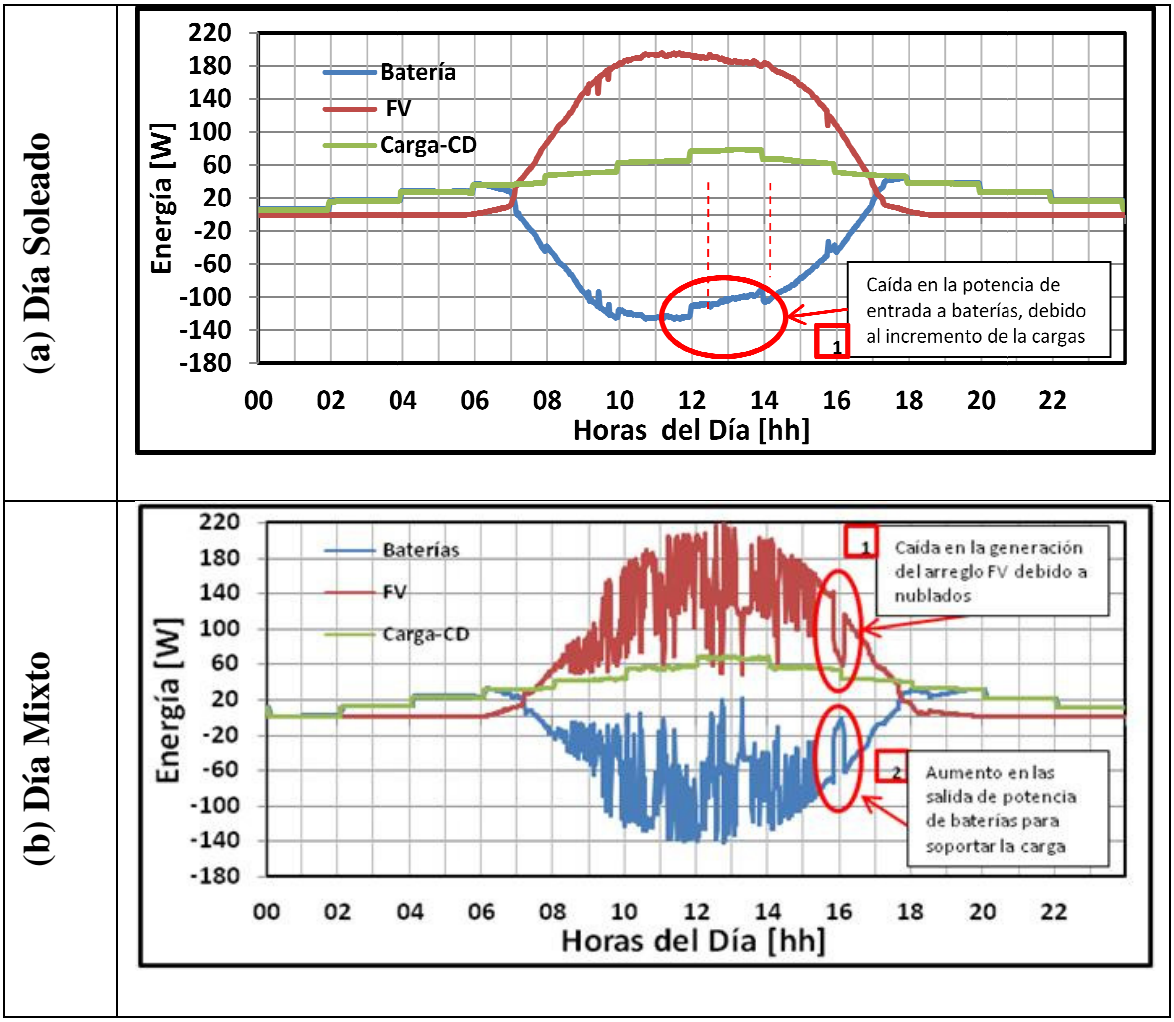
3.2.2 Patrón Gaussiano

En la Figura 49a, se observa el comportamiento del sistema FV sometido al patrón Gaussiano en un día soleado. En este día el arreglo FV tuvo una generación eléctrica promedio de 1,495.08 Wh/día, mientras que el sistema de almacenamiento obtuvo una acumulación promedio de 621.75 Wh/día. Respecto a la carga, ésta tuvo un consumo de 818.54 Wh/día, donde el 100% de la carga programada fue soportada por el sistema FV. También se puede apreciar que entre las 12:00 a 14:00 horas la acumulación de las baterías se reduce debido al aumento de la carga a su máximo nivel y a que la generación del arreglo FV es dividida por el controlador de carga dando prioridad a las cargas y en segundo plano a las baterías.

Para un día mixto, Figura 49b, el arreglo FV mostró una generación eléctrica, una acumulación en baterías de 19.21% y 45.28% menor que en un día soleado respectivamente, y un consumo de las cargas no significativa de 3.46% menor. Sin embargo, se presentan variaciones en la potencia de generación FV y en la potencia de entrada a las baterías con respecto a un día soleado, debido a la variabilidad del recuso solar. Esto efecto tiene una mejor apreciación alrededor de las 16:00 horas (punto 1).

En un día nublado, la Figura 49c, se mostró una generación eléctrica promedio del arreglo FV, una acumulación en baterías y una salida a las cargas de 19.93%, 55.57% y 17.45% respectivamente. Sin embargo, es importante notar que en el banco de baterías solo se acumularon 358.68 Wh/día, cediendo a las cargas un total de 57.77 Wh/día, lo cual equivale a solo el 7.4% del total de la carga programada. Por otro lado, se puede apreciar que a las 05:00 horas la carga eléctrica presenta una caída a cero permaneciendo así hasta las 00:00horas, lo cual es debido a que las baterías no contaron con la energía suficiente para seguir soportando la carga, al igual que la generación de arreglo FV tampoco fue suficiente.

Es importante mencionar que para un día nublado se presentaron errores en las mediciones debido a que simulador de carga no operó las cargas bajo lo programado. Tomado esas anomalías el gráfico presentado en la Figura 49c es el resultado más aceptado para este día característico.



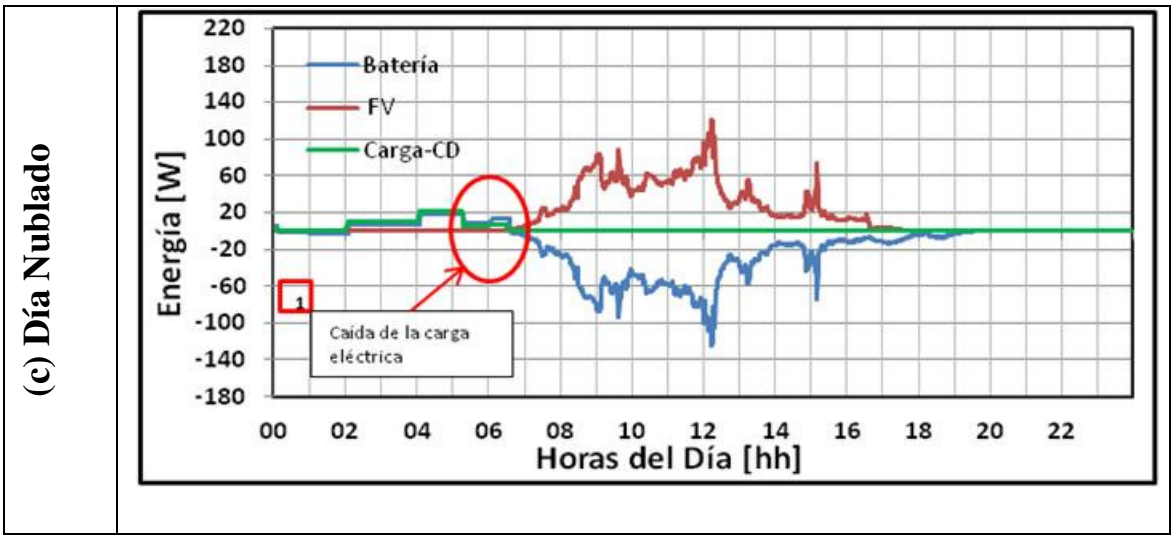


Figura 49. Comportamiento del sistema FV sometido al patrón de carga Gaussiano en un día característico soleado, mixto y nublado.

3.2.3 Patrón para pequeña vivienda

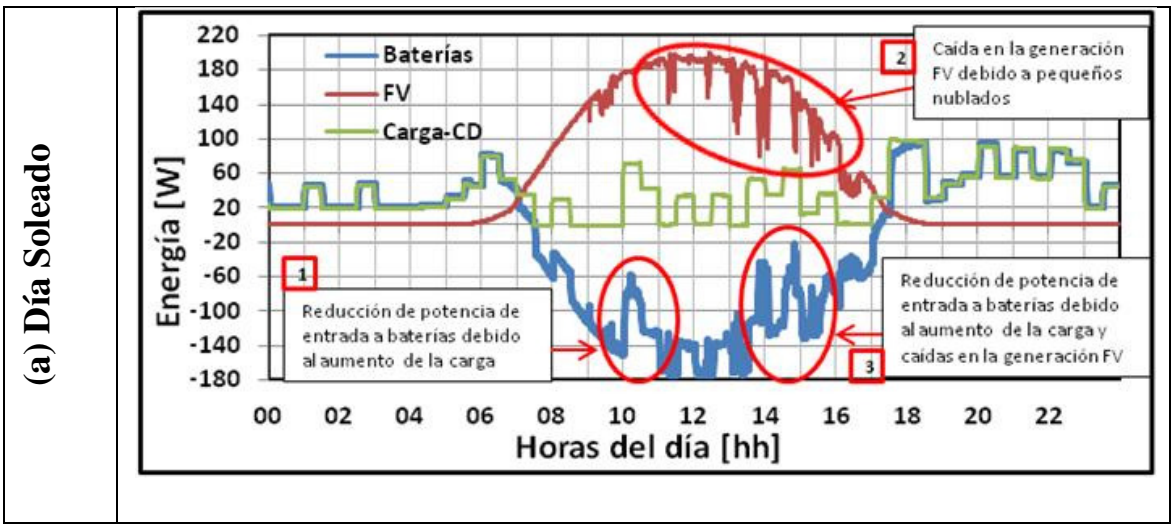
En la Figura 50a, se observa el comportamiento del sistema FV sometido al patrón Pequeña Vivienda en un día soleado. En este día el arreglo FV tuvo una generación eléctrica promedio de 1408.14 Wh/día, las baterías obtuvieron una acumulación de energía promedio de 349.72 Wh/día y se consumió 892.12Wh/día por las cargas. También se puede observar que a las 10:00 horas, la entrada de la carga eléctrica reflejándose una pérdida de energía de entrada a las baterías, debido a que el sistema FV da prioridad a la energía generada por el arreglo para que sea consumida por las cargas(punto 1). Posteriormente, entre las 11:15 y 16:30 horas (punto 2) se presentan caídas del recurso debido a nublados presentes generando variaciones en la generación del arreglo FV. Asimismo, durante ese lapso de tiempo, también se ve reflejado una variación y una caída en la energía de entrada a baterías (punto3), debido a que simultáneamente ocurren los dos fenómenos anteriores (punto 1 y 2).

En un día mixto, Figura 50b, se obtuvo una generación eléctrica promedio del arreglo FV del 16% menor y una acumulación de energía en baterías de 45.19% menor que en día soleado. Las cargas fueron soportadas al 100% por el sistema respecto a lo programado;

sin embargo, el consumo de las cargas fue del 4% mayor respecto a un día soleado. Este incremento en el consumo de la carga eléctrica se debió al remplazo de resistencias (focos) en el simulador de cargas durante la parte experimental por el deterioro o rompimiento de las mismas. Por otro lado, el comportamiento del consumo por la cargas es el mismo que para el caso del día soleado, sin embargo, la diferencia incide en las variaciones en la energía generada por el arreglo FV, la cual se refleja en la energía de entrada a las baterías debido a la presencia de nublados durante el día (punto 1) y a los incrementos y decrementos de las cargas (punto 2).

En cuanto a un día nublado, presentado en la Figura 50Figura 50c, se obtuvo una generación eléctrica por el arreglo FV, una acumulación en baterías y un consumo para las cargas de 33.83%, 78.59% y 23.46% menor que en un día soleado; 21.22%, 60.94% y 27.25% menos que un día mixto respectivamente.

En el día nublado el sistema FV se comportó con mayor variabilidad tanto en la energía generada, como en la energía de entrada y salida a baterías debido al recurso presente. Sin embargo, entre las 21:30 a las 00:00 horas no se presentó consumo de energía por las cargas, tal como lo programado (punto 1), lo cual se relacionó a la ausencia del recurso solar y un nivel muy bajo de carga de las baterías, evitando que el sistema a alimentar las cargas demandadas en dicho intervalo de tiempo.



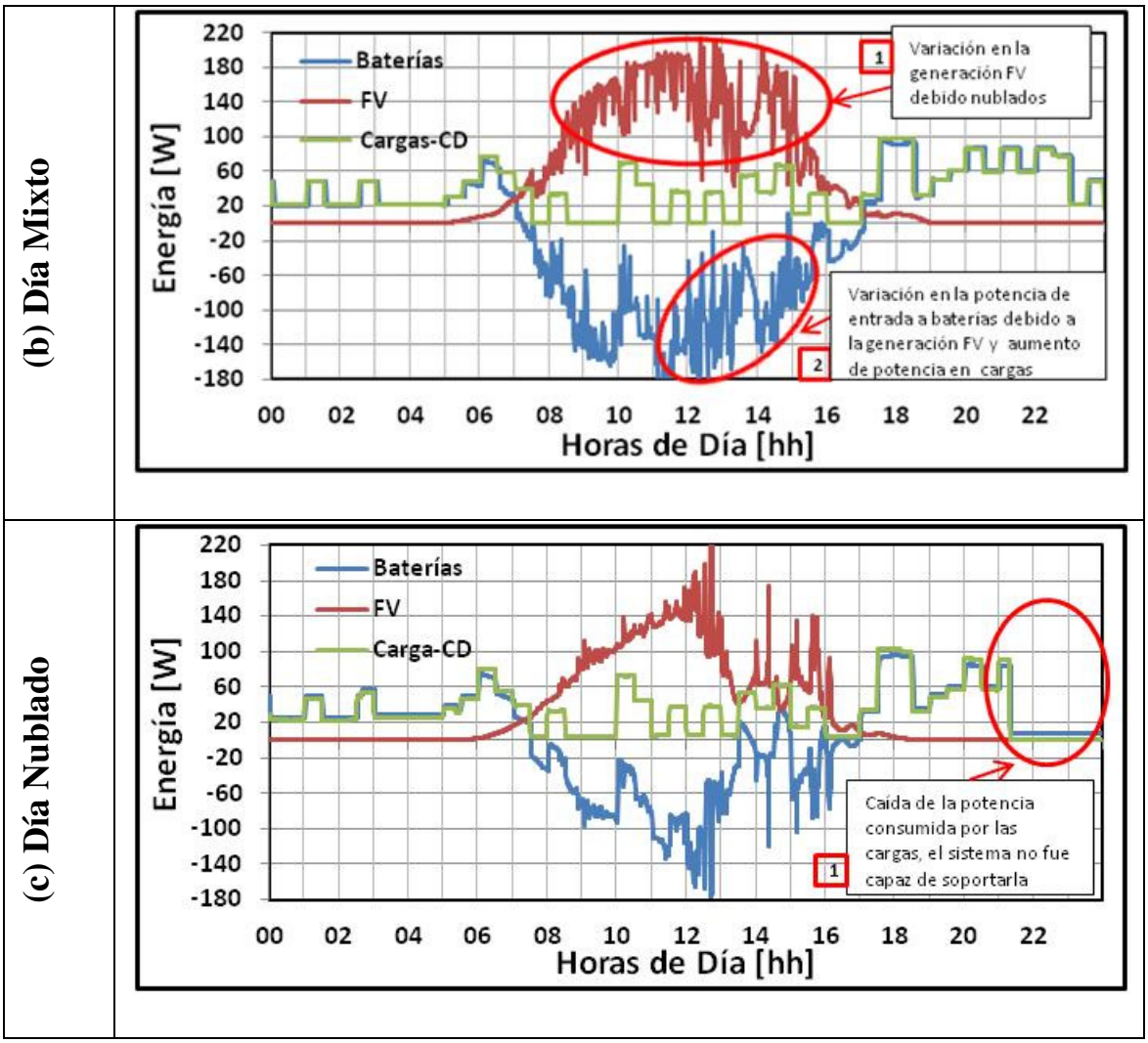


Figura 50. Comportamiento del sistema FV sometido al patrón de carga Pequeña Vivienda en un día soleado, mixto y nublado.

3.3 Efectos de los patrones de carga para cada componente del sistema fotovoltaico

En esta sección se muestra una comparación el desempeño eléctrico del sistema FV de estudio al ser sometido a cada uno de los patrones carga, en cada uno de sus componentes (módulo FV, baterías y cargas), durante un día soleado, mixto y nublado.

3.3.1 Generación de los Módulos Fotovoltaicos

En las Figura 48a, 49a y 50a se muestran los comportamientos de generación del arreglo FV en un día soleado cuando el sistema es sometido un patrón Intermitente, Gaussiano y pequeña vivienda respectivamente. En un día soleado se presentó una radiación solar promedio de 6.65 kW/h/día, donde se obtuvo una generación eléctrica por el arreglo FV de 1,495.08 Wh/día al ser sometido el sistema FV al patrón Gaussiano, mientras que para los patrones Intermitente presente en la y Pequeña Vivienda obtuvo 8.38% y 5.97% menos respectivamente. Asimismo, contemplando que estos últimos patrones presentan variación en la generación debida al recurso, ello podemos decir que no existe diferencia significativa en la generación eléctrica del arreglo FV cuando el sistema FV es sometido a los diferentes patrones.

Las figuras 48b, 49b y 50c muestran los comportamientos de generación del arreglo FV en un día mixto cuando el sistema es sometido a un patrón Intermitente, Gaussiano y Pequeña Vivienda respectivamente. Para un día típico mixto se presento una radiación solar promedio de 5.07 kWh/m^2/día, donde se obtuvo una generación eléctrica por el arreglo FV de 1226.2 Wh/día al ser sometido el sistema FV con el patrón Intermitente, no presentando diferencia significativa con los patrones Gaussiano y P. Vivienda, ya que obtuvieron una potencia de 1.5% y 3.71% menor que el patrón Intermitente respectivamente. Por lo anterior, tampoco el arreglo FV presenta diferencias en la generación eléctrica al ser sometidos a los diferentes patrones de carga aunado a una variabilidad en el recuso en este día característico.

En la figuras 48c, 49c y 50c se observan las cantidades de energía generadas por el arreglo FV de un día nublado cuando el sistema es sometido a un patrón de carga Intermitente, Gaussiano y Pequeña Vivienda respectivamente. Con una radiación de 3.22 kWh/m2/día, el arreglo FV obtuvo una generación eléctrica de 892.13 Wh/día a ser sometido al patrón de P. Vivienda, el cual no marcó una diferencia significativa con respecto al patrón Intermitente ya que se obtuvo una generación de 5.44% menor. No obstante, con respeto al patrón Gaussiano existe una diferencia significativa de generación del 58.86% y 65.49%

menor con respecto a los otros patrones (Pequeña Vivienda e Intermitente), debido a la diferencia y variabilidad del recurso presente mas no afectado por el patrón eléctrico.

3.3.2 Almacenamiento

El comportamiento del sistema FV al ser sometido a un patrón Gaussiano para un día soleado, presente en la Figura 48a, la acumulación de energía en baterías fue de 621.75 Wh/día, mientras que para los patrón Intermitente, presente en la Figura 49a, y P. Vivienda, presente en la Figura 50a, fueron 23.74% y 40.11% menor respectivamente. Esto es debido a que las baterías se comportan como cargas eléctricas durante los periodos de generación del arreglo FV y al comportamiento de las cargas que hacen más exigente el proceso de recarga.

En cuanto al comportamiento de las baterías del sistema FV en un día mixto al ser sometido el sistema FV a un patrón Intermitente, presente en la Figura 48b, se obtuvo una acumulación de energía de 344.19 Wh/día, no marcando diferencia significativa con el patrón Gaussiano, presente en la Figura 49b, siendo 1.18% menor. No obstante, en la cantidad acumulación de energía para el patrón P. Vivienda, presente en la Figura 50b, si se presenta una diferencia significativa del 42.76% menor respecto al patrón Intermitente. La razón de estos comportamientos en las baterías son los mismos que en el día soleado, añadiendo la presencia de una mayor variación en el recurso.

En un día nublado, el sistema FV al ser sometido al patrón de carga Gaussiano, se observa en la Figura 48c, el banco de baterías obtuvo una diferencia significativa con respecto al resto de los patrones de carga, con una acumulación de energía de 358.68 Wh/día, obteniendo un 77.4% y 64.19% mayor acumulación que el patrón Intermitente, Figura 49c y de Pequeña Vivienda, Figura 50c, respectivamente. Se observa de manera general una menor acumulación de energía en todos los patrones, sin embargo se alcanza apreciar que entre las 11:00 y 13:00 horas se presenta una mayor entrada de energía, debido a que son la horas de mayor cantidad de recurso.

3.3.3 Energía disponible a las cargas

El comportamiento de la energía disponible a las cargas en un día soleado el sistema FV al ser sometido a los patrones de cargas Gaussiano, Intermitente y P. Vivienda, presentes en las figuras 48a, 49a, 50a, fue capaz de soportar el 100% de las cargas programadas, presentando consumos de 818.55 Wh/día, 675.68 Wh/día y 892.13 Wh/día respectivamente a cada patrón. Nos obstante, se puede apreciar que en el patrón Gaussiano, Figura 49a, el consumo de la carga es mayor entre las 10:00 y 16:00 horas, llegando a consumir hasta 10 Watts más de lo programado. Esto es debido a los consumos eléctricos de las resistencias o focos aplicados, los cuales no se comportaron de manera dinámica en el simulador de cargas como lo esperado, por el calentamiento, deterioro y tiempo de encendido de los mismos, así como la temperatura a la que estuvieron expuestos. Por otro lado el patrón Intermitente, Figura 48a, presenta un comportamiento ascendente durante el primer intervalo de carga (05:00 a 11:00 horas) y un comportamiento descendente al final del día (17:00 a 11:00 horas), donde en su parte más alta de cada intervalo cumple con la carga programada. Este efecto se da debido a que al final del primer intervalo y al inicio del segundo es cuando hay generación del arreglo FV por la presencia del recurso, y cuando no las baterías soportan la carga. Sin embargo, al final del segundo intervalo se alcanza apreciar una pequeña diferencia con respecto al inicio del primero, debido a que se tiene un mayor nivel de carga en las baterías adquirida durante el día, generando un mejor soporte de las cargas.

Con respecto al patrón Pequeña vivienda, Figura 50a, a las 05:30 a 06:00 horas se presenta una caída en la carga, esto es debido a un error en el simulador de carga dada por el deterioro de las resistencias (focos) y oscilaciones en el comportamiento de operación del mismo.

Para un día Mixto el sistema FV también fue capaz de soportar los patrones de cargas, Intermitente, Gaussiano y P. Vivienda al 100% de su programación (figuras 48b, 49b, 50b), en donde no hubo diferencia significativa en los consumos con respecto a un día soleado. Sin embargo, el patrón Gaussiano tuvo el mismo comportamiento que en un día

soleado, Figura 49, donde también se presentaron variaciones en el consumo de las cargas entre las 10:00 y 16:00 horas debido a las resistencias no tuvieron un comportamiento dinámico en el simulador de carga como lo esperado.

En cuanto al comportamiento de las cargas en un día nublado, Figura 50c, solo el patrón Intermitente fue soportado por el sistema FV a al 100% donde no hubo diferencia significativa con respecto a los días soleado y mixto. Sin embargo, el patrón Pequeña Vivienda no pudo ser soportado por el sistema FV de las 21:15 a las 00:00 horas (punto1) marcando una diferencia del 13.71% menor que en los otros días. Y en cuanto al patrón Gaussiano, aun cuando la carga fue soportada en los otros días al 100%, para este caso la caga solo consumió 57.77 Wh/día siendo 93% menor que en un día soleado y mixto. Por otro lado, aun cuando la cantidad de generación FV fue suficiente en pequeños lapsos de tiempo para alimentar la carga, el sistema no fue capaz de responder a la demanda de las cargas en esos pequeños lapsos de tiempo, debido a problemas de operación del simulador de carga descritos anteriormente.

3.4 Influencia de las variables meteorológicas sobre el sistema de generación estudiado

A continuación debido a su mayor aplicación e importancia se muestran los resultados de las correlaciones de las variables meteorológicas con las variables eléctricas del sistema FV, al ser sometido al patrón de carga Pequeña Vivienda.

3.4.1 Influencia de la Radiación sobre la Generación Eléctrica FV

En la Figura 51, se muestran los diagramas de dispersión obtenidos de las variables radiación y potencia eléctrica FV en los días soleado, mixto y nublado. Asimismo, se puede apreciar el tipo o tipos de regresiones realizadas y la ecuación que describe a cada una de ellas.

En la Figura 51a se observa el diagrama de dispersión de la potencia generada por el arreglo FV con respecto la radiación solar en un día soleado. En donde se generaron 2 tipos de regresiones, una lineal y una polinomial cuadrática obteniendo coeficientes de determinación entre las variables de $R^2 = 0.955$ y $R^2 = 0.962$ respectivamente. Sin embargo, la función polinomial ($y = -9E\text{-}05x^2 + 0.284x - 1.095$) tiene el valor de correlación mayor que la lineal ($y = 0.212x + 1.723$), su valor cuadrático es negativo, lo cual nos indica que la potencia del arreglo será la misma después de cierta intensidad de radiación y aun cuando siga aumentando.

Con respecto al comportamiento de la generación FV con respecto a la radiación solar y en un día mixto, Figura 51b, se obtuvo un coeficiente de determinación de $R^2 = 0.766$ para la regresión lineal y $R^2 = 0.828$ para la correlación polinomial cuadrática, obteniendo una correlación significativa entre las dos variables. Aun cuando, la regresión polinomial que es el que tiene mayor intensidad de correlación, es de pensarse que es la que mas se acerca al comportamiento de las variables debido a su valor cuadrático de cero ($y = -0.000x^2 + 0.595x + 0.428$) comportándose como ecuación lineal. Por lo tanto, la correlación lineal ($y = 0.308x + 8.077$) es la que más se semeja al comportamiento de los puntos en el diagrama dispersión.

Para un día nublado, Figura 51c, se puede apreciar que el comportamiento de las variables en el diagrama de dispersión tienden a una línea recta, por tal motivo se generó una regresión lineal ($y = 0.211x + 3.048$) obteniendo un coeficiente de determinación o correlación de $R^2 = 0.892$, siendo relativamente alto.

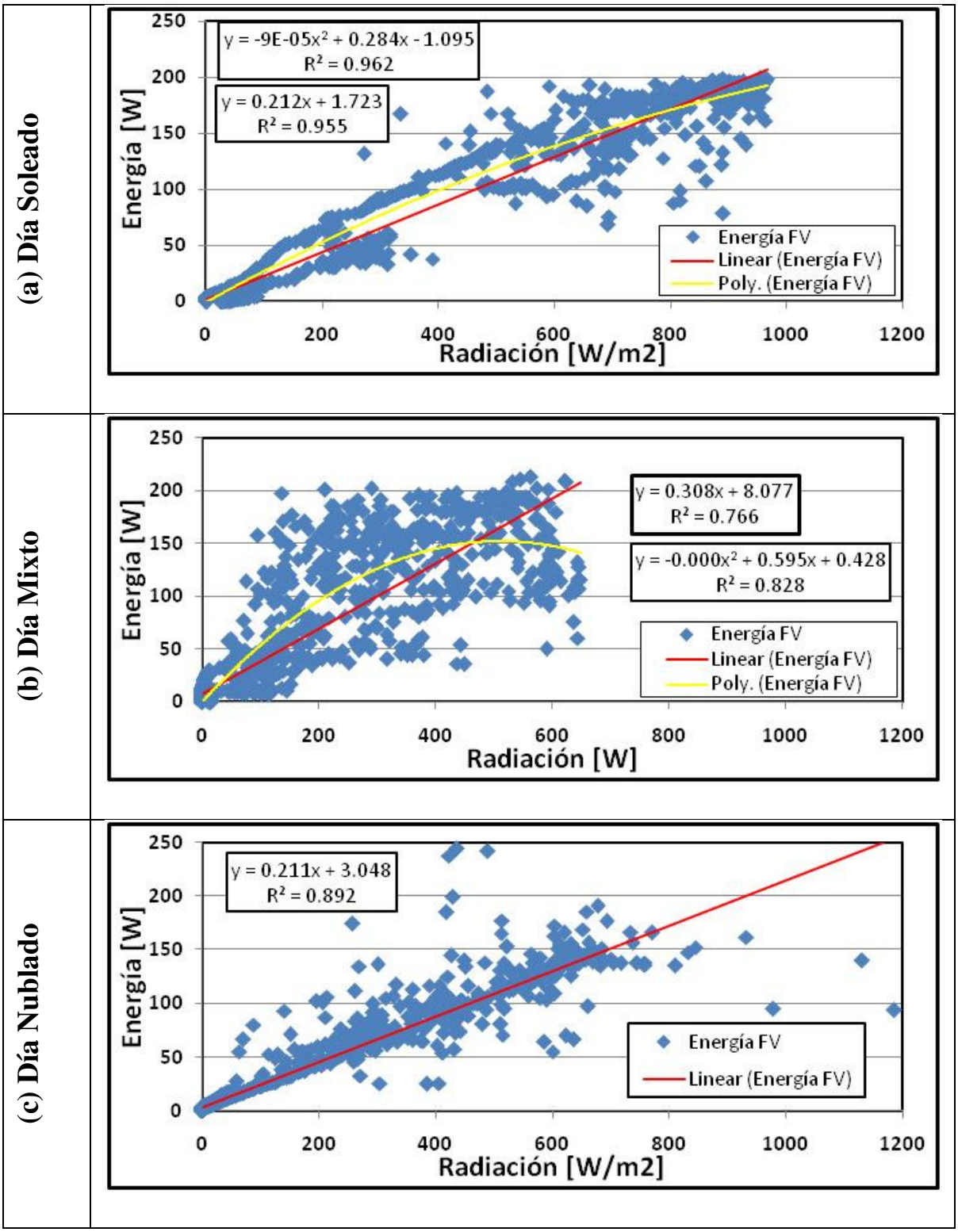


Figura 51. Diagramas de dispersión de las variables de radiación y potencia de generación eléctrica de arreglo FV.

3.4.2 Influencia de la Temperatura Ambiente sobre la Generación Eléctrica FV.

A continuación en la Figura 52 se pueden observar los diagramas de dispersión obtenidos de las variables de temperatura ambiente y la generación eléctrica FV en los días soleado, mixto y nublado. Al igual que en la sección anterior (3.4.1) se puede observar los tipos de regresiones realizadas y la ecuación que describe a cada una de ellas.

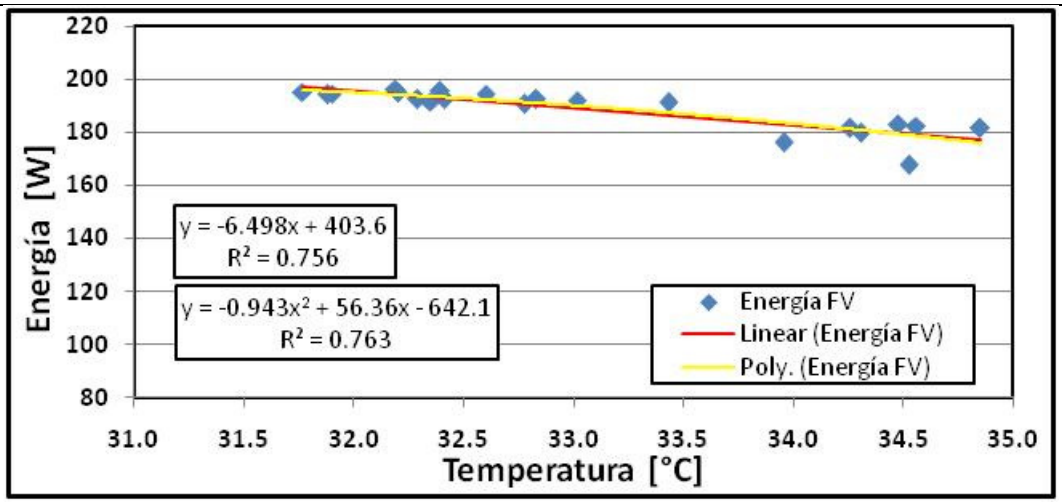
En la Figura 52a, se puede apreciar el diagrama de dispersión del comportamiento de la energía eléctrica generada en un día soleado por el arreglo FV respecto a la temperatura ambiente presente. En la regresión lineal (y = -6.498x + 403.6) y en la polinomial cuadrática (y = -0.943x^2 + 56.36x - 642.1) se obtuvieron coeficientes iguales de determinación entre las variables de $R^2 = 0.756$ y $R^2 = 0.763$ respectivamente. Tanto en la regresión lineal como en la polinomial cuadrática son aceptadas puesto que arrojan coeficientes similares y las dos funciones se ajustan a los datos presentados. Sin embargo, la función polinomial cuadrática describe ligeramente más la correlación delas variables que la lineal. Con estos resultados se puede decir que existe una correlación significativa entre las variables en un día soleado, ya que la energía FV generada disminuye un 3.1% y 3.4% (correlación polinomial y lineal) por cada grado centígrado que aumenta la temperatura.

Con respecto a la correlación de las variables de temperatura ambiente y generación eléctrica del arreglo FV en un día mixto, Figura 52b, también se generaron dos tipos de regresiones, lineal (y = -42.79x + 1122) y polinomial cuadrática (y = -6.584x^2 + 257.9x - 2306), donde se obtuvo coeficientes de determinación similares entre ambas correlaciones, R^2= 0.865 y R^2= 0.867 respectivamente. Con los resultados podemos decir que existe una correlación significativa entre las variables para un día mixto, ya que la energía FV generada disminuye un 4.9% y 21.18% (lineal correlación y polinomial) por cada grado centígrado que aumenta la temperatura.

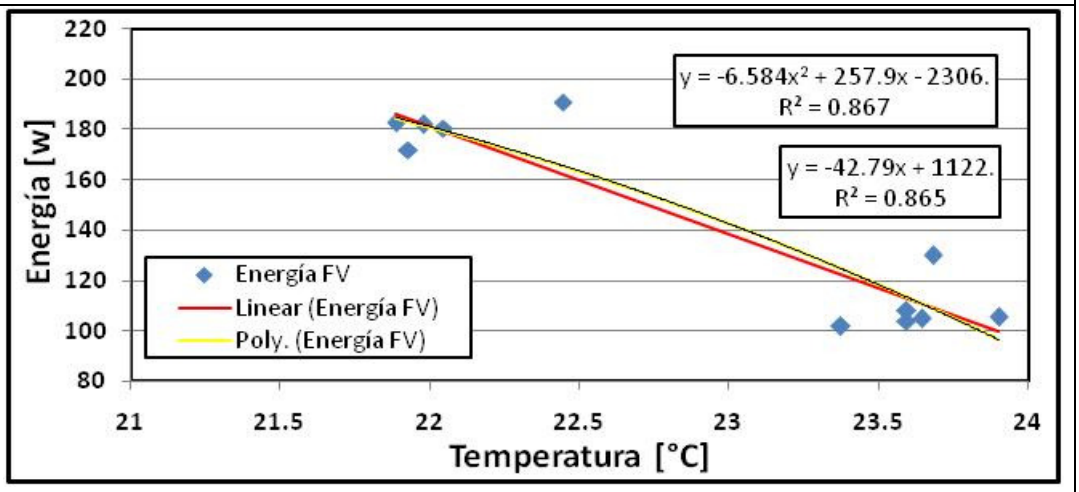
En cuanto a un día nublado, Figura 52c, también se generaron las dos tipos de regresiones, lineal (y = -4.476x + 226.8) con un coeficiente de determinación de $R^2 = 0.483$ y para la polinomial cuadrática (y = -9.930x^2 + 560.4x - 7806) $R^2 = 0.756$. Obteniendo que esta

ultima regresión se ajusta mayor la los datos presentados; con ello podemos decir que hay una correlación significativa entre las variables de temperatura ambiente y generación eléctrica del sistema para un día nublado. La energía FV generada disminuye 4.4% y 5.6% (lineal correlación y polinomial) por cada grado centígrado que aumenta la temperatura ambiental. Este fenómeno coincide con lo reportado en la literatura, donde se describe una disminución de 0.2 a 0.5% en eficiencia por grado aumentado del módulo [40, 41].

(a) Día Soleado



(b) Día Mixto



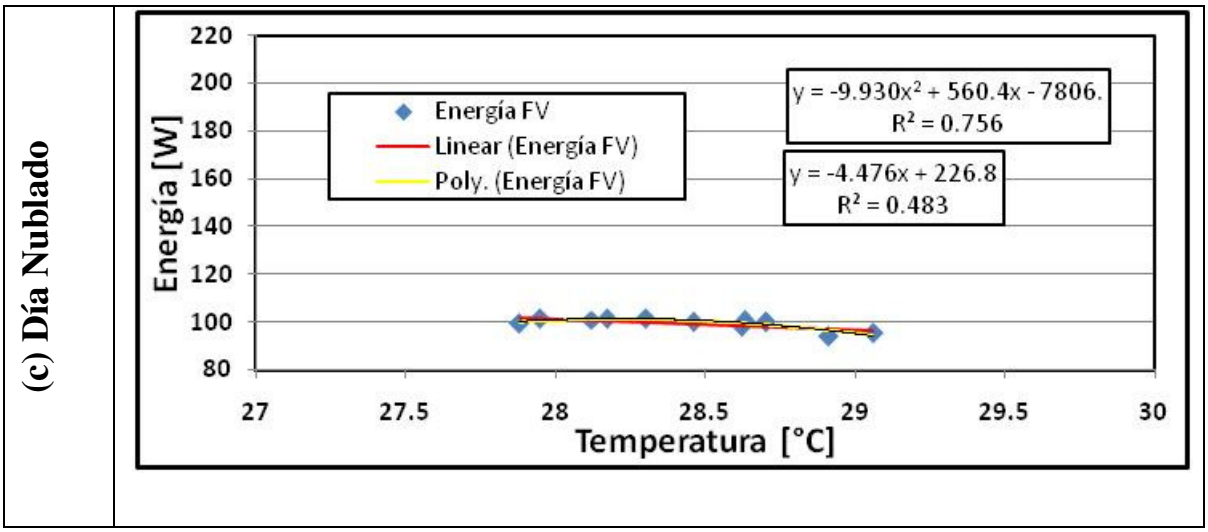


Figura 52. Diagramas de dispersión de la temperatura respecto a la generación eléctrica del SFV

3.4.3 Influencia del Viento sobre la generación eléctrica del arreglo FV.

En cuanto a la influencia de la velocidad de viento sobre la generación eléctrica del arreglo FV se puede apreciar los días soleados, mixtos y nublados en la Figura 53. Al igual que los secciones anteriores (3.4.1 y 3.4.2) podemos apreciar dos tipos de regresiones realizadas y las ecuaciones que describen a cada una de ellas.

Se pude apreciar que para un día soleado, Figura 53a, la energía generada por el arreglo FV del sistema no tuvo una correlación significativa (despreciable) con la velocidad del viento incidente, ya que se obtuvo para una regresión lineal (y = 64.07x - 104.4) con un coeficiente de determinación de R^2 = 0.155 y R^2 = 0.16 para la regresión polinomial (y = -19.38x^2 + 163.3x - 227.3).

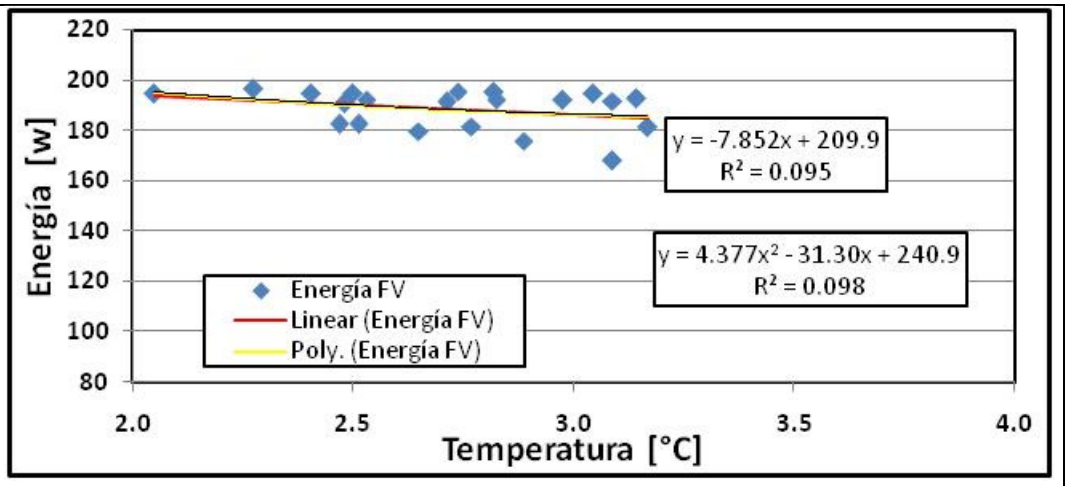
De la misma manera pasa para un día mixto, Figura 53b, no hay correlación significativa entre las variables, donde en la regresión lineal (y = 51.99x - 78.74) se obtuvo un coeficiente de determinación de R^2 = 0.381 y R^2 = 0.385 para la regresión polinomial cuadrática.

Asimismo, en un día nublado, Figura 53c, tampoco existe correlación alguna, debido a que se obtuvieron coeficientes de determinación inapreciables; R^2 = 0.039 para la regresión

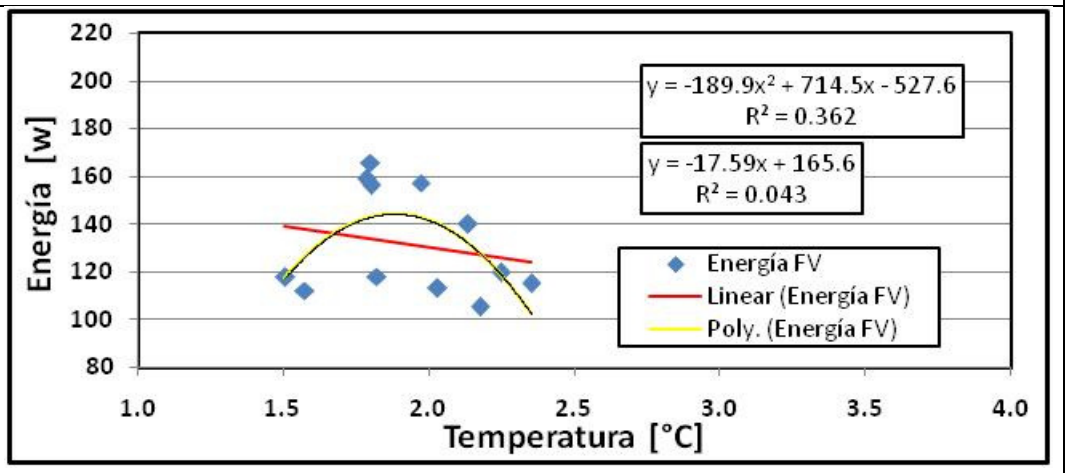
lineal (y = 64.07x - 104.4) y R^2 = 0.040 para la polinomial cuadrática (y = -19.38x^2 + 163.3x - 227.3) respectivamente.

Con estos resultados se puede argumentar que no hay dependencia entre estas variables, ya que no tienen sentido lo cual se puede considerar como una correlación espuria.

(a) Día Soleado



(b) Día Mixto



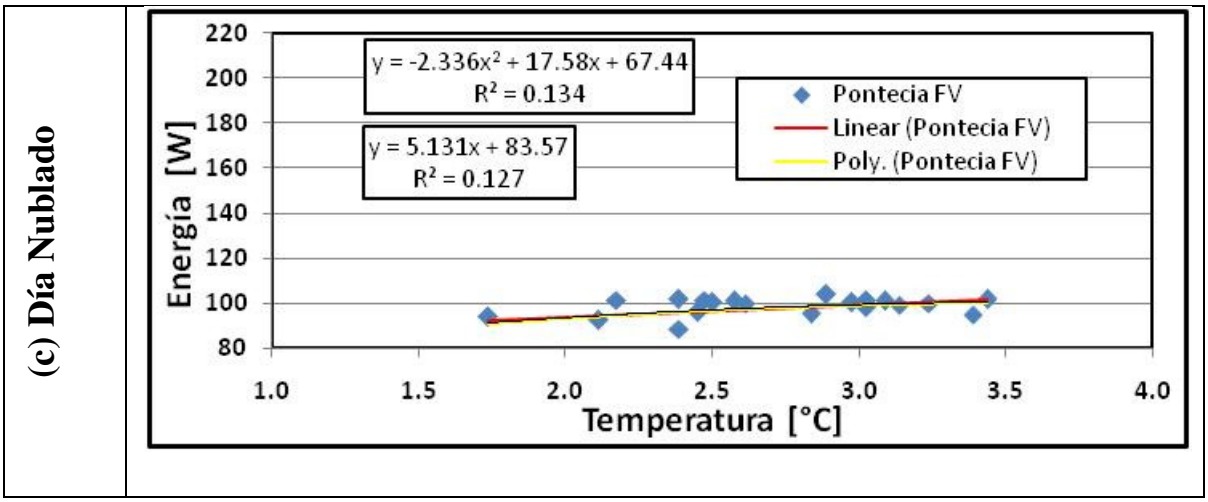


Figura 53. Diagramas de dispersión de velocidad del viento respecto a la generación eléctrica del SFV.

3.4.4 Influencia de la velocidad del Viento sobre la Temperatura de Módulos FV

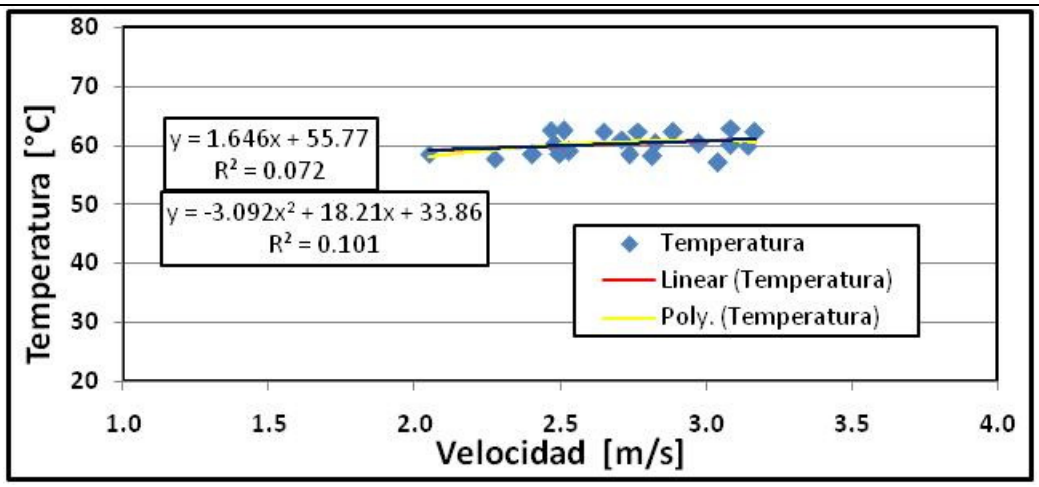
Dado que la velocidad del viento no es una variable que tenga una correlación significativa en la generación eléctrica del arreglo FV, es de pensarse que si la pudiese tener con la temperatura de los módulos FV, debido al efecto de convección que puede genera hacia el medio ambiente. Es por ello que también se realizaron dos tipos de correlaciones (lineal, polinomial y exponencial) de la velocidad del viento con la temperatura de los módulos para tratar de describir el comportamiento de las variables. En la Figura 54 se exhiben los diagramas de dispersión de la velocidad de viento sobre la temperatura de los módulos en los días soleado, mixto y nublado.

Se pude observar que para un día soleado, Figura 54a, la temperatura de los módulos FV del sistema con la velocidad del viento incidente; se obtuvo para una regresión lineal (y = 1.646x + 55.77) con un coeficiente de determinación de R^2 = 0.072 y R^2 = 0.101 para la regresión polinomial (y = -3.092x^2 + 18.21x + 33.86). Comparando los coeficientes de las regresiones podemos decir que el polinomial fue el que mejor describió el comportamiento de las variables, no obstante, no se considera que exista una correlación significativa entre ellas.

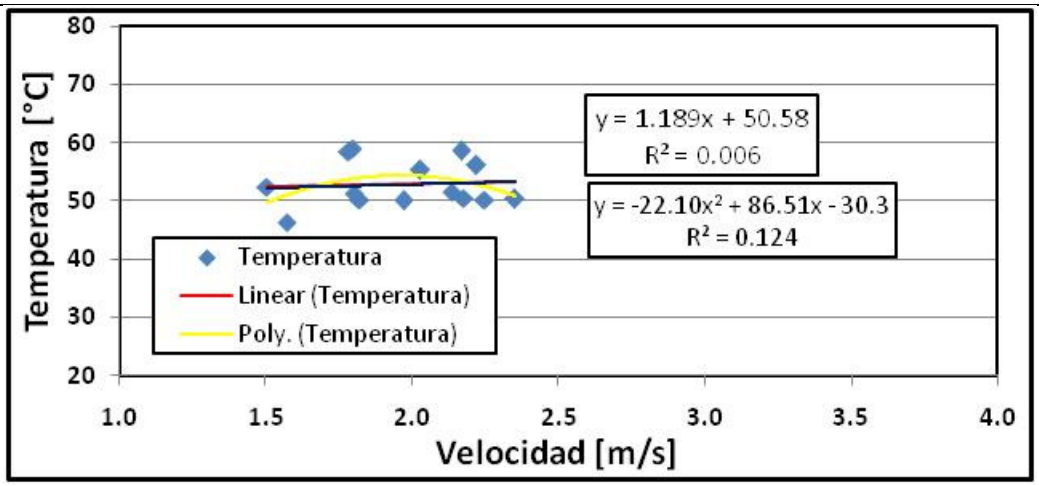
En cuanto a un día mixto, Figura 54b, se obtuvo un regresión lineal (y = 1.189x + 50.58) con un coeficiente de determinación R^2 = 0.006 y R^2 = 0.124 en la polinomial (y = -3.092x^2 + 18.21x + 33.86). Con estos resultados se puede afirmar que no hay relación alguna entre las variables.

Por ultimo, para un día nublado, Figura 54c, tampoco se obtuvieron coeficientes de determinación que nos arrojare una correlación significativa entre las variables ya que los resultados se pueden considerar despreciables. Donde la regresión lineal (y = -0.454x + 42.44) se obtuvo un coeficiente de determinación R^2 = 0.003 y R^2 = 0.030 en la polinomial (y = -2.596x^2 + 13.20x + 24.94).

(a) Día Soleado



(b) Día Mixto



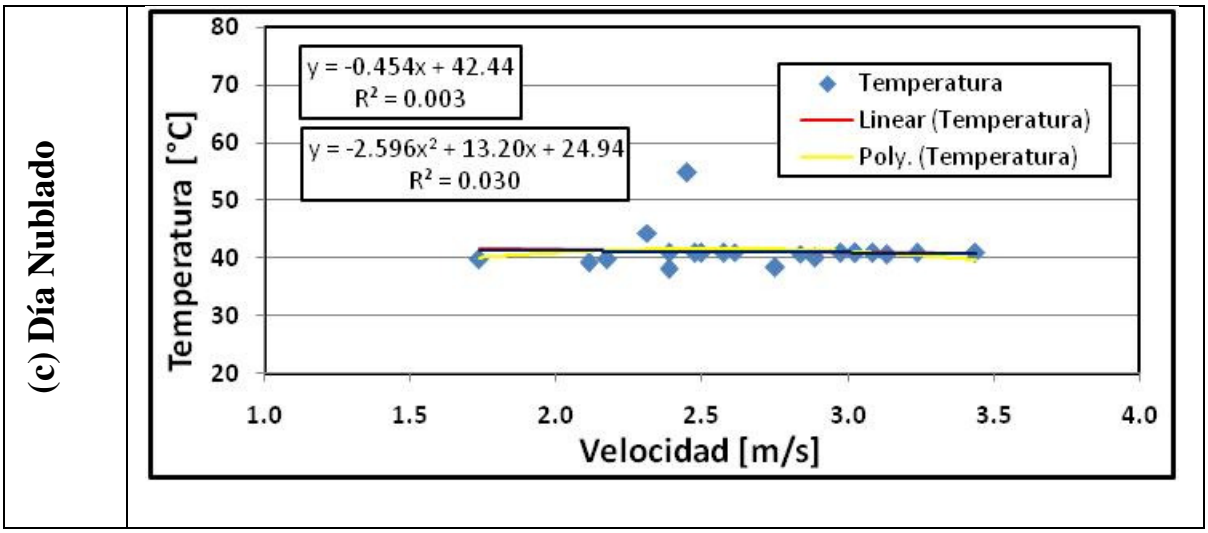


Figura 54. Diagramas de dispersión de velocidad del viento respecto a la temperatura de los módulos FV.

3.5 Almacenamiento de la energía generada en hidrógeno.

A continuación se presenta los resultados de las simulaciones de un SFVA con un sistema de almacenamiento a base de baterías de plomo acido y un SFVA con sistema de almacenamiento de energía a base de hidrógeno.

3.5.1 Resultados de la simulación

SFVA- BATERÍAS

A continuación se muestran las especificaciones del SFVA que dio soporte al patrón de caga Pequeña Viviendaen una relación de escala 10:1 con respecto al SFV empleado en la parte experimental.

Tabla 19. Especificaciones del SFVA con acumulación de energía a base de baterías.

Dispositivo	Cantidad	Especificación	Costo (USD)	% costo
Arreglo FV	1	3kW	13,050	66.09
Baterías	40	350Ah	6,720	33.9
Total			$19,770	

SFVA-HIDRÓGENO

El resultado óptimo de simulación que dio soporte al las cargas eléctricas del patrón P. Vivienda en un SFVA con acumulación de energía a base de hidrógeno, cuenta con las especificaciones de la Tabla 20 mostrada a continuación.

Tabla 20. Especificaciones del SFVA con acumulación de energía a base de hidrógeno.

Dispositivo	Cantidad	Especificación	Costo (USD)	% costo
Arreglo FV	1	3.9 kW	17550	70.07
Electrolizador	1	3 kW	4836	19.48
Tanques de Hidrógeno	1	7kg	188	0.7
Celdas de Hidrógeno	1	0.5	2250	9.06
Total			$24,824	

a) Generación y Consumo Eléctrico

Para el SFVA-Baterías se requirió un arreglo FV de 2.9 kW para dar soporte al patrón de carga de Pequeña Vivienda, con una generación eléctrica de 4,234 kWh/año. Sin embargo, el sistema FV presenta un consumo por las cargas de 3,277 kWh/año un exceso de electricidad de de 969 kWh/año, lo cual corresponde al 22% del total de la energía generada por el sistema FV.

Para el SFVA-Hidrógeno se requirió un arreglo FV de 3.9 kW para dar soporte al patrón de carga, obteniendo una generación eléctrica de 5,692 kWh/año y 1,369 kW/año para la generación eléctrica de la celda de combustible (7,061 total).Con ello corresponden al 82% y 18% respectivamente del total de la demanda eléctrica.

El consumo eléctrico del electrolizador para la generación de hidrogeno fue de 3,809 kWh/año, correspondiente al 55% del total de la energía generada por el arreglo FV. De esta energía solo el 35.94% (1,369 kWh/año) es convertido en electricidad por la celda de combustible para alimentar las cargas.

Igualmente, el sistema FV presenta un exceso de electricidad de 126 kWh/año; lo cual corresponde al 1.79% del total de la energía generada por el sistema FV. Por lo anterior, se pude decir que el SFVA-Hidrógeno requiere de 40% más energía que un SFVA-Baterías para el soporte de las mismas cargas eléctricas.

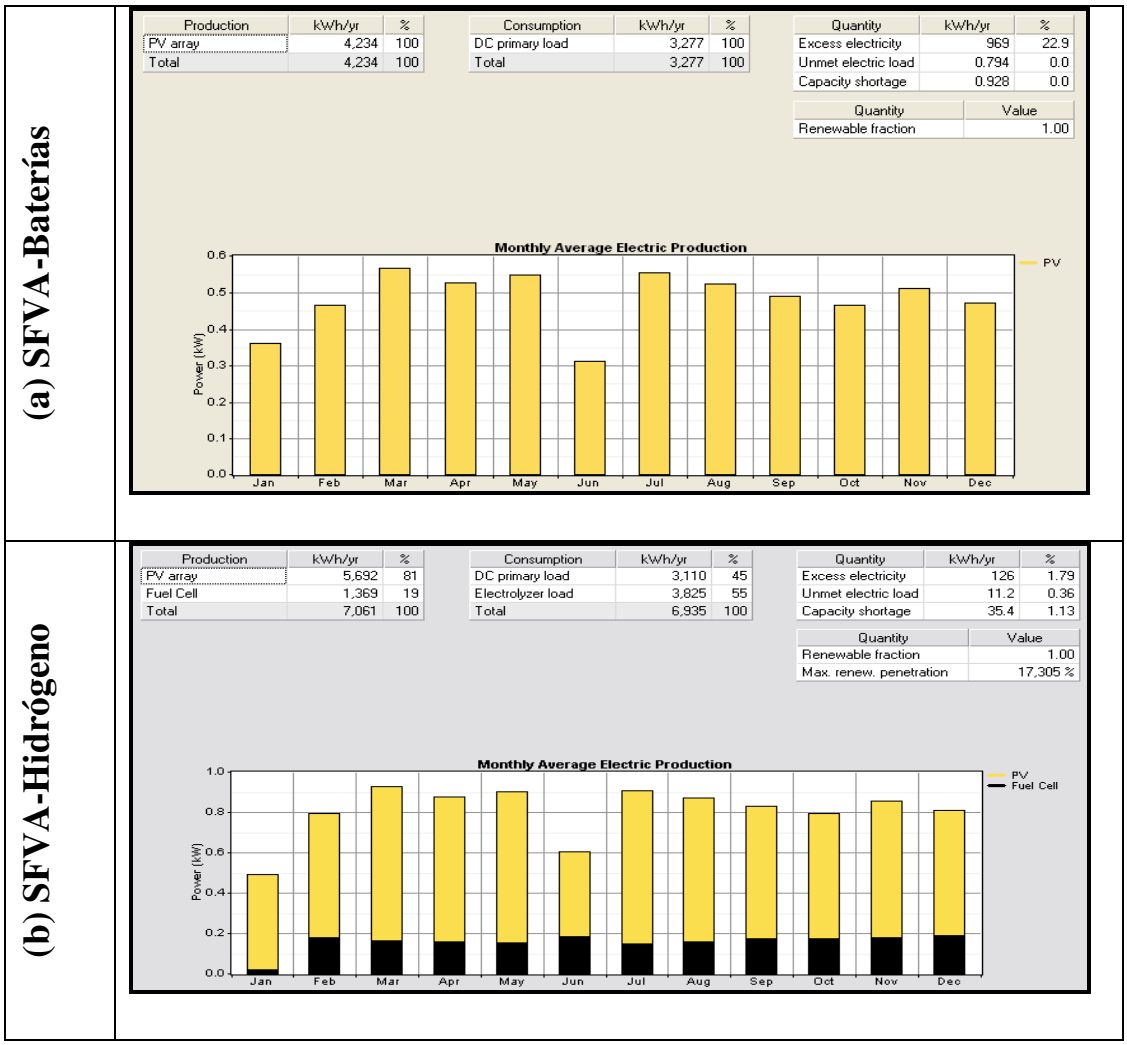


Figura 55. Comportamiento de generación eléctrica del sistema FV de los sistemas a) SFVA-Baterías y b) SFVA-Hidrógeno.

b) Producción y Consumo de hidrógeno

El sistema arroja una producción de hidrógeno de 82.4 kg/año, el cual tendrá un consumo de 82.1 kg/año. En la Figura 56 se muestra las cantidades de hidrógeno correspondientes para cada mes del año. No se presenta un exceso de hidrógeno.

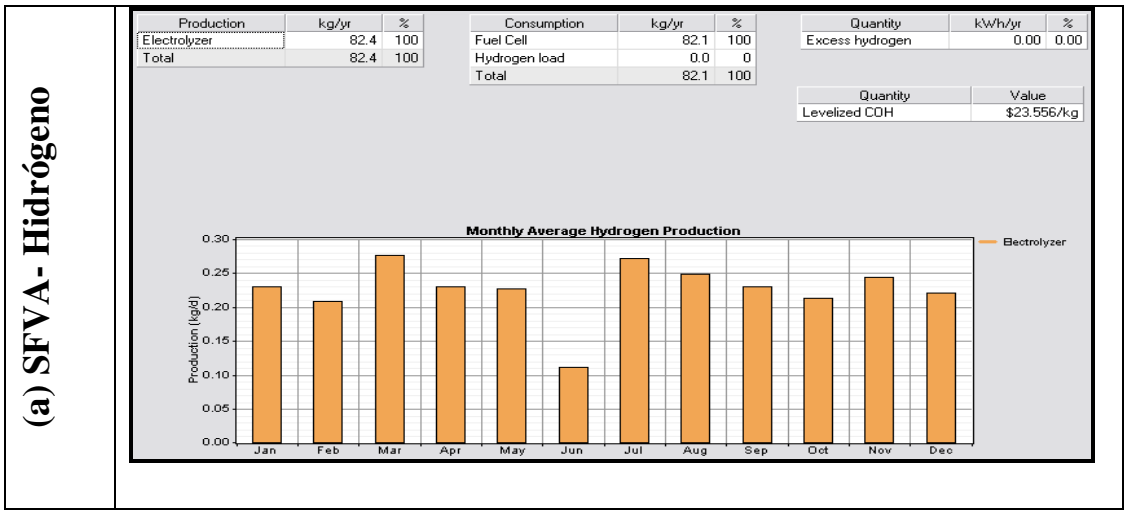


Figura 56. Comportamiento de la generación de hidrógeno de SFVA- Hidrógeno

c) Cantidad de Almacenamiento de Energía

El SFVA-Baterías presento una capacidad en su almacenamiento de energía de 49.9 kWh, con una autonomía de 133 horas hacia las cargas. Asimismo, obtuvo una entrada de 2,403 kWh/año y una salida de generando 2,415 kWh/año.

En cuanto al SFVA-Hidrógeno se emplearon tanques de 7 kg, ofreciendo un almacenamiento de 233 kWh y una capacidad almacenamiento de 233 kW/h, con una autonomía de 655 horas hacia las cargas. No se generan perdidas de energía.

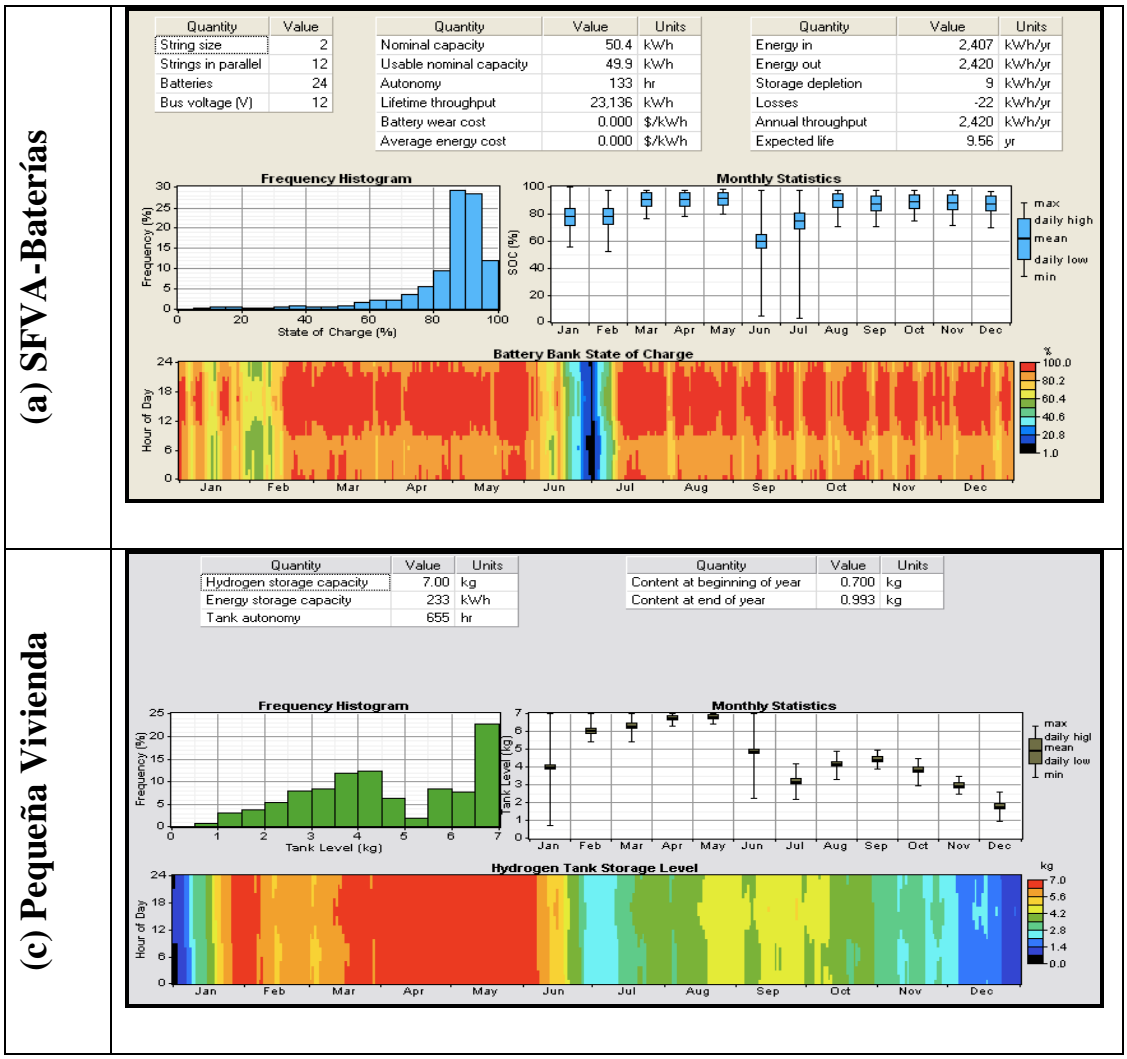


Figura 57. Comportamiento del almacenamiento de energía a) SFVA-Baterías b) SFVA-Hidrógeno

d) Factibilidad Económica

La inversión económica para un SFVA-Baterías con la capacidad de dar soporte a la carga aplicada es aproximadamente de $19,770 USD, mientras que para un SFVA-Hidrógeno se requiere una inversión mayor del 20.36% (24,823 USD). De la misma manera, el costo por kWh generado para el SFVA-Baterías es de 0.515 USD, cuando para un SFVA-Hidrógeno es de 0.624 USD, correspondiendo a un 17.46% mayor en precio.

Tabla 21. Características técnicas del los sistemas y el costo del generación eléctrica por kWh.

Baterías	**Arreglo FV (kW)**	**Celda de Combustible (kW)**	**Electrolizador (kW)**	**Baterías**	**Capital Inicial**	**Costo Electricidad ($/kWh)**	**Operación Celda Combustible (hrs)**
	2.9	**n/a**	**n/a**	**24**	**19,770**	**$0.515**	**n/a**
Hidrógeno	**Arreglo FV (kW)**	**Celda de Combustible (kW)**	**Electrolizador (kW)**	**Tanque de H2 (kg)**	**Capital Inicial**	**Costo Electricidad ($/kWh)**	**Operación Celda Combustible (hrs)**
	3.9	**0.5**	**3**	**7**	**$24,823**	**$0.624**	**5,687**

CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó una caracterización eléctrica un SFVA sometido a tres diferentes patrones de carga en las condiciones reales de operación del norte de la ciudad de Mérida, Yucatán, México. El sistema SFVA se dimensionó con módulos FV de tecnología monocristalina y con baterías de plomo acido como sistema de almacenamiento de energía. Un sistema simulador de cargas programable se diseñó y construyó para estudiar el comportamiento del SFVA para tres diferentes patrones de carga previamente calculados con respecto a las dimensiones del sistema bajo estudio. Para caracterizar el SFVA se monitorearon las variables meteorológicas a las que estuvo expuesto el sistema (radiación solar, temperatura ambiente y velocidad de viento), así como los patrones eléctricos de voltaje y corriente en cada uno de los componentes del SFVA (arreglo FV, baterías y cargas CD).

En general no se presentaron fenómenos extremos en las condiciones medioambientales durante el período de estudio. Sin embargo, las variables meteorológicas monitoreadas en este periodo (radiación solar, temperatura ambiente y velocidad de viento) mostraron valores extremos de manera puntual, en relación a los valores estándares de operación de un sistema FV (STC), para el caso de los días mayormente soleados o mayormente nublados.

El SFVA es capaz de soportar la carga del patrón Intermitente al 100% para cualquier intensidad de recurso presente. Sin embargo en el caso de los días nublados, no se presentó una cantidad de acumulación de energía significativa al final del día, como era de esperarse debido a los bajos niveles de radiación que se presentaron en estas condiciones.

En el caso del patrón de carga Gaussiano, a bajos niveles de recurso solar, el SFVA solo fue capaz de soportar un 7.4% de la carga eléctrica. Lo cual no ocurre cuando existen mayores niveles de recurso solar, en cuyo caso el 100% de la carga pudo ser abastecida de

energía. Una situación equivalente se presentó en el caso del patrón Pequeña Vivienda, pues solo en niveles de mediano y alto recurso solar fueron capaces de dar soporte al 100% de la carga, mientras que un bajo nivel de radiación solar solo abasteció la carga en un 88.5%.

El tipo de patrón de carga no influyó sobre el sistema de generación FV para ninguno de los diferentes patrones de radiación solar estudiados. Todo lo contrario se observó para el caso del sistema de almacenamiento de energía del SFVA, en donde el tipo patrón de carga aplicado, así como la intensidad y variabilidad del recurso, influyeron directamente en la cantidad de energía almacenada. En general, en presencia de recurso solar medio y alta intensidad, el SFVA es capaz de soportar el 100% los diferentes patrones de cargas; no obstante como se esperaba la disponibilidad de energía para la cargas se vuelve crítica o desfavorable cuando los niveles recurso solar disminuyen por períodos prolongados de tiempo.

Para las condiciones presentes en el sitio de estudio la correlación entre la generación eléctrica del SFVA y la cantidad de recurso solar disponible oscila de un 76.6% a un 96.6%.Sin embargo, la temperatura ambiente y la velocidad de viento no presentaron una correlación significativa con la energía producida por el SFVA, alcanzando solo valores menores al 44% y 38% respectivamente. De la misma manera, la temperatura de los módulos del SFVA tampoco presentó una correlación apreciable respecto a la velocidad de viento incidente sobre ellos.

Considerando los resultados producidos por la simulación, no es económicamente factible emplear la tecnología del hidrógeno como una fuente de almacenamiento de energía en un SFVA; debido a que aumenta en un 25% el costo con respecto a un sistema que empleara baterías electroquímicas. Asimismo, ésta tecnología necesita emplear un 40% más de energía para soportar los mismos patrones de carga eléctrica que un SFVA emplearía operando con baterías electroquímicas.

Anexos

Anexo 1. Consumo promedio en Watts de los aparatos electrodomésticos básicos para una pequeña vivienda rural [34]

HORAS	REFRI	FOCOS	TV	VENTILADOR	LAVADORA	PLANCHA	TOTAL
0	0	0	0	20	0		20
0:30	0	0	0	20	0		20
1	30	0	0	20	0		50
1:30	0	0	0	20	0		20
2	0	0	0	20	0		20
2:30	30	0	0	20	0		50
3	0	0	0	20	0		20
3:30	0	0	0	20	0		20
4	0	0	0	20	0		20
4:30	0	0	0	20	0		20
5	30	0	0	0	0		30
5:30	0	50	10	0	0		60
6	30	50	10	0	0		90
6:30	0	50	10	0	0		60
7	30	0	10	0	0		40
7:30	0	0	0	0	0		0
8	30	0	0	0	0		30
8:30	0	0	0	0	0		0
9	0	0	0	0	0		0
9:30	0	0	0	0	0		0
10	30	0	0	0	40		70
10:30	0	0	0	0	40		40
11	0	0	0	0	0		0
11:30	30	0	0	0	0		30
12	0	0	0	0	0		0

12:30	30	0	0	0	0		30
13	0	0	0	0	0		0
13:30	30	0	0	20	0		50
14	0	0	10	20	0		30
14:30	30	0	10	20	0		60
15	0	0	10	0	0		10
15:30	30	0	0	0	0		30
16	0	0	0	0	0		0
16:30	0	0	0	0	0		0
17	30	0	0	0	0		30
17:30	0	0	0	0	0	100	100
18	0	0	0	0	0	100	100
18:30	30	0	0	0	0		30
19	0	50	0	0	0		50
19:30	0	50	10	0	0		60
20	30	50	10	0	0		90
20:30	0	50	10	0	0		60
21	30	50	10	0	0		90
21:30	0	50	10	0	0		60
22	30	50	10	0	0		90
22:30	0	50	10	20	0		80
23	0	0	0	20	0		20
23:30	30	0	0	20	0		50

Anexo 2. Fuentes web consideradas para determinar los precios de los dispositivos mencionados en la simulación.

Módulos

http://www.solarpanelstore.com/solar-power.large-solar-panels.lumos.ls250_black.info.1.html

Controlador de carga

http://www.solar-electric.com/oufl80sochco.html

Inversor

http://www.solar-electric.com/vfx3524.html

Baterías

http://www.aaaffordablesolar.com/836.html

Electrolizador

www.golden-saqi.com

http://www.fuelcellstore.com/

http://www.fuelcellmarkets.com/

Celda de combustible

http://www.horizonfuelcell.com/

http://www.fuelcellstore.com/

http://www.fuelcellmarkets.com/

Tanque de hidrógeno

http://www.fuelcellstore.com/

http://www.fuelcellmarkets.com/

BIBLIOGRAFÍA

1. National Petroleum Council. Gobal oil and gas study 2007; http://www.npc.org/
2. A.Colmenan, Biblioteca Multimedia de las Energias Renovables, Ed. Porgensa. Promotora General de Estudios, S.A. 1era Ed. 1998.
3. NASA. Surface meteorology and Solar Energy, 2010; http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?macosta@hybrytec.com
4. R. Perez, P.I., K. Moore, M. Kmiecik, A new operational model for satellite derived irradiances: description and validation, Solar Energy 73, 307-317, 2002.
5. V. Estrada, C.R., Irradiaciones global, directa y difusa , en superficioes horizontales e inclinada, asi como irradiacion directa norma de la Republica Mexicana, Serie de Investigación y Desarrollo UNAM, México, 14-21, 2005.
6. A. Estrada, A.A., R. Dorantes Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México, Energia Solar, Documento preparado para la Dirección General de Desarrollo Tecnológico de la Subsecretaría de Planeación y Desarrollo Tecnológico de la SENER, 10-12, 2006;
7. NASA, Near Earth Objet Program, 2010; http://neo.jpl.nasa.gov/
8. Messenger.R.A., Photovoltaic Systems Engineering. 2a edición ed. 2004.
9. Comision.Nacional.de.Energia.Mexico. Irradiación global media en la República Mexicana. 2010; http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1433_irradiacion_en_la_re
10. Vicente Estrada, C.R., Rafale Almanza, Irradiacione directa, global y difusa en superficies horizontales e inclinadas asi como irradiacion directa norma en la Republica Mexicana. Investigacion y Desarrollo, 2005.
11. NASA. Surface meteorology and Solar Energy, 2010; http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi?macosta@hybrytec.com
12. Fernandez Z., e.a., Cálculo de la Radiación Solar Instantánea en la República Mexicana. Series del Instituto de Ingeniería UNAM, 1983. 472.
13. Estrada.V., Irradiacion directa, global y difusa en superficies horizontales e inclinadas asi como irradiacion directa norma en la Republica Mexicana. Investigacion y Desarrollo, 2005.
14. Wetterdiesnt, D. Wetter und Klima aus einer Hand. [cited 2010; www.dwd.de
15. EPIA, European Photovoltaic Industry Asociation, 2009; http://www.epia.org/
16. ANES, Potencia fotovoltaica instalada en Mexico, Memorias, Guadalajara, 2009.
17. Green.M.A., Silicon Solar Cells Advanced Principles and Practice. 1era ed, ed. a. publications. 1995.
18. Archer.M.D., Clean Electricity From Photovoltaics, Series on Photoconversion of Solar Energy. Vol. 1. 2001.
19. Luque.A, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. 2003. p. 104.
20. R.Noufi, High-Efficincy CdTe and CiGs thin-film solar cells: Highlights and Challenges, IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC-4), Waikoloa, Hawaii, 2006.

21. Markvart.T., Solar Electricity. 2da Edicion ed. 2000: John Wiley & Son.
22. Asociación.Española.del.Hidrógeno. Caracteristicas de Hidrógeno. 2010.
23. Sugiura.T, Measurements, analyses and evaluation of residential PV systems by Japanese monitoring program. Solar Energy Materials and Solar Cells, 2003. 75(3-4): p. 767-779.
24. Koutroulis.E., Development of an integrated data-acquisition system for renewable energy sources system monitoring. Renewable Energy, 2003. 28: p. 139-152.
25. Lameck.Kabambalika, Simulation and Performance Evaluation of Battery Based Stand-Alone Photovoltaic Systems of Malawi. 2009, National Central University Master of Science in Environmental Sustainable Development: Taiwan. p. 72.
26. Munoz.F.J., A new method based on charge parameters to analyse the performance of stand-alone photovoltaic systems. Solar Energy Materials & Solar Cells, 2005(90): p. 1750–1763.
27. Xinjing.Zou, Performance Evaluation of Small Photovoltaic Stand-Alone Systems Proceedings of ISES World Congress 2007, 2009. 1 - 4(4): p. 1468-1472.
28. Gea.M, Simulación Eléctrica y Térmica de Panales Fotovoltaicos. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, 2006. 10.
29. Adamo.F., ed. Parameters Estimation for a Model Of Photovoltaic Panels. XIX IMEKO World Congress. 2009.
30. R.A.Shayani, Global Performance Measurement of a Stand- Alone Photovoltaic System. IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Venezuela, 2006.
31. Ricalde.A, Evaluación preliminar de los regímenes de operación de una estación móvil fotovoltaica en las condiciones climáticas del estado de Yucatán. , in Ingeniero Físico. 2007, Universidad Autónoma de Yucatán.
32. CONAFOR. Ecosistemas forestales: selvas. 2007; http://www.conafor.gob.mx
33. CFE. Consumo promedio de aparatos electrodomesticos. 2010; http://www.cfe.gob.mx/Paginas/PreguntasFrecuentes.aspx
34. CONUEE, Potencia promedio en Watts de aparatos electrodomésticos de mayor uso en el hogar. 2010.
35. J.R.Narvaes, Estudio del Potencial de Radiaciòn Solar y de la Temperatura Ambiente en Lorica-Córdoba, Revista Colombiana de Física, 40, No. 2, Julio 2008.
36. J.A.Jiménes, Diseño e implementación de un sistema de adquisición de datos para medir la potencia solar local, Revista de ingenieria Vol.23, Facultad de Ingenieria Universidad de los Andes, Mayo 2006
37. CONAGUA, Comisión Nacional del Agua, 2011 http://smn.cna.gob.mx/
38. Wolfgang Meike Hot climate performance comparsion between poly-crystralline and amorphous silicon cells connected to an utility mini-grid, Solar world congress, 1998.
39. N. Hamrouni, M.J., A. Chérif, Solar radiation and ambient temperature effects on the performances of a PV pumping system, Revue des Energies Renouvelables, 11, 95 -106, 2008.

40. K. Nishioka, T.H., Y. Uraoka, T. Fuyuki, R. Hagihara, M. Watanabe, Field-test analysis of PVsystem output characteristics focusing on module temperature, Solar Energy Materials & Solar Cells, 75, 665–671, 2003.
41. Krauter. S, R.G.A., S. Schroer, R. Hanitsch, M.J. Salhi, C. Triebel and R. Lemoine, Combined photovoltaic and solar thermal systems for facade integration and building insulation, Solar Energy, 67, 239-248, 2003.