



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO
EN INGENIERÍA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS BASADOS EN PELÍCULAS DELGADAS
(Silicio Amorfo y Telurio de Cadmio)

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

MAESTRO EN INGENIERÍA
ENERGÍA-SOLAR FOTOVOLTAICA

PRESENTA

ING. ROCÍO DE LA LUZ SANTOS MAGDALENO

TUTOR:

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ



TEMIXCO, MORELOS

AGOSTO 2012

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

Secretario: Dr. Aarón Sánchez Juárez

Vocal: Dr. Jorge Arturo Del Ángel Ramos

1er. Suplente: M.C. José Campos Álvarez

2do. Suplente: Dr. José Jassón Flores Prieto

Lugar donde se realizó la tesis:

Centro de Investigación en Energía, Temixco Morelos.

TUTOR DE TESIS:

Dr. Aarón Sánchez Juárez

FIRMA

Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por la educación que he adquirido a lo largo de mi estancia en ella y al especialmente al Centro de Investigación en Energía.

A mi asesor, el Dr. Aarón Sánchez Juárez, por su apoyo tanto en el área académica como en el área personal.

A los miembros de mi comité tutorial:

Dr. Aarón Sánchez Juárez
Dr. Sebastián Pathiyamattom Joseph
Dr. Jorge Arturo Del Ángel Ramos
M.C. José Campos Álvarez
Dr. José Jassón Flores Prieto

Por el tiempo invertido en la revisión de este trabajo, por sus comentarios y observaciones.

Al M.C. José Campos Álvarez por su orientación y ayuda para la realización de este proyecto.

Al Ing. José Ortega Cruz, técnico académico del Centro de Investigación en Energía por el apoyo técnico y asesoramiento brindado durante la realización de este trabajo.

Al Ing. Miguel Valderrábanos representante de Fideicomiso de Riesgo Compartido en el estado de Morelos por su apoyo en la vinculación con los propietarios de los sistemas de bombeo fotovoltaicos que son caso de estudio en este trabajo.

Al Sr. Nicolás Benítez y Alberto A la Torre por la facilidad brindada para la instrumentación de los sistemas de bombeo fotovoltaico.

Al CONACYT por el apoyo recibido para la realización de los estudios de posgrado.

Dedicatoria

A mi familia por el gran apoyo que me ha brindado a lo largo de mi vida.

A Maira, Dalia, Adriana, Iris, Chris, Ana Rosa por haberme apoyado, aguantado y estar conmigo en los momentos alegres y difíciles durante estos años.

A Francisco, Sergio Lugo, Amilcar, Samuel, Colín, Ulises, Erik, José Campos, Lorena, Edgar, Teresa y a todos los amigos que encontré en el CIE, gracias por todos esos momentos que compartimos y que hicieron más agradable mi estancia.

De manera muy especial a mis sobrinos Natalia y Mario Noé por su cariño, sus travesuras, sus risas, llantos y gritos que extrañe al estar lejos de casa.

Contenido

Introducción	1
Objetivo principal:	7
1.1. Energía solar	8
1.2. Constante Solar	9
1.3. Irradiancia e insolación	10
1.4. Efectos de atenuación (Masa de Aire)	10
1.5. Radiación directa, difusa y global	11
1.6. Recurso solar y hora-pico	12
1.7. Geometría Solar	13
1.8. Instrumentos empleados para medir la radiación solar	13
1.9. Recurso solar nacional	15
1.10. Efecto fotovoltaico	17
1.11. Celda Solar	18
1.12. Efecto de la temperatura sobre una celda solar	23
1.13. Concepto de módulo fotovoltaico	25
1.14. Concepto de arreglo fotovoltaico	29
1.15. Tecnología fotovoltaica comercial	32
Capítulo 2 Tecnología de silicio amorfo y telurio de cadmio	35
2.1. Módulos Solares con la Tecnología de Si-amorfo	38
2.1.1. Características ópticas y eléctricas	39
2.1.2. Mecanismos de degradación en a-Si:H	42
2.1.3. Estructura de una celda solar de silicio amorfo	45
2.1.4. Método de preparación	49
2.1.5. Especificaciones técnicas comerciales	50
2.2. Módulos solares con la tecnología CdTe	51
2.2.1. Características ópticas y eléctricas del CdTe	52
2.2.2. Mecanismos de degradación	53
2.2.3. Estructura	55
2.2.4. Técnicas de preparación	57
2.2.5. Especificaciones técnicas comerciales	58
Capítulo 3 Desarrollo y experimentación	59

3.1.	Descripción de los sistemas	60
3.2.	Identificación de variables y descripción de equipo	62
3.2.1.	Temperatura	63
3.2.2.	Irradiancia	64
3.2.3.	Voltaje.....	65
3.2.4.	Sensor de corriente	66
3.2.5.	Sensor de flujo de agua.....	68
3.2.6.	Sistema de adquisición de datos.	69
3.3.	Calibración de sensores.....	70
3.4.	Instrumentación	73
3.4.1.	Procedimiento de medición y análisis de la Curva I-V del arreglo fotovoltaico. 80	
3.4.2.	Análisis energético del sistema de bombeo fotovoltaico.....	83
Capítulo 4 Resultados.....		85
4.1.	Efecto de la temperatura	85
4.2.	Análisis de rendimiento para el SBFV con tecnología de a-Si.....	92
4.3	Análisis de rendimiento para el SBFV con tecnología de CdTe.....	99
Capítulo 5 Conclusiones		102
Bibliografía		105

Índice de figuras

FIGURA NO. 1- 1	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR	8
FIGURA NO. 1- 2	ESPECTRO DE LA RADICAIÓN SOLAR.	9
FIGURA NO. 1- 3	MASA DE AIRE ATMOSFÉRICO	11
FIGURA NO. 1- 4	RADIACIÓN DIRECTA Y DIFUSA	12
FIGURA NO. 1- 5	PIRANOMETRO	14
FIGURA NO. 1- 6	PIRHELIÓMETRO.....	14
FIGURA NO. 1- 7	IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA PROMEDIO ANUAL PARA MÉXICO CON UNA INCLINACIÓN IGUAL A LA LATITUD.	17
FIGURA NO. 1- 8	EFFECTO FOTOVOLTAICO	19
FIGURA NO. 1- 9	CARACTERÍSTICA I-V DE UNA CELDA SOLAR	20
FIGURA NO. 1- 10	CIRCUITO EQUIVALENTE DE UNA CELDA SOLAR	21
FIGURA NO. 1- 11	CARACTERÍSTICAS I-V DE UN MÓDULO CON DIFERENTES VALORES DE IRRADIANCIA	23
FIGURA NO. 1- 12	EFFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA CELDA SOLAR.	24
FIGURA NO. 1- 13	ESTRUCTURA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	26
FIGURA NO. 1- 14	CURVA I-V CARACTERÍSTICA DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	28

FIGURA NO. 1- 15 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN ARREGLO FOTOVOLTAICO AFV	30
FIGURA NO. 2- 1 COMPORTAMIENTO HISTORICO DE PRECIOS DE VENTA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. ...	35
FIGURA NO. 2- 2 COEFICIENTE DE ABSORCIÓN DEL A-Si:H COMO FUNCIÓN DE LA ENERGÍA DEL FOTÓN	40
FIGURA NO. 2- 3 ESTRUCTURA DE UNA CELDA SOLAR DE SIMPLE UNIÓN DE A-Si	46
FIGURA NO. 2- 4 ESTRUCTURA DE UNA CELDA SOLAR TIPO TÁNDEM	47
FIGURA NO. 2- 5 ESTRUCTURA DE UNA CELDA DE A-Si DE TRIPLE UNIÓN	48
FIGURA NO. 2- 6 CONFIGURACIÓN DE UNA CELDA SOLAR CdTe (A) TIPO SUBSTRATO Y (B) TIPO SUPERESTRATO	56
FIGURA NO. 3- 1 ESTRUCTURA BÁSICA DE UN SISTEMA DE BOMBEO FOTOVOLTAICO	61
FIGURA NO. 3- 2 TERMOPAR PLANO TIPO T Y CURVA CARACTERISTICA.	64
FIGURA NO. 3- 3 SENSOR FOTOELÉCTRICO LI-COR.	65
FIGURA NO. 3- 4 RESPUESTA ESPECTRAL DEL SENSOR FOTOLECTRICO LI-COR	65
FIGURA NO. 3- 5 TRANSDUCTOR DE VOLTAJE VT7-007 Y DIAGRAMA DE CONEXIÓN	66
FIGURA NO. 3- 6 SENSOR DE EFECTO HALL H970	67
FIGURA NO. 3- 7 SENSOR DE FLUJO FTB-1317	68
FIGURA NO. 3- 8 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS	69
FIGURA NO. 3- 9 DIAGRAMA DEL PANEL DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS CR10X	70
FIGURA NO. 3- 10 CURVA SEÑAL DE SALIDA DEL PIRANOMETRO KIPP ZONNEN (W/m^2) Y SENSOR LI-COR (MV) PARA 3 DÍAS.	71
FIGURA NO. 3- 11 CURVA DE CALIBRACIÓN LICOR VS PIRANÓMETRO KIPP ZONNEN	72
FIGURA NO. 3- 12 CURVA DE CALIBRACIÓN DEL SENSOR FTB-1317	73
FIGURA NO. 3- 13 UBICACIÓN SE SENSORES DE TEMPERATURA AMBIENTE Y PLACA DE MÓDULOS.....	75
FIGURA NO. 3- 14 UBICACIÓN DEL SENSOR DE IRRADIANCIA EN EL ARREGLO FOTOVOLTAICO.....	75
FIGURA NO. 3- 15 INSTALACIÓN DEL SENSOR DE FLUJO FTB-1317	76
FIGURA NO. 3- 16 CONTENIDO DE LA CAJA CAMPBELL SCIENTIFIC Y MÓDULO DE ALIMENTACIÓN	77
FIGURA NO. 3- 17 INSTALACIÓN DEL SBFV DEL PROYECTO LA ESTACIÓN (A) Y PROYECTO EL AMATE (B).80	
FIGURA NO. 3- 18 CONEXIÓN DEL TRAZADOR DE CURVAS CON EL ARREGLO FOTOVOLTAICO EL AMATE. ...	81
FIGURA NO. 4- 1 COMPORTAMIENTO DE LA TEMPERATURA AMBIENTE Y TEMPERATURA DE OPERACIÓN DE MÓDULOS	85
FIGURA NO. 4- 2 CURVA I-V DE LOS ARREGLOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO AMORFO Y TELURIO DE CADMIO.....	87
FIGURA NO. 4- 3 CURVA I-V ESTANDARIZADA POR EL MÉTODO IEC Y ANDERSON PARA CADA UNA DE LAS TECNOLOGÍAS.	88
FIGURA NO. 4- 4 COMPORTAMIENTO DE LA IRRADIANCIA Y EL GASTO INSTANTÁNEO PARA UN DÍA TÍPICO DEL SISTEMA DE BOMBEO CON LA TECNOLOGÍA DE A-Si.	93
FIGURA NO. 4- 5 COMPORTAMIENTO DEL GASTO INSTANTÁNEO RESPECTO A LA IRRADIANCIA.	93
FIGURA NO. 4- 6 VOLUMEN DE AGUA OBTENIDO CON EL SOFTWARE WINCAPS PARA EL SISTEMA CON LA TECNOLOGIA DE A-Si.	94
FIGURA NO. 4- 7 POTENCIA ELÉCTRICA VS GASTO INSTANTÁNEO CON TECNOLOGÍA DE A-Si.....	95
FIGURA NO. 4- 8 DIAGRAMA IvsV DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	97
FIGURA NO. 4- 9 COMPORTAMIENTO DE LA IRRADIANCIA Y GASTO INSTANTANEO PARA UN DÍA TIPICO DEL SBFV CON TECNOLOGÍA DE CdTe.	99
FIGURA NO. 4- 10 VOLUMEN DE AGUA OBTENIDO CON EL SOFTWARE WINCAPS PARA EL SISTEMA CON TECNOLOGÍA DE CdTe.	100

FIGURA NO. 4- 11 COMPORTAMIENTO DEL GASTO INSTANTANEO CON RESPECTO A LA IRRADIANCIA.	101
ÍNDICE DE TABLAS:	
TABLA 2.1 ESTRUCTURAS DE UNA CELDA SOLAR DE SILICIO AMORFO (A-Si)	45
TABLA 2.2 CONFIGURACIONES DE CELDAS DE A-Si TIPO TÁNDEM	48
TABLA 3.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS MÓDULOS GTF55 Y FS 50.	60
TABLA 3.2 CARACTERÍSTICAS GEOGRAFICAS, AMBIENTALES E HIDRAULICAS DE LOS SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO.....	62
TABLA 3.3 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA, VOLTAJE, CORRIENTE, FLUJO DE AGUA.....	69
TABLA 4.1 PARÁMETROS DE TEMPERATURA, IRRADIANCIA EN STC Y OPERACIÓN DE UN DÍA TÍPICO PARA .	87
TABLA 4.2 PARÁMETROS ELÉCTRICOS ESTANDARIZADOS PARA MÓDULOS DE A-Si	89
TABLA 4.3 PARÁMETROS ELÉCTRICOS ESTANDARIZADOS PARA MÓDULOS DE CdTe.....	89
TABLA 4.4 CARACTERÍSTICAS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO DEL SISTEMA DE BOMBEO DE Si-A	98
TABLA 4.5 ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL SBFV CON A-Si	98
TABLA 4. 6 CARACTERÍSTICAS DE RENDIMIENTO ENERGÉTICO DEL SISTEMA DE BOMBEO DE CdTe.	101
TABLA 4. 7 ANÁLISIS ENERGÉTICO DEL SBFV CON CdTe.	101

Introducción

Es conocido que los combustibles fósiles son la fuente energética más importante que tienen los países en el mundo para subsanar sus necesidades cotidianas de energía (Figura A). Sin embargo, en los últimos años se ha observado un incremento en los precios de dichos recursos asociado tanto a una reducción en las reservas probadas de los países productores de petróleo como por cuestiones geopolíticas. En consecuencia, la mayoría de los países están buscando la forma de diversificar su producción energética.

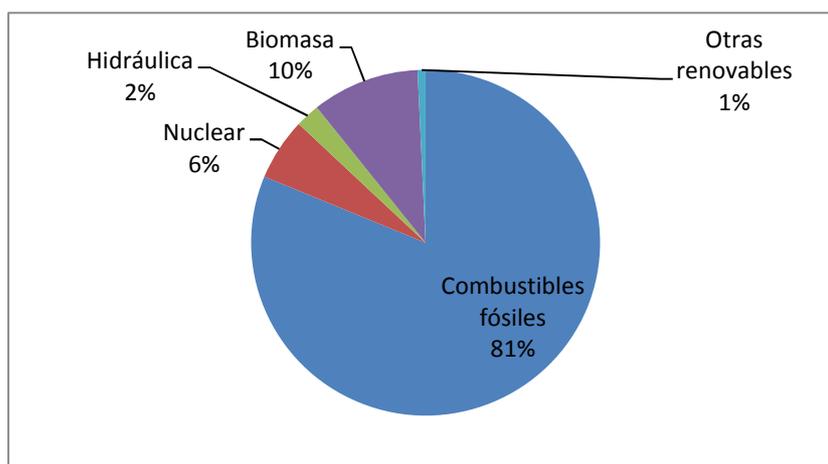


Figura A. Consumo primario de energía a nivel mundial.
Fuente: Elaboración propia, datos tomados de International Agency Energy, 2010.

En esta búsqueda, las energías renovables son la mejor opción. Dentro de estas tenemos: a la energía solar, energía de la biomasa, energía geotermia, energía eólica, energía marina y energía hidráulica; siendo la energía solar la que tiene el mayor potencial teórico para la diversificación energética (Agencia Internacionl de Energía IEA, 2004) evaluado en 600 TW, presentando además una alternativa excepcional para todos los países comprendidos entre los trópicos derivado de su

distribución mundial, que no está superditada a fronteras políticas, siendo además una fuente de energía limpia e inagotable.

En nuestro país se tienen 58,327.27 MW de potencia instalada, de los cuales 1,924.8 MW corresponden a la generación de electricidad mediante fuentes de energía renovable, incluyendo la gran hidráulica (SENER, 2010).

En la Tabla A, se presenta la manera en que se encuentra distribuida la capacidad de generación mediante fuentes de energía renovable (SENER, 2010).

Capacidad de Generación Eléctrica en México por Tipo de Energía				
Tecnología	Capacidad		Generación	
	2008**		2008	
	Anual (MW)	%Total	Anual (GWh)	%Total
Total Eoloeléctrica	85.25	0.15%	231.51	0.1%
Total Hidroeléctrica	376.95	0.6%	1,590.57	0.6%
Geotermoeléctrica	964.5	1.7%	7,057.77	2.9%
Biomasa y biogás*	498.11	0.9%	819.35	0.3%
Total	1,924.82	3.3%	9,699.18	3.9%
Participación Renovables	3.3%		3.9%	

**Incluye proyectos híbridos, **Proyectos en operación al cierre del 2008.*

Tabla A. Capacidad de generación eléctrica por fuentes de Energía Renovable
Fuente: Elaboración propia, datos tomados del informe de SENER 2010.

Como se puede observar, en la tabla anterior no hay una aportación a la generación de gran potencia eléctrica mediante la energía solar. Sin embargo, en la última década tanto en el sector doméstico como en el industrial y en sitios en donde no hay red eléctrica convencional, el uso de esta energía mediante la tecnología fototérmicas para el calentamiento de agua, calefacción domestica, y generación de calor de proceso; así como el uso de la tecnología fotovoltaica para la generación de electricidad, han tenido un crecimiento importante en los últimos años, teniéndose acumulado a la fecha 200 mil m² en instalaciones fototérmicas y del orden de 22 MW

de potencia pico en tecnología fotovoltaica (Agencia Internacional de Energía IEA, 2007).

Dado que nuestro país tiene un recurso solar que ha sido estimado en un valor promedio diario anual de 5.0 kWh/m², considerándose muy bueno para aplicaciones fototérmicas y fotovoltaicas, se han implementado una serie de programas y proyectos demostrativos tanto a nivel gubernamental como particular que han demostrado la viabilidad tanto técnica como económica de las tecnologías para calentamiento de agua y generación de electricidad.

La tecnología fotovoltaica se ha venido usando en nuestro país desde hace más de 30 años, siendo relevantes los siguientes programas:

- a) Electrificación de clínicas rurales del IMSS de 1980-1984.
- b) Electrificación básica rural con celdas solares de 1988 a 1994; Programa PRONASOL del Gobierno Federal.
- c) Electrificación comunitaria con sistemas híbridos eólicos fotovoltaicos: Proyectos Particulares desde 1990 a la fecha; Proyecto de Xcalak, Qroo., en 1990; Proyecto de San Juanico en Baja California administrado por CFE desde 1994; Proyecto Maruata Michoacán: Producción de hielo y refrigeración en 1994; Proyecto Puerto Lobos Sonora: Agua Potable, Hielo y Refrigeración en 1994.
- d) Programa de Energías Renovables para México para el bombeo de agua con tecnología fotovoltaica 1994-2004 (México Renewable Energy Program, MREP, financiado por la Agencia Interamericana de Desarrollo de Estados Unidos, USAID; (SANDIA).

- e) Programa de Energías Renovables para la Agricultura, PERA (ANES, 2007) llevado a cabo por el Fideicomiso de Riesgo Compartido entidad técnica de la SAGARPA, desde 2000-2006, para el bombeo de agua y fortalecimiento de proyectos productivos agropecuarios, financiado por el Banco Mundial a través del Global Environmental Facility.
- f) Proyectos de Sistemas de Interconexión a la Red Particulares e Institucionales desde 1997 a la fecha.
- g) Proyectos de Sistemas de Interconexión a la Red de CFE desde 2007 a la fecha.

En todos los casos los proyectos han tenido una componente social y una componente de validación técnica y económica. Para el caso de bombeo de agua con la tecnología fotovoltaica, el MREP demostró que la tecnología basada en silicio cristalino, representa la mejor opción técnica económica para la extracción del recurso hídrico para proyectos en los cuales el ciclo hidráulico es menor que 1500m^4 , es decir extraer un m^3 desde 1500m de carga hidráulica o bien extraer 1500m^3 de 1m de carga hidráulica. Dentro de este intervalo de ciclo hidráulico cae en la mayoría de los proyectos para abrevadero de ganado y proyectos de riego hasta por 10 hectáreas. El proyecto PERA demostró que además de esa aplicación fotovoltaica, los proyectos productivos asociados con las actividades agropecuarias son también económicamente factibles.

Además de la componente social contemplada en los programas MREP y PERA estos incluían una componente de evaluación del desempeño técnico bajo condiciones de operación para los equipos de bombeo que incluían la bomba, el motor, el inversor y/o controlador en su caso, encontrándose que la mayoría de estos

sistemas de bombeo presentan altas eficiencias que reditúan en un rendimiento mayor que los sistemas convencionales.

Por otra parte, la tecnología fotovoltaica se había venido desarrollando de tal manera que, además de la basada en la de silicio cristalino, se empezó a promover a nivel mundial el uso de las tecnologías de silicio amorfo y la tecnología de telurio de cadmio como alternativas competitivas para sustituir al silicio cristalino, no obstante los problemas de degradación observados sobre todo en la tecnología de silicio amorfo y el bajo tiempo de garantía que se ofertaba con el producto. Lo anterior trajo como consecuencia que en nuestro país dichas tecnologías tuvieran una baja penetración de uso. Es más, en las especificaciones emitidas por Comisión Federal de Electricidad (Comisión Federal de Electricidad CFE, 2008) para los sistemas solares para la electrificación rural no consideraban a la tecnología de silicio amorfo como aceptable.

Al inicio del PERA, fue necesario establecer un conjunto de especificaciones que permitieran seleccionar equipos y componentes de calidad reconocida, por laboratorios de prueba para la adquisición de los equipos por parte de los productores. Para el caso de los módulos fotovoltaicos se especifico a aquellos que ofertaran una garantía de 20 años o más, lo cual incluían para el año 2000, a las tecnologías de silicio amorfo y telurio de cadmio.

La mayoría de los proyectos del PERA se sometían a una licitación pública en donde los proveedores tenían la libertad de ofertar los equipos requeridos por el proyecto en particular con la única condición que se satisfaga los términos de referencia para la adquisición de los equipos en donde se incluían dos cosas importantes: La primera que el equipo cumpliera con las especificaciones técnicas y la segunda que el equipo

bombeara el volumen diario de agua requerido por el productor, o en su defecto la energía eléctrica promedio diario requerido por el proyecto.

Para garantizar el requerimiento energético solicitado en la licitación el proveedor generalmente basa su estimación energética en términos de una estimación del recurso solar y la potencia de operación o de acoplamiento entre la carga eléctrica y el arreglo fotovoltaico. Ya que la certidumbre en el recurso solar depende en muchos casos de la fuente o referencia de donde se tomen los datos, y la omisión del desempeño térmico de la tecnología fotovoltaica, su integración en el proceso de dimensionamiento da como resultado sistemas fotovoltaicos que están subdimensionados o sobredimensionados dependiendo del criterio de dimensionamiento, que en el caso de los sistemas de bombeo subdimensionados se refleja en una disminución del volumen del líquido extraído.

Por lo anterior y para conocer el rendimiento en el acoplamiento de la carga eléctrica (sistema de bombeo de agua: motor-bomba) y la tecnología fotovoltaica es necesario conocer a través de medidas eléctricas e hidráulicas la potencia de operación y el gasto instantáneo en términos de la irradiación. Sobre este tópico hay poca información en la literatura respecto de tal desempeño ya que dichos parámetros anteriores son función del desempeño térmico de la tecnología fotovoltaica y esta a su vez de la climatología del sitio en donde se instale el proyecto.

Por otra parte si se establece un procedimiento de medición de variables eléctricas, hidráulicas (en el caso de bombeo) y climatológicas se puede analizar el desempeño térmico y energético de cualquier tecnología fotovoltaica y determinar, en dado caso la posible degradación intrínseca de la tecnología derivado de su uso e interacción ambiental.

Ya que en el Estado de Morelos se han instalado 65 sistemas de bombeo fotovoltaico bajo el programa PERA, dentro de los cuales, 5 usan Silicio Amorfo y 11 Telurio de Cadmio, en este trabajo de investigación se decidió llevar a cabo un estudio en campo del desempeño de dos de estos sistemas de bombeo, que nos permitiera evaluar el comportamiento eléctrico de la tecnología fotovoltaica. Lo anterior nos motivó a plantear como título de trabajo de investigación: *“EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BASADOS EN PELICULAS DELGADAS (Silicio amorfo y Telurio de Cadmio)”*.

En algunos países como en Bolivia, Argentina entre otros y los laboratorios SANDIA se han dedicado a estudiar el comportamiento de la tecnología fotovoltaica después de cierto tiempo de funcionamiento y poder determinar la factibilidad del uso de este tipo de tecnología. En México se realizó en el 2007 un estudio de degradamiento de los módulos de Telurio de Cadmio instalados por FIRCO en Morelos, encontrándose que los módulos entregaban una potencia mayor a lo especificado en la placa del fabricante por lo cual fueron etiquetados para dar seguimiento a su desempeño en el futuro.

Objetivo principal:

Estudiar y evaluar la eficiencia de conversión de la tecnología fotovoltaica de Silicio Amorfo y Telurio de Cadmio aplicado al bombeo de agua para conocer si dichas tecnologías han sufrido algún tipo de degradación que se refleje en pérdida de potencia después de estar funcionando por varios años en condiciones ambientales diferentes a las que fueron certificados. Así como establecer si estas tecnologías son una buena opción para sustituir la tecnología de silicio cristalino en aplicaciones rurales en climas tropicales como es el caso del estado de Morelos.

Capítulo 1 Energía solar fotovoltaica

1.1. Energía solar

La energía solar es considerada como la fuente generadora de vida y el ser humano ha sabido aprovecharla de diferentes maneras. La Figura No. 1-1 muestra las diferentes formas en que se ha aprovechado la energía solar.

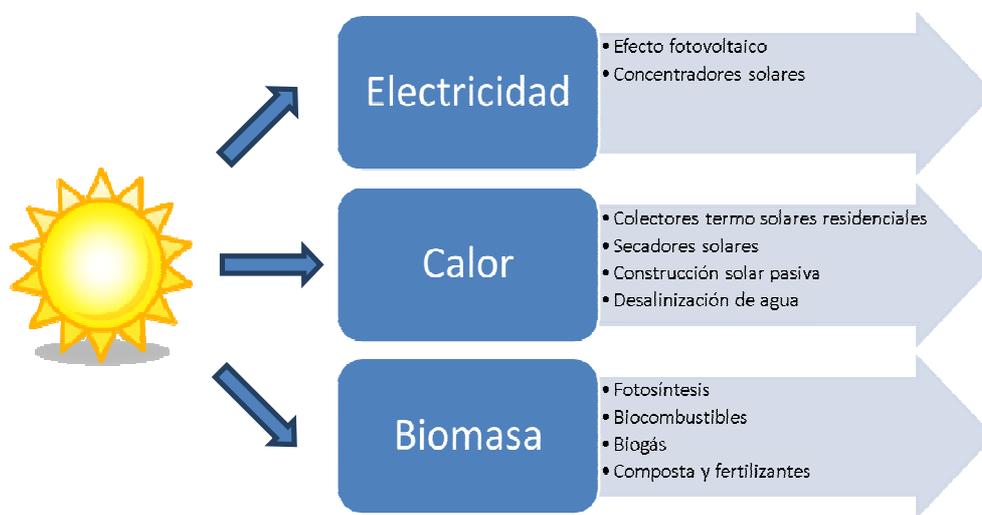


Figura No. 1- 1 Diagrama esquemático de aprovechamiento de la energía solar
Fuente: Elaboración propia

El sol es un reactor nuclear que emite radiaciones electromagnéticas en todas las direcciones. Estas se propagan radialmente en el espacio vacío y su intensidad disminuye con el cuadrado de la distancia. La radiación que llega a la Tierra se conoce como radiación solar extraterrestre y es la radiación solar diaria que se recibe sobre una superficie horizontal situada en el límite superior de la atmósfera. La distancia que recorre la energía emitida por el sol antes de llegar a la atmósfera terrestre es de aproximadamente 1.48×10^8 km y la radiación que llega a la superficie terrestre es solamente una porción del espectro electromagnético.

La distribución espectral de la radiación electromagnética se clasifica de la siguiente manera (Manrique): en el ultravioleta, 7%; en el visible, 47.29%; y en el infrarrojo, 45.71%. Aplicando estos porcentajes a la constante solar (1353 W/m^2) se obtienen 95 W/m^2 en el ultravioleta, 640 W/m^2 en el visible y 618 W/m^2 en el infrarrojo (Figura No. 1-2).

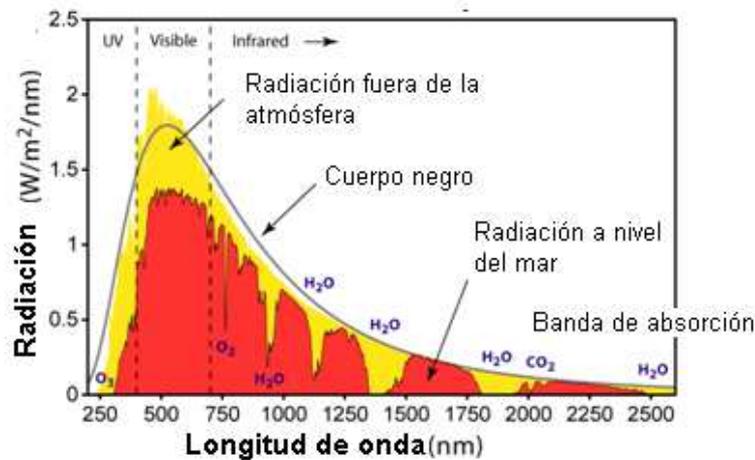


Figura No. 1- 2 Espectro de la Radicaión Solar.
Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Archivo:Solar_Spectrum.png; julio 2012.

1.2. Constante Solar

La constante solar se define como la cantidad de energía por unidad de tiempo que se recibe del Sol sobre una superficie de área unitaria perpendicular a los rayos solares, en el espacio y a la distancia media del Sol a la Tierra. El valor normal o estándar propuesto por Thekaekara y Drummond es de 1353 W/m^2 (Manrique). Esta energía se encuentra distribuida en diferentes longitudes de onda, adquiriendo valores significativos en un rango de longitud de onda de 0.2 y $4 \mu\text{m}$.

1.3. Irradiancia e insolación

La **irradiancia**, es la energía radiante por unidad de área por unidad de tiempo que atraviesa una superficie imaginaria de área S , perpendicular a la dirección de propagación de la onda y se simboliza por G y se puede calcular de la siguiente manera:

$$G = \frac{E}{s \times t} \quad \text{Ecc. 1-1}$$

donde E es la cantidad de energía radiante que llega a la superficie en un tiempo determinado.

Insolación se define como la densidad de energía acumulada o recibida en la unidad de tiempo, es decir, es la irradiancia acumulada sobre la superficie en la unidad de tiempo. Se representa por H y se obtiene como:

$$H = G * t \quad \text{Ecc. 1-2}$$

1.4. Efectos de atenuación (Masa de Aire)

Para analizar los fenómenos de atenuación que experimenta la radiación solar se utiliza el concepto de “masa de aire” que es la longitud de la trayectoria a través de la atmosfera que sigue la radiación (Figura No. 1-3). Al nivel del mar y cuando la trayectoria es vertical se tiene una masa de aire unitaria (AM1). Para una trayectoria de los rayos solares diferente a la vertical el concepto de masa de aire se establece en términos del ángulo que hace el rayo solar con el cenit del captador y se define como (AMX) siendo X la secante trigonométrica del ángulo cenital. Cuando se habla de radiación extraterrestre es AM0.

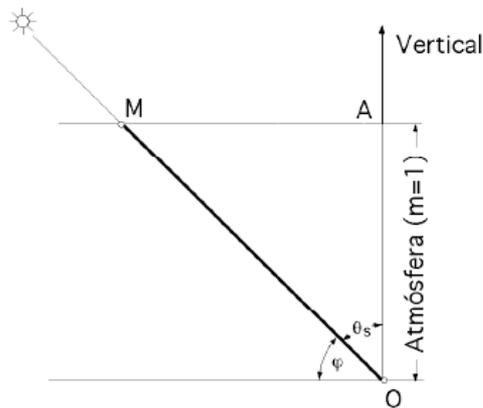


Figura No. 1- 3 Masa de Aire Atmosférico
Fuente: <http://jmirez.wordpress.com/2011/08/06/>

1.5. Radiación directa, difusa y global.

La radiación solar global se compone de radiación directa (G_B) y difusa (G_D). La primera es aquella que llega a la superficie directamente del disco solar y la segunda aquella que ha sido dispersada en todas direcciones por las componentes de la atmósfera, como gases, aerosoles y nubes. La radiación difusa a su vez está compuesta por dos componentes que son radiación refractada y reflejada (Figura No. 1-4). Entonces

$$G_G = G_B + G_D \quad \text{Ecc. 1- 3}$$

Debido a los efectos de atenuación que sufre la radiación, se ha determinado que durante un día completamente claro, estando el Sol en el cenit del observador y al nivel del mar, la máxima irradiancia directa que se puede recibir son 1000 W/m^2 , a este valor se le conoce como el pico de la radiación solar. Este valor es el dato convencional que se toma para aplicaciones de la energía solar (Maza).



Figura No. 1- 4 Radiación directa y difusa
Fuente: Elaboración propia

1.6. Recurso solar y hora-pico

Se le llama recurso solar a la insolación de un sitio en particular acumulada diariamente ó expresada como el promedio diario semanal, mensual, o anual. Las unidades en las que se expresa el recurso solar son en J/m^2 , $kW-h/m^2$, MJ/m^2 , Btu/ft^2 . Para aplicaciones fotovoltaicas se ha definido una unidad de medición para especificar la cantidad de insolación recibida en un captador en un tiempo de una hora, la cual se ha llamado hora-pico:

$$1 \text{ hora - pico} = 1000 \text{ Wh}/m^2 \quad \text{Ecc. 1- 4}$$

Las horas-pico es el tiempo en el que el captador estuvo recibiendo aproximadamente el valor pico de la radiación (A. Duffie & A. Beckman, 1990).

$$Hp = \frac{H}{1000 \text{ W}/m^2} \quad \text{Ecc. 1- 5}$$

1.7. Geometría Solar

La tierra sigue una trayectoria eclíptica, alrededor del sol; alcanzando su distancia más corta con respecto al Sol el 21 de diciembre (Solsticio de invierno) y su distancia más larga el 21 de junio (Solsticio de verano). Y hay dos días al año en el cual la distancia entre estos dos cuerpo es la misma son el 21 de marzo (equinoccio de primavera) y 21 de septiembre (equinoccio de otoño). El ángulo que se forma por la recta que une los centros de la Tierra y el Sol con el plano de la eclíptica se llama declinación solar (δ) y varía de -23.5° para el 21 de diciembre y $+23.5^\circ$ el 21 de junio. La insolación que recibe un captador depende de la orientación, de las relaciones angulares, y de los efectos de atenuación, refracción y reflexión. Esta cantidad de insolación será diferente para captadores colocados horizontalmente e inclinados (A. Duffie & A. Beckman, 1990).

1.8. Instrumentos empleados para medir la radiación solar

Para evaluar y conocer la disponibilidad de energía solar que llega a la tierra, la medición de la radiación solar en algunos lugares es esencial. De las mediciones, se han desarrollado modelos empíricos para predecir la disponibilidad de la energía solar en otros lugares. A continuación se presentan tres de los principales instrumentos empleados en la medición de irradiancia (*Maza*).

- a) El piranómetro: es un instrumento que mide la irradiancia solar global (directa y difusa). Usualmente en aplicaciones fotovoltaicas se utiliza para medir la radiación sobre una superficie horizontal en el plano de los módulos fotovoltaicos y a la altura del perfil superior del mismo, de manera que no se originen sombras sobre el módulo.



Figura No. 1- 5 Piranometro

Fuente: <http://www.oni.escuelas.edu.ar/2008/CORDOBA/1324/trabajo/piranometro.html>

- b) Heliógrafo de Campbell-Stokes se utiliza para medir las horas de asoleamiento en un lugar es decir el intervalo de tiempo durante el cual se ve el disco solar, y determinan los períodos del día durante los cuales la intensidad de la radiación directa es superior a un cierto umbral, 120 W/m^2 .
- c) El Pirheliómetro: mide la radiación directa, en función de la concentración de un punto de luz creado por una esfera de cristal sobre un papel marcado con una escala convencional. Para medir la radiación directa es necesario que el pirheliómetro siga la trayectoria del sol por lo cual se requiere de un motor de seguimiento. En la figura 1-6 se muestra una fotografía de un pirheliómetro.



Figura No. 1- 6 Pirheliómetro

Fuente: <http://1.bp.blogspot.com/piriheliome.jpg>

1.9. Recurso solar nacional

La República Mexicana cuenta con una extensión territorial de aproximadamente 2 000 000 km², y se encuentra ubicado en el hemisferio norte dentro de una franja latitudinal que va desde los 14° a los 33°. Los mayores valores de irradiación solar global se presentan en los estados del norte como Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Zacatecas, Durango, centro de San Luis Potosí, la llanura costera de Sinaloa, Sonora y la península de Baja California en su parte norte con valores diarios promedio mensual entre los 25-29 MJ/m² durante los meses de abril a junio (Nava, 1996).

En invierno los estados de menor incidencia de irradiación solar global son Tamaulipas, Veracruz, Tabasco y Campeche con valores entre los 11 a 13 MJ/m² esto es debido a los fenómenos meteorológicos que se presentan en esta estación del año. El valor diario promedio anual en la República Mexicana es del orden de los 20 MJ/m².

En 1975 el Instituto de Ingeniería de la UNAM generó la primera versión de los mapas de irradiación global diaria promedio mensual para México, utilizando datos de insolación de 54 estaciones meteorológicas del Sistema Meteorológico Nacional (SMN). El modelo aplicado por Rafael Almanza, investigador del Instituto de Ingeniería, tiene desviaciones menores del 10 por ciento y fue desarrollado en la India, situación que hizo más confiable su aplicación en México, ya que tanto la latitud, como los climas en ambos países son semejantes. Actualmente, este modelo es el más consultado en México para estimar las cantidades totales de radiación diarias sobre superficies horizontales.

El Servicio Meteorológico Nacional (SMN) opera una red de 133 estaciones meteorológicas automáticas, pertenecientes a la Comisión Nacional del Agua. Estas estaciones transmiten al Satélite GOES y sus datos son promedio de cada 10 minutos. En el estado de Chiapas, se encuentran 13 redes meteorológicas las cuales la Coordinación General del SMN las publica con su información y están administradas por la Secretaria de Seguridad Pública del Estado de Chiapas y 25 estaciones administradas por el Organismo de Cuenca Aguas del Valle de México (SMN).

La Secretaria de Marina ha instalado 27 estaciones meteorológicas automáticas con piranómetros. La Secretaria del Medio Ambiente del gobierno del Distrito Federal, a través de la Red Automatizada de Monitoreo Ambiental (RAMA) cuenta con 5 piranómetros referenciados.

Varios mapas y tablas de radiación solar para México han sido publicados por diferentes investigadores. Algunos modelos utilizan datos medidos por satélites, como nubosidad o radiación reflejada al espacio. Otros utilizan variables meteorológicas medidas en tierra, como humedad, precipitación, etc.

El Instituto de ingeniería de la UNAM ha puesto a disposición del público en su página electrónica un programa de software que genera los datos de radiación para los diferentes sitios de la republica mexicana, para lo cual se requiere solo la latitud y la longitud del sitio. Al usar estos datos debe tomarse en cuenta que pueden tener errores relativamente altos (20%), pues se basan en un modelo aproximado.

En la Figura 1-7 se presenta la distribución de la radiación solar en México, viendo que los estados del norte son los que cuentan con mayor potencial de radiación por

día que podría ser aprovechada para producir energía por medio de sistemas fotovoltaicos.

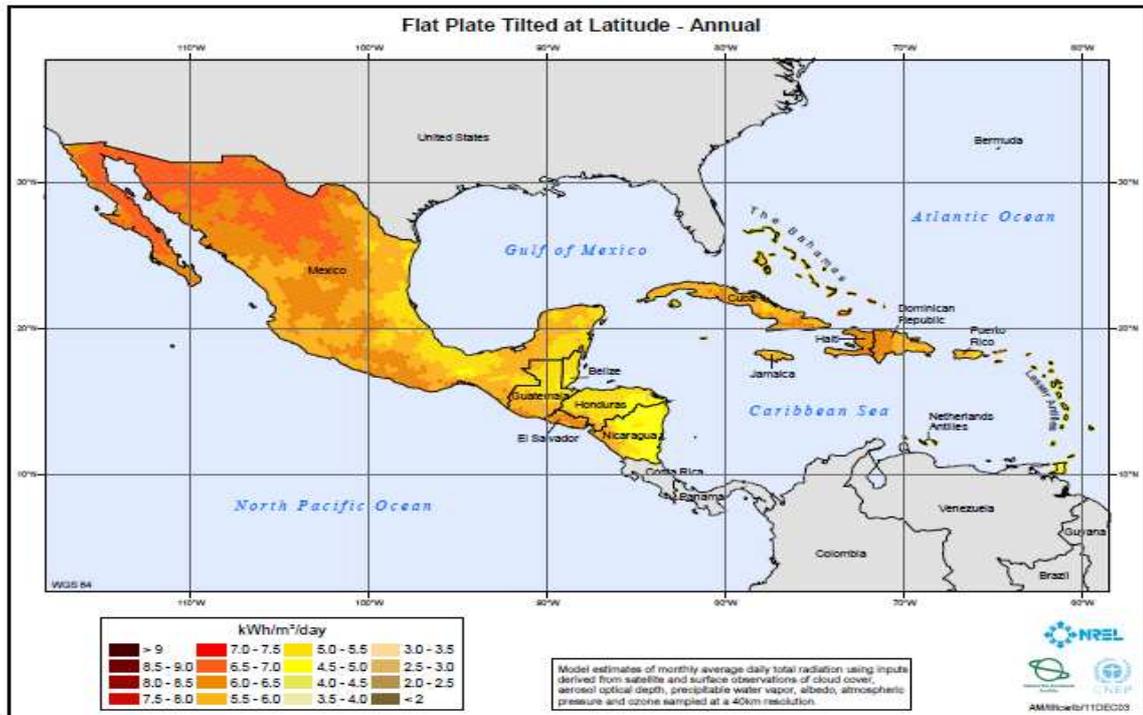


Figura No. 1- 7 Irradiación global diaria promedio anual para México con una inclinación igual a la latitud.

Fuente: <http://swera.unep.net>

1.10. Efecto fotovoltaico

La palabra fotovoltaico está formada por la combinación de dos palabras una de origen griego: **foto**, que significa luz, y **voltaico** que se relaciona al campo de la electricidad y su nombre es en honor a Alessandro Volta.

El efecto fotovoltaico se puede definir como la generación de electricidad en un dispositivo debido a la absorción de la luz solar. En un dispositivo fotovoltaico la generación de electricidad se presenta como una diferencia de voltaje en sus terminales cuando está bajo iluminación.

A la unidad mínima de conversión de la luz solar en electricidad se le conoce con el nombre de celda solar.

1.11. Celda Solar

La celda solar es un dispositivo opto electrónico que transforma la luz solar en electricidad. Estas celdas son elaboradas por la unión íntima de materiales sólidos y/o líquidos especialmente semiconductores, que van unidas a contactos de metal logrando así un circuito eléctrico que permite extraer la energía hacia el exterior. Las celdas solares se identifican por parámetros eléctricos como lo son: el voltaje a circuito abierto (V_{CA}), la corriente de corto circuito (I_{CC}), que son los valores máximos en voltaje y corriente que genera la celda bajo condiciones de iluminación; el voltaje V_M y la corriente I_M para la máxima generación de potencia eléctrica P_M ($P_M = V_M I_M$); y la eficiencia de conversión, definida como la razón entre la máxima potencia generada a la potencia de la radiación solar incidente; todos ellos medidos bajo condiciones estándares de prueba (STC: potencia de la radiación solar de 1.0 kW/m^2 ó 1 sol; temperatura de celda de 25°C y masa de aire AM1.5).

Principio de funcionamiento

La celda solar como se mencionó antes es la unidad mínima de conversión y para poder entender su funcionamiento si conectamos un voltímetro a las terminales de la celda se puede observar que cuando no se tiene iluminada la celda no existe un voltaje. Sin embargo, si hacemos incidir luz a la celda no toda la energía que llega es utilizada por la celda ya que parte de ella se refleja o se transmite y solo los fotones con una cierta longitud de onda bien definida son los que producen una ionización atómica, generando portadores positivos (huecos) y negativos (electrones), debido a un proceso de absorción óptica. Algunos de estos portadores se difunden en el sólido y llegan a la zona de la unión en donde son separados por el campo eléctrico antes de que se recombinen. Los portadores separados son colectados por los electrodos

metálicos para estar en posición de generar un voltaje externo al cual se le conoce como voltaje de circuito abierto (V_{ca}).

Si se conecta una “carga eléctrica” (un foco, una resistencia, un reloj, una calculadora, etc.) en las terminales de la celda, fluirá una corriente eléctrica hacia la “carga” poniéndola a funcionar (Figura 1-8). La corriente que generan las celdas solares depende de su eficiencia y del área de la celda y su magnitud es proporcional a la intensidad de la luz solar.

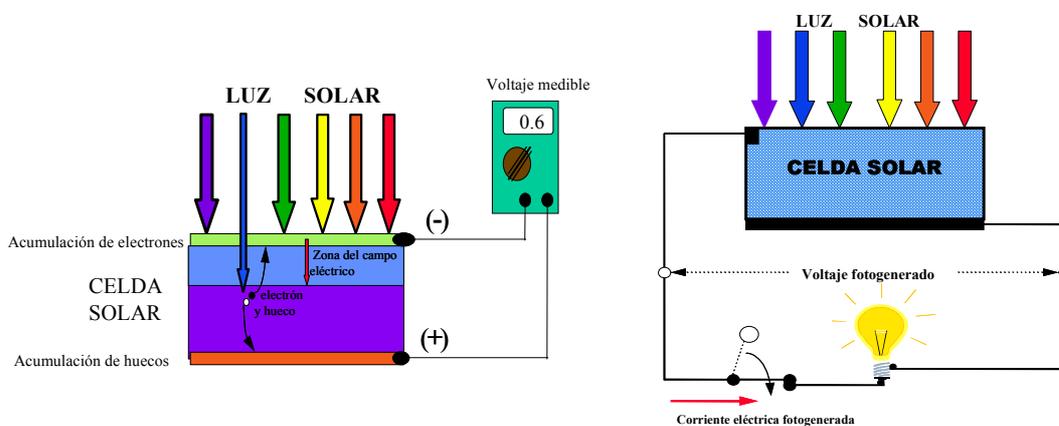


Figura No. 1- 8 Efecto Fotovoltaico
Fuente: Sánchez Juárez, junio 2009

Parámetros generales de una celda solar (Arkhipov, 2006).

a) Corriente de diodo o de oscuridad

La curva I-V de oscuridad, es muy asimétrica y tiene la forma de un diodo. Es función del voltaje exterior, y solo aplicando voltajes positivos del orden de 0.55 y 0.6 V puede observarse conducción eléctrica a través del dispositivo.

b) Corriente de corto circuito con iluminación

Es la corriente máxima que puede entregar la celda y se mide colocando un amperímetro en las terminales de la celda (resistencia cero). Es directamente

proporcional a la irradiancia y al área de la celda. Aumenta un poco con la temperatura.

c) Voltaje a circuito abierto

Es el voltaje que aparece en los bornes de la celda cuando no existe una carga conectada. Aumenta logarítmicamente con la irradiancia, es independiente del área de la celda. Disminuye significativamente con la temperatura.

d) Potencia máxima generada

Es el producto de la corriente máxima (I_M) y el voltaje máximo (V_M) de la celda.

(Figura 1-9).

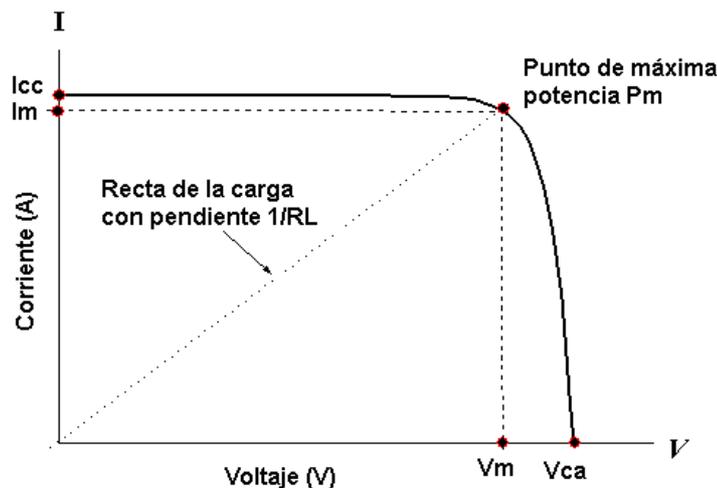


Figura No. 1- 9 Característica I-V de una celda solar
Fuente: Sánchez Juárez, junio 2009

e) Eficiencia y Factor de Forma

Su eficiencia de conversión de la celda, η , se define como el cociente entre el valor de la máxima potencia generada, P_M y la potencia de la radiación luminosa incidente.

$$\eta = \frac{I_M V_M}{G * A} \quad \text{Ecc. 1- 6}$$

El factor de forma FF , es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la celda y se define como el cociente entre la potencia máxima que la celda

puede entregar a la carga y la potencia teórica máxima, definida por el punto (I_{cc} , V_{ca}). Entre mayor sea este factor la celda será de mejor calidad.

$$FF = \frac{P_{max}}{I_{cc}V_{ca}} \quad \text{Ecc. 1-7}$$

f) Circuito equivalente

La celda al estar iluminada se comporta como un generador de corriente, con un diodo en paralelo y dos resistencias que representan las pérdidas intrínsecas al diseño y al comportamiento de los materiales: una resistencia en paralelo y otra en serie (Figura 1-10).

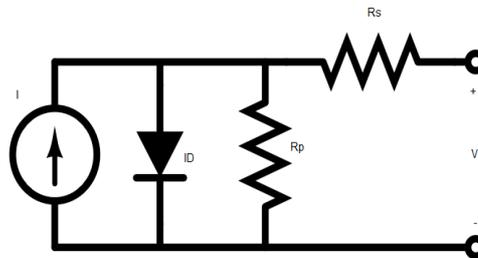


Figura No. 1- 10 Circuito equivalente de una celda solar
Fuente: Elaboración propia

La resistencia en paralelo (resistencia shunt) proviene de las fugas de corriente a través de la celda, en los bordes de la celda y entre los contactos de diferente polaridad. La ecuación de la corriente que circula a través de la resistencia de carga se deduce mediante la primera ley de KIRCHOFF y se determina por la ecuación 1-8.

$$I \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) = I_L - I_0 \left[\text{Exp} \left(\frac{q(V+IR_s)}{AK_B T} \right) \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad \text{Ecc. 1-8}$$

donde: I_L es la fotocorriente, I_D la corriente del diodo, I_0 la corriente de saturación, A el factor de idealidad, q la carga del electrón, K_B la constante de Boltzman, T la temperatura de la celda, R_p la resistencia en paralelo y R_s la resistencia en serie.

g) Efecto de la intensidad luminosa

Los cambios en la magnitud en la irradiancia (G medida en W/m^2) producen cambios en las características eléctricas del módulo. Ya que el módulo lo forman un cierto número de celdas conectadas en serie (ó en paralelo), la forma de las curvas I - V de un módulo es la misma que para una celda. En la figura 1-11 se muestra las curvas I - V para un módulo de 75 W. Se observa que el V_{CA} permanece casi constante en un rango amplio de valores de la irradiancia (ver Figura No. 11a). Esta característica los hace ser dispositivos de voltaje “casi” constante en la zona a la derecha del punto de máxima potencia. Si una carga eléctrica se acopla a éste voltaje, ella funcionará desde muy temprano de la mañana hasta muy tarde.

Se observa también que la forma en que cambia la corriente de corto circuito es proporcional al valor de la irradiancia (Figura. No. 1-11b eje izquierdo). Dado que la corriente que genera un módulo con celdas conectadas en serie es igual a la corriente que genera una celda individual, entonces el efecto de la irradiancia sobre el módulo es el mismo que para una celda individual. De aquí que si $I_{CC(m)}$ es la corriente de corto circuito del módulo, entonces

$$I_{CC} = CG \quad \text{Ecc. 1-9}$$

donde la constante C , con unidades ($A \ m^2/W$), se determina mediante una regla de tres simple al conocer el valor de la corriente a corto circuito bajo condiciones STC (al 100% de la irradiancia), es decir,

$$C = \frac{I_{CC(m)}(STC)}{1000} \quad \text{Ecc. 1-10}$$

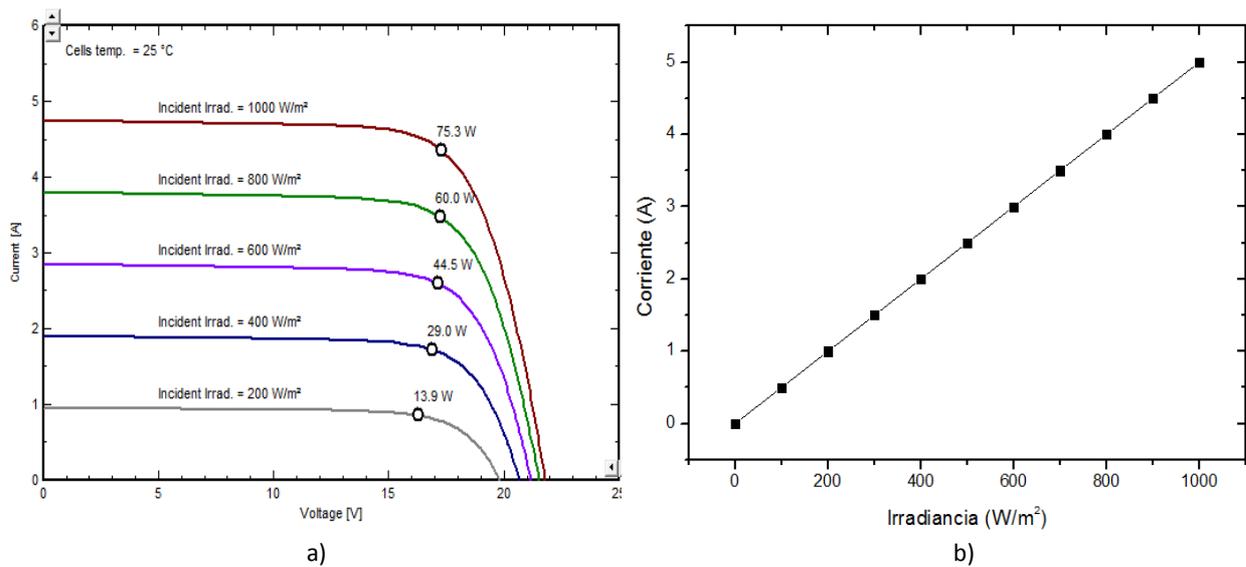


Figura No. 1- 11 Características I - V de un módulo con diferentes valores de irradiancia ($T_c = 25^\circ\text{C}$).

Fuente: Software PVsyst V5.05

1.12. Efecto de la temperatura sobre una celda solar

Las celdas solares al estar expuestas al Sol se calientan como cualquier captador solar. Este aumento en la temperatura afecta las características eléctricas de ellas.

La Figura No. 1-12 muestra el comportamiento de los parámetros eléctricos de una celda solar ideal en función de la temperatura de la celda, T_c . Se observa que I_{CC} aumenta ligeramente mientras que el V_{CA} está disminuyendo en una razón muy grande. Este fenómeno es más pronunciado en unas celdas, que en otras, como es el caso de las celdas basadas en arseniuro de galio (GaAs).

Otro parámetro que se ve afectado es la corriente de saturación que aumenta con la temperatura de acuerdo a la ecuación 1-11.

$$I_0 = BT^3 \exp\left(\frac{-E_g}{kT}\right) \quad \text{Ecc. 1- 11}$$

donde B es una variable independiente de la temperatura, y E_g es la energía del ancho de banda prohibida.

Para celdas de silicio cristalino el *coeficiente de temperatura para I_{CC}* , dado como el cambio en su valor respecto de un cambio en T, (dI_{CC}/dT), tiene un valor aproximado de $10\text{-}30 \mu\text{A}/\text{cm}^2$. Sin embargo, el *coeficiente de temperatura para el V_{CA}* , definido como dV_{CA}/dT tiene un valor negativo de $2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

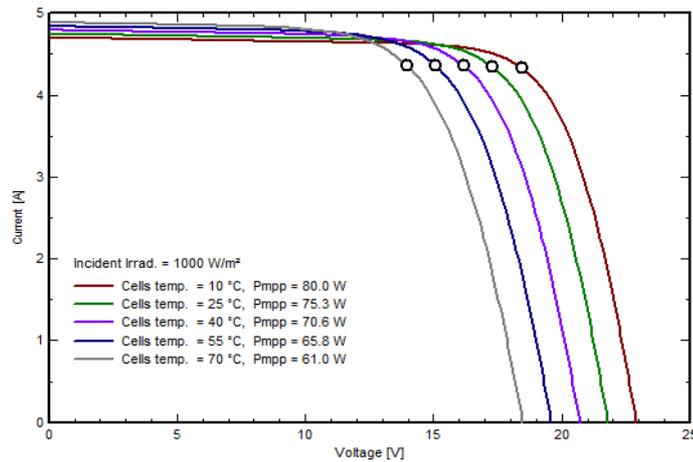


Figura No. 1- 12 Efecto de la temperatura sobre los parámetros eléctricos de la celda solar.
Fuente: Software PVsyst V5.05

La temperatura que puede alcanzar la celda solar, cuando está en operación en un módulo (a la que se le llamará *temperatura de operación o de placa*), depende de la irradiancia, temperatura ambiente, velocidad de viento y del tipo de encapsulado, a través del cual se disipa el calor. Una relación empírica que establece la temperatura que alcanzará un módulo, bajo condiciones de equilibrio térmico, en función de la irradiancia que recibe, a una velocidad de viento de 1 m/s está dada por:

$$T_{cel} = T_{amb} + C_1 G \quad \text{Ecc. 1- 12}$$

donde C_1 es una constante empírica que depende del tipo de módulo (fabricante). Se ha estimado un valor promedio de

$$C_1 = 0.025^\circ \frac{\text{Cm}^2}{\text{W}} \quad \text{Ecc. 1- 13}$$

Sin embargo, si no hay viento, la constante C_1 puede llegar a tener valores de hasta $0.04 \text{ }^\circ\text{Cm}^2/\text{W}$. Así que la temperatura normal de operación de un módulo puede estar comprendida en el intervalo de 25 a 70°C dependiendo de la velocidad de viento y magnitud de la irradiancia.

La ligera ganancia en I_{CC} y la disminución en V_{CA} cuando la temperatura de la celda aumenta, trae como consecuencia que sus efectos se vean reflejados tanto en la potencia generada por la celda como en su eficiencia.

Las celdas individualmente producen poca electricidad, por lo cual pueden ser utilizadas para alimentación de pequeñas cargas como son juguetes, relojes y calculadoras de bolsillo, etc. Sin embargo si se requiere más potencia, estas se deben unir eléctricamente en paralelo, serie o ambas a estas formas se les conoce como configuración de módulo, paneles y arreglos fotovoltaicos:

1.13. Concepto de módulo fotovoltaico

Las celdas solares no suministran la energía eléctrica suficiente como para alimentar instalaciones y aparatos que se usan actualmente, por lo que es necesario agrupar celdas con características iguales, conectándolas en serie y paralelo que posteriormente se enlaminan y se empaquetan entre hojas de plástico y vidrio, formando la unidad del módulo solar. El módulo tiene un marco anodizado (usualmente de aluminio) que le da rigidez y facilidad en el manejo y transportación. También, deben protegerse contra las condiciones ambientales para evitar procesos de degradación.

Entre las dos cubiertas envolviendo las celdas y conexiones eléctricas se encuentra un material encapsulante, el cual debe ser transparente a la radiación solar, pero que no se vea afectado por la radiación ultravioleta y la humedad. También protege a las

celdas de posibles vibraciones que puedan producirse y sirve de adhesivo a las cubiertas. Los materiales más utilizados como encapsulante son las siliconas, polivinilo y EVA (etil-vinil acetileno), que es el que proporciona las mejores características (Archer M.D. & Hill).

La Figura No. 1-13 muestra un corte esquemático de las principales componentes del módulo. Consiste prácticamente de un conjunto de celdas conectadas de tal manera que produzcan el voltaje y la corriente deseada por la aplicación específica. Las celdas son laminadas entre dos polímeros para aislarlas contra la humedad y protegerlas del clima ó algún accidente, y soportadas en un vidrio. Encima del polímero se fijan las cajas de conexión eléctrica en donde se conectarán los cables que llevarán la electricidad a la carga específica. Este laminado es colocado en un marco metálico, provisto de hoyos de fijación, que permiten colocarlo en una estructura que provee la orientación respectiva del módulo.

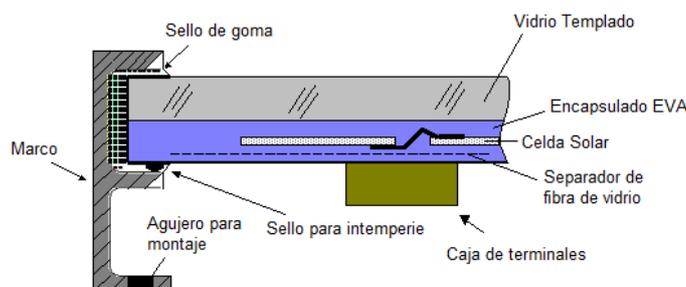


Figura No. 1- 13 Estructura de un módulo fotovoltaico

Fuente: <http://www.isofoton.com/technicalhtml/secciones/arquitectura/módulosfotovoltaicos.asp>

El número de celdas que contienen los módulos depende de la aplicación para la que se necesita. Los módulos pueden tener diferentes tamaños (los más utilizados tienen superficies que van de los 0,5 m² a los 1,3 m²) y se pueden encontrar generalmente módulos de 36 celdas conectadas en serie. Estos módulos proporcionan un voltaje

de salida que sirve para cargar baterías a 12V, incluyendo las pérdidas de voltaje en los circuitos eléctricos así como en los sistemas de control y manejo de energía.

Los módulos FV de silicio cristalino consisten en celdas conectadas eléctricamente y encapsuladas entre un material transparente y un material plástico para la parte trasera. Los módulos de película delgada se construyen de hojas de material delgado encapsuladas para formar módulos flexibles con material transparente en la parte frontal. Los módulos FV se garantizan para una vida útil de por lo menos 20 años y deben cumplir con la norma IEC 6215 para el caso de módulos de silicio cristalino, y la IEC 61646 para los módulos de película delgada (Commission, International Electrotechnical, 2007-10)

El comportamiento eléctrico de los módulos está dado por las curvas de corriente contra voltaje (curva $I-V$) o potencia contra voltaje (curva $P-V$) que los caracteriza, los cuales se obtienen bajo condiciones estándares de medición (STC), las que se han normalizado con los siguientes parámetros: irradiancia de 1 kW/m^2 , masa de aire AM1.5, y temperatura de celda de 25°C . La curva de potencia se genera multiplicando la corriente y el voltaje en cada punto de la curva $I-V$.

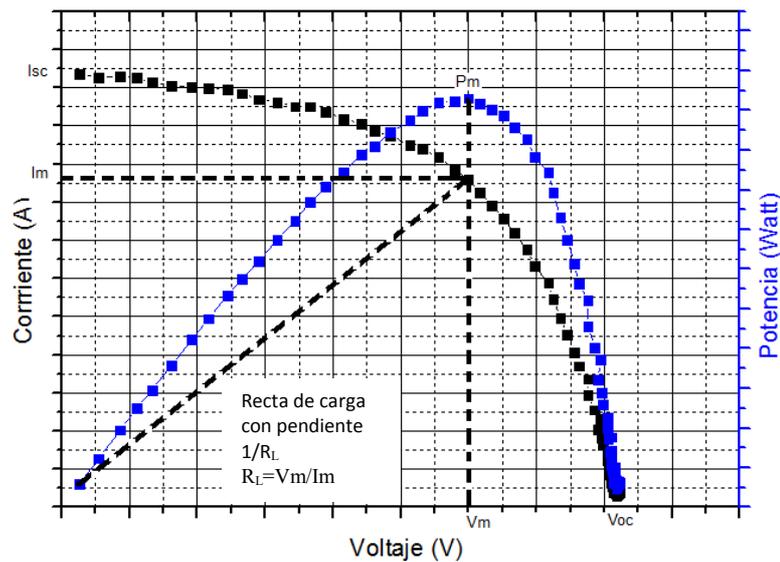


Figura No. 1- 14 Curva I-V característica de un módulo fotovoltaico
Fuente: Elaboración propia, datos del módulo GF43 a-Si

En la curva de potencia contra voltaje, existe un valor de voltaje, el V_m para el cual la potencia es máxima. La potencia máxima del módulo se le simboliza por P_m y representa la capacidad nominal de generación o potencia pico del módulo ver figura 1-14. Esta es la *potencia nominal* con la que se vende el módulo. Así que un módulo especificado como de 50 Watt pico significa que entrega 50 W a una irradiancia de 1000 W/m^2 . Con el valor de P_m se evalúa la eficiencia de conversión del módulo.

La potencia pico queda definida por una pareja de valores de corriente y voltaje, I_M y V_M , los que definen una resistencia de carga R_L . Cuando una carga eléctrica con resistencia R_L se conecta al módulo, la transferencia de energía del módulo a la carga es máxima, y se dice que I_M y V_M corresponden a la corriente y voltaje de operación de la carga eléctrica. Sin embargo, en aplicaciones reales no siempre sucede que la resistencia de la carga eléctrica es R_L . En este caso se tienen un desacoplamiento en la curva de potencia y la transferencia no es máxima, el módulo opera lejos del punto de máxima potencia y la potencia entregada se reduce significativamente; en consecuencia se tendrán pérdidas de energía.

Si las celdas de los módulos se conectan en paralelo se aumenta la corriente y el voltaje es el mismo. En caso de que las celdas se conecten en serie el flujo de corriente es el mismo y el voltaje aumenta. Para ambos casos si las características individuales de las celdas son diferentes la eficiencia decrece.

Cuando las celdas se conectan en serie, y se tienen un sombreado parcial del módulo la potencia decrece considerablemente y la resistencia en serie aumenta.

1.14. Concepto de arreglo fotovoltaico

Cuando la potencia demandada es alta, se recomienda primero analizar el tipo de sistema que se alimentará e identificar el rango de voltaje al que operara la carga eléctrica, este voltaje de operación se logra con una combinación de módulos en serie (panel). La estructura de un arreglo fotovoltaico se forma por la conexión de varios paneles conectados en paralelo con el fin de producir la potencia necesaria con las características de corriente y voltaje requeridas para una aplicación dada. La Figura No. 1-15 muestra el diagrama esquemático de un AFV en donde se han colocado los diodos de paso de bloqueo para disminuir la probabilidad de los puntos calientes.

Para evitar el flujo de corriente en la dirección opuesta cuando se conectan módulos en serie y en paralelo, se utilizan diodos de bloqueo y los diodos de paso, los que proporcionan un camino de alivio para evitar que circule corriente por un panel o un módulo sombreado (sombra de nubes o de objetos). Un módulo sombreado no genera energía, por lo cual, los demás módulos lo verán como un punto de resistencia. En consecuencia, fluirá corriente hacia él convirtiéndose en un punto caliente del arreglo. Aumentará su temperatura y se degradará aceleradamente

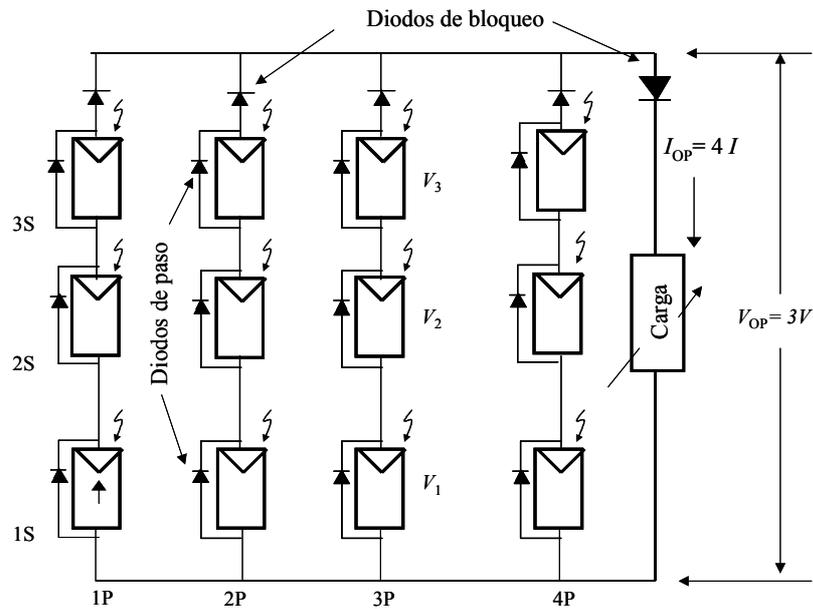


Figura No. 1- 15 Diagrama esquemático de un Arreglo Fotovoltaico AFV
Fuente: Elaboración propia

Desempeño energético de módulos fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos planos bajo condiciones de operación trabajan aproximadamente 55°C durante el día, 30°C por encima de las condiciones estándares de prueba (25°C). Esto significa que la capacidad real del arreglo es aproximadamente 15% menor que su potencia nominal. Es decir, su capacidad real es 85% de la capacidad nominal, por esta razón para fines de estimación de la energía que pueden generar se toma en consideración los valores de placa proporcionada por el fabricante bajo NOCT (Normal Cell Operation Temperature). Por ejemplo: Un módulo FV se adquiere con el parámetro de potencia pico P_p , sin embargo su potencia bajo condición NOCT puede ser 80% de la P_p , es decir que si el módulo tiene una potencia pico de 100 Wp en condiciones de NOCT proporciona 80 W. La energía eléctrica (kWh) esperada es el producto de la capacidad real del arreglo (en kW) por la insolación (en horas solares pico) al ángulo de elevación del

arreglo. Por ejemplo el módulo que en condiciones NOCT proporciona 85 W con un recurso solar de 4 horas pico proporciona una energía eléctrica de 340 W-h al día. Considerando un arreglo fotovoltaico con una configuración de 3 módulos en serie y 2 en paralelo (3Sx2P) se tendría una energía eléctrica de 2040 W-h al día y una potencia pico de 510 W. La energía fotovoltaica generada varía con la época del año, de acuerdo a los cambios en los niveles de insolación. La máxima energía se obtiene cuando los rayos solares llegan perpendiculares a la superficie del captador. En el caso de arreglos fotovoltaicos la perpendicularidad entre las superficies de los módulos y los rayos solares solo se puede conseguir si las estructuras de montaje del arreglo se mueven siguiendo al Sol. Si se usa un seguidor azimutal, la energía disponible se aumenta entre un 25% y 30%.

En el caso de que no se tenga un seguidor solar, el arreglo se monta en una estructura fija. Debido a que el ángulo de elevación del Sol cambia durante el año, se debe tener un criterio de selección del ángulo óptimo del arreglo que garantice la máxima producción de energía eléctrica.

En el hemisferio Norte el Sol se declina hacia el Sur, por lo cual se requiere que los arreglos fijos se coloquen inclinados (respecto de la horizontal) viendo hacia el Sur. La inclinación que deben tener los módulos fotovoltaicos siempre será en relación con la latitud del lugar donde se instalen. Esto se debe a la posición de recorrido del sol en las diferentes épocas del año.

1) Para una mayor captación de irradiancia en los paneles durante el invierno, debemos agregar $L+15$ grados más a nuestra inclinación de acuerdo a la Latitud del lugar donde se encuentre instalado (preferentemente) (Abella, 2005).

2) Si lo que necesitamos es que en verano sea nuestra mayor captación, debemos restar grados de la latitud en la misma proporción esto sería L-15 grados.

1.15. Tecnología fotovoltaica comercial

La evolución de la tecnología de las celdas solares ha experimentado importantes avances desde su invención. Ha ido paralela a desarrollos y avances tecnológicos producidos en materiales y procesos. En los últimos años se han fabricado celdas solares con diferentes materiales semiconductores en los que se pueda llevar a cabo el efecto fotovoltaico, a continuación se presenta una clasificación de celdas con respecto al material utilizado.

El semiconductor más utilizado frecuentemente es el silicio cristalino, que se da en dos formas fundamentales: silicio monocristalino y policristalino. La diferencia entre dichas formas radica, básicamente, en el tamaño de los cristales del interior de cada una de sus estructuras, lo que a su vez genera características eléctricas diferentes cuando se exponen a la luz.

Silicio monocristalino

El silicio monocristalino se presenta en lingotes cilíndricos de 20 y 200 mm de diámetro y 1 m de longitud. En teoría el Si-monocristalino puede alcanzar un máximo de eficiencia de 32% y en el laboratorio pueden alcanzar un tope de 29%. En el presente la eficiencia de los módulos comerciales está en un rango de 13 a 17. Actualmente, BP solar es la compañía que produce la celda con mayor eficiencia 17% (Archer M.D. & Hill).

Proceso de fabricación:

- El Silicio se purifica, se funde y se cristaliza en lingotes.

- Los lingotes son cortados en finas obleas para hacer células individuales.
- Las células monocristalinas tienen un color uniforme, generalmente azul o negro.

Silicio policristalino

Las celdas policristalinas se fabrican de forma similar a las monocristalinas. La principal diferencia es que se utiliza un Silicio de bajo costo. Generalmente redonda en una reducción en la eficiencia, pero los fabricantes defienden que el precio por kW es menor. La superficie de las celdas policristalinas tiene un patrón aleatorio de cristalización en lugar del color homogéneo de las células monocristalinas.

Celdas de película delgada

La búsqueda de celdas solares de bajo costo ha tenido una importante línea de desarrollo en las soluciones de película delgada de materiales de bajo costo. Los compuestos II-VI tuvieron un importante impulso con las heterouniones CdS-Cu₂S o CdS-CdTe que principalmente se componen de un material-ventana de bajo costo y fácil preparación como es el CdS, en donde prácticamente no se absorbe energía, y otro material fotovoltaicamente activo con valores de brecha de energía (E_g) más adaptados a la conversión.

En estas celdas los espesores son del orden de micras, por lo que se utilizan materiales de “gap” directo. Estas celdas se forman por la heterounión de dos materiales. Dentro de las celdas de película delgada tenemos:

- Silicio amorfo (Si-a)
- Telurio de Cadmio (CdTe)
- Sulfuro de Cadmio (CdS)

- Sulfuro Cuproso (Cu_2S)
- Cobre Indio Galio Selenio (CIGS)

La celda de película delgada más desarrollada es la de sulfuro de cadmio y sulfuro cuproso, en las cuales la eficiencia en laboratorio a llegado al 9%.

Sin embargo la tecnología de silicio cristalino se espera continúe siendo la dominante en el mercado en los próximos años, y la tecnología de película delgada sea cada vez menos cara en el mediano y largo plazo.

Capítulo 2 Tecnología de silicio amorfo y telurio de cadmio

En un principio las celdas solares eran muy caras, en el rango de cientos de dólares el watt-pico, en la actualidad estos costos se han reducido considerablemente como se puede ver en la figura 2-1. Actualmente en México los precios de módulos fluctúan entre US\$2.0 a US\$4.00/Wp; de US\$4.00 a US\$6.00 promedio por Wp instalado; para módulos mayores de 100 Wp se tienen costos a nivel internacional de \$1.10 para silicio monocristalino, \$1.06 para silicio policristalino y \$0.86 para módulos de película delgada.

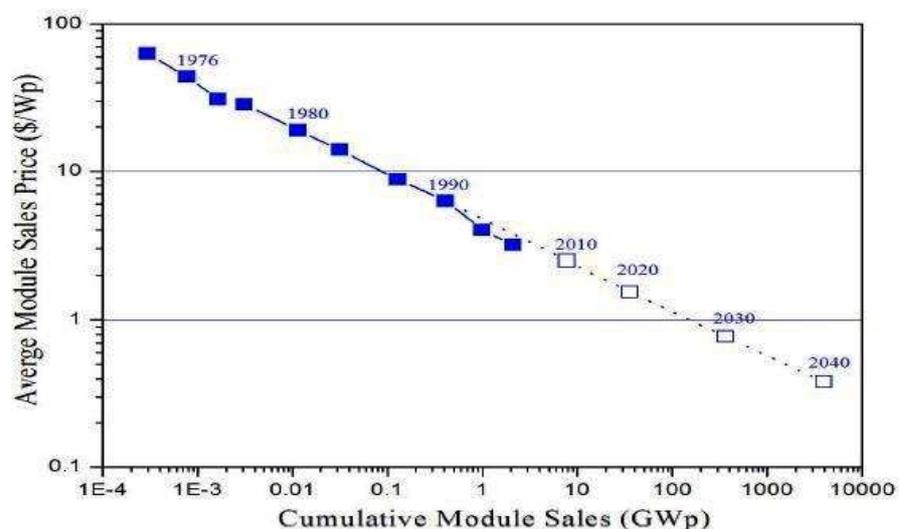


Figura No. 2- 1 Comportamiento histórico de precios de venta de módulos fotovoltaicos.
Fuente: www.solarbuzz.com

Esto dio la oportunidad de investigar nuevos materiales que redujeran los costos de las celdas fotovoltaicas. Por lo anterior, en el ámbito industrial así como en el académico se ha observado, en las últimas dos décadas, un fuerte desarrollo tecnológico en el área de la conversión fotovoltaica, transformando el estado que

mantenía la tecnología fotovoltaica como una fuente de generación de energía cara, a un escenario práctico de fuente de energía común con un amplio rango de aplicaciones.

El mercado actual de módulos fotovoltaicos está dominado por las celdas solares de silicio cristalino con un 91% de la producción mundial. Su permanencia y éxito es debido a que la tecnología de elaboración de éste semiconductor es muy conocida, y aunque cara, es una tecnología madura y confiable. El x-Si puede fabricarse en dos configuraciones cristalinas: monocristal (m-Si) y policristal (p-Si), siendo el primero el material base de la industria de la microelectrónica con costos de fabricación más altos que los del p-Si. Con estos cristales como base, se han elaborado las celdas solares de silicio, dispositivos que presentan un tiempo de vida grande (mayor de 25 años). A nivel laboratorio, la más alta eficiencia de conversión a la que se ha llegado es 25.0% con m-Si y de 20.5% para p-Si (Green, Emery, Hishikawa, & Warta, 2010).

Por otra parte, gracias al avance en la tecnología de fabricación de semiconductores en película delgada, actualmente se tienen una variedad muy amplia de dichos materiales que han sido considerados, con base a sus características ópticas y eléctricas, como buenos candidatos para formar una celda solar. Entre estos, el que ha recibido un fuerte impulso en la investigación y desarrollo tecnológico es el silicio amorfo hidrogenado (a-Si). En consecuencia, se han desarrollado celdas a nivel experimental y comercial basadas en a-Si. Su proceso de producción es más barato en comparación con el silicio cristalino; sin embargo, su eficiencia es menor con valores máximos del 10.1% para una unión simple, y hasta 11.7% para una triple unión. A nivel comercial la eficiencia para una triple unión apenas llega al 10.4%. El inconveniente de éste material es la degradación debido al conocido efecto Staebler-

Wronski, sin embargo, la compañía United Solar Ovonics ha elaborado celdas de triple unión a nivel experimental con eficiencias estables del 13% (UNISOLAR). La eficiencia para productos comerciales fluctúan desde 5% para celdas doble unión, hasta 10.4% para celdas triple unión. Actualmente, el uso de estas celdas solares es muy común ya que se les puede encontrar en relojes, calculadoras, sistemas de señalización y hasta módulos con 64 Watt de potencia, con garantía de fábrica por 20 años, con los que se puede dimensionar sistemas de potencia.

Otros compuestos semiconductores en película delgada que han sido considerados para aplicaciones fotovoltaicas son el telurio de cadmio (CdTe), el cobre-Indio-Galio Selenio (CIGS) y el CuInSe_2 . Las celdas solares elaboradas con estos compuestos presentan grandes expectativas de aplicación comercial ya que las eficiencias experimentales son del orden de 16.8%, 18.8%, y 13%, respectivamente. Las tres tecnologías están disponibles comercialmente aunque con eficiencias menores a las experimentales (10.9%, 13.8%, y 9%, respectivamente) y aparentemente satisfacen la combinación requerida de bajo costo y eficiencia de conversión aceptable.

Otros materiales y tecnologías para celdas solares se están desarrollando, innovando y evolucionando, constituyendo una tercera generación de celdas fotovoltaicas; entre ellas se tienen: celdas solares basadas en materiales nano-estructurados, celdas solares foto electroquímicas y celdas solares poliméricas.

2.1. Módulos Solares con la Tecnología de Si-amorfo

Los materiales empleados en las celdas solares de silicio amorfo son preparados mediante el procedimiento de Depósito de Vapor Químico asistido por Plasma (PECVD), que se basa en la descomposición de gases conteniendo silano (SiH_4). Estos materiales son aleaciones de silicio hidrogenado, que por lo general contienen entre el 5-20% de hidrogeno.

El proceso de PECVD, permite la producción de películas de a-Si:H sobre áreas grandes y a bajas temperaturas de crecimiento (100 a 400 °C). Esta característica del proceso permite el uso de una amplia gama de sustratos de bajo costo como son hojas de vidrio, metal o polímero de aluminio. Estas características han hecho del a-Si:H un candidato prometedor para la fabricación de celdas solares de película delgada a bajos costos.

En 1965 se reportó la primera capa de silicio amorfo como una película de “silicio de silano”. Diez años más tarde, Walter Spear y Peter LeComber de la Universidad Dundee reportaron que usando como gas precursor al silano (SiH_4) y con el proceso de Depósito por Vapor Químico asistido por Plasma (PECVD por sus siglas en ingles), se pueden crecer películas delgadas de Silicio Amorfo (a-Si) y que este material tiene propiedades semiconductoras. Determinaron que la conductividad del silicio amorfo puede ser manipulada e incrementada por varios órdenes de magnitud introduciendo gases de fosfina o diborano a la mezcla de descarga del gas. Antes de esto, se creía que el a-Si no se podía hacer tipo n o tipo p, por lo cual el éxito de poder manipular la conductividad eléctrica del material creó un gran interés.

La primer celda solar de a-Si:H fue fabricada en 1976 por Carlson y Wronski, la cual tenía una eficiencia de conversión de energía del 2.4%, mostrando problemas muy

fuerzas de degradación derivados de la incidencia de luz solar, efecto que actualmente se le conoce con el nombre de Efecto Staebler-Wronski (SWE). La mayor parte de los laboratorios de investigación se abocaron a disminuir este efecto teniéndose que actualmente esta tecnología ha mejorado considerablemente y hoy en día se pueden producir celdas con una eficiencia mayor al 15%.

2.1.1. Características ópticas y eléctricas

El propósito de la impurificación es manipular el tipo de conductividad eléctrica y la magnitud por adherir una cantidad controlada de átomos especialmente impurificados. El principal elemento usado para la impurificación son algunos materiales como; boro para un material tipo p y fósforo para un tipo n.

2.1.1.1. Propiedades ópticas

Las propiedades ópticas del a-Si:H son usualmente caracterizadas por el coeficiente de absorción (α), el índice de refracción y el valor del ancho de banda de energía óptica. En la figura 2-2 se muestra el coeficiente típico de absorción del a-Si:H. Como se puede ver el espectro de absorción del a-Si:H se divide en tres regiones, en la región A el coeficiente de absorción es alto que va desde los 10^3 - 10^4 cm^{-1} . La región B tiene un coeficiente aproximado de entre 1 a 10^3 cm^{-1} y en la región C el α es menor a 1 cm^{-1} (Poortmans & Arkhipov, 2006)

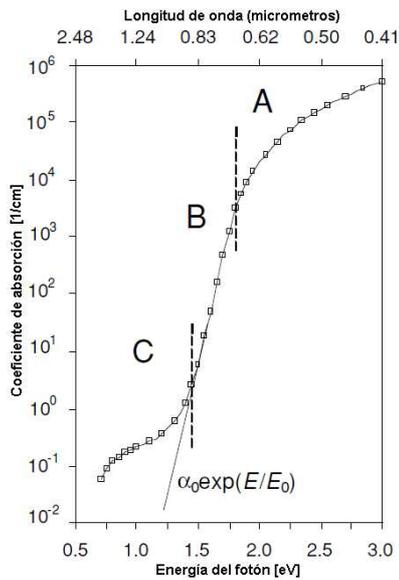


Figura No. 2- 2 Coeficiente de absorción del a-Si:H como función de la energía del fotón
Fuente: Poortmans & Arkhipov, 2006

2.1.1.2. Propiedades eléctricas

Estas propiedades son directamente relacionadas al rendimiento fotovoltaico de un dispositivo. Usualmente son caracterizadas en términos de conductividad en la oscuridad, fotoconductividad y tiempo de vida del producto (Poortmans & Arkhipov, 2006).

2.1.1.2.1. Corriente de oscuridad

La conductividad de oscuridad σ de la calidad intrínseca de la celda de silicio amorfo es inferior a $1 \times 10^{-10} \Omega^{-1} \text{cm}^{-1}$. La conductividad de oscuridad es determinada como:

$$\sigma_d = \frac{I \omega}{U l d} \quad \text{Ecc. 2- 1}$$

donde U es el voltaje aplicado, I es la corriente medida, L es la longitud de los electrodos (~ 1 a 2 cm), ω es la distancia entre los electrodos (0.5 a 1 mm), y d es el espesor de la película.

2.1.1.2.2. Energía de activación de la conductividad de oscuridad

La medición de la dependencia de la temperatura de la conductividad en oscuridad se utiliza para evaluar la energía de activación de la corriente de oscuridad, E_A , la cual da una buena aproximación de la posición del nivel de Fermi en una película de silicio amorfo. Esta dependencia se describe como:

$$\sigma_d(T) = \sigma_0 \exp\left(-\frac{E_A}{kT}\right) \quad \text{Ecc. 2-2}$$

donde σ_0 es un prefactor de conductividad, T la temperatura absoluta y k la constante de Boltzmann's. La energía de activación se determina de la pendiente de graficar $\log(\sigma_d(T))$ y $1/T$. Para impurificar el a-Si:H la energía de activación debe ser superior a 0.80 Ev.

2.1.1.2.3. Fotoconductividad

La fotoconductividad puede ser determinada mediante la iluminación de las mismas muestras que se utilizan para la medición de la corriente de oscuridad con la luz apropiada. A menudo es usado el espectro de luz del AM 1.5 con una potencia incidente de 100 mW cm^{-2} . Con estas condiciones, la fotoconductividad de la calidad del dispositivo de silicio sin dopar, calculado a partir de la fotocorriente es similar a la ecuación 2-1, que debe ser superior a $1 \times 10^{-5} \Omega^{-1} \text{cm}^{-1}$. La relación de fotoconductividad y corriente de oscuridad es llamada foto respuesta. Este parámetro da una indicación de la idealidad de un material para ser usado en una celda solar como una capa fotoactiva. Un buen valor de foto respuesta para el a-Si:H es 10^5 . La fotoconductividad puede ser escrita como:

$$\sigma_{foto} = q\mu\Delta n$$

Ecc. 2-3

donde q es la unidad de carga y Δn la concentración de electrones fotogenerados.

2.1.2. Mecanismos de degradación en a-Si:H

2.1.2.1. Efecto Staebler-Wronski (SWE)

El rendimiento de una celda solar de silicio amorfo de unión simple decrece durante la etapa inicial de operación debido a la degradación inducida por la luz. Esta caída en el rendimiento se atribuye a la creación de nuevos defectos metaestables en la capa absorbente, que actúan como trampas extras y centros de recombinación. Dando como resultado que la distribución de carga en la capa intrínseca del a-Si:H se vea afectada de tal manera que el campo eléctrico interno a través de esta capa se distorsione. Esto conduce a una deriva inferior y por lo tanto a una recolección de portadores minoritarios. Una característica esencial de los efectos inducidos sobre las películas y celdas solares de a-Si:H es que la mayoría son efectos metaestables lo que significa que son reversibles y se pueden eliminar por recocido a temperaturas superiores de 150°C. Como los enlaces del Si-H se rompen, el número de enlaces metaestables incompletos del Si aumenta y la densidad de estados incrementa. El número de estados metaestables es limitado y su degradación debida a la incidencia de luz es limitada. La luz que incide sobre el material incrementa el factor de calidad del diodo y aumenta la longitud de difusión de los huecos.

La estabilización del rendimiento de la celda es de un 70 a 85% de su valor inicial. La mayoría de los países tienen sus propias condiciones para llevar a cabo sus evaluaciones de degradación; por ejemplo Japón define la estabilización de la eficiencia después de 310 horas de exposición bajo las siguientes condiciones,

intensidad de luz 1.25 soles equivalentes, una temperatura de 48°C en condiciones de circuito abierto. Mientras que USA considera una eficiencia estable en las celdas después de 600 horas de exposición continua a una temperatura de 50°C, a una intensidad de luz de 1 sol equivalente (1000 W/m^2) en condiciones de circuito abierto. Este efecto se puede evitar usando finas capas de absorción. Entonces el campo eléctrico interno a través de la capa es mayor por lo tanto menos sensible a cualquier distorsión. Sin embargo, esto produce una baja absorción y por consiguiente bajas densidades de corriente de corto circuito. Otra forma es el uso de stacks o estructuras multiunión obteniéndose niveles de absorción similares o mayores con un espesor comparable con las celdas de simple unión.

2.1.2.2. *Degradación por temperatura.*

Los módulos cuando operan en intemperie rara vez trabajan en condiciones estándares de prueba (STC: 1000 W/m^2 , 25°C y AM1.5). La temperatura promedio de los módulos medida en la parte posterior de los módulos es mayor a 35°C. A estas altas temperaturas, la banda de energía disminuye resultando en una disminución del voltaje de circuito abierto (V_{ca}), y los fotones con mayor longitud de onda pueden ser absorbidos. El tiempo de vida de los portadores también puede incrementar, dando como resultando un incremento en la corriente fotogenerada y a su vez un aumento en la corriente de corto circuito (I_{CC}). La disminución en el V_{ca} es mayor que el incremento en I_{cc} por lo cual la potencia máxima de salida (P_m), el factor de forma (FF) y la eficiencia (η) del módulo se ven afectados (C. Radue, 2010).

2.1.2.3. *Pérdida de acoplamiento*

La pérdida de acoplamiento de la celda puede ser causado por varios factores como pueden ser sombreado parcial del módulo, degradación óptica, defectos de manufactura, deterioro del recubrimiento anti reflejante y agrietamiento de la celda. Tener celdas diferentes es más perjudicial en módulos con celdas conectadas en serie. Si la característica I-V de cada celda no son idénticas, la corriente total del módulo es limitada por la corriente de la celda más pobre. Esto puede generar rupturas en regiones localizadas de la unión p-n o formación de puntos calientes. La formación de estos puntos calientes afecta la potencia y la eficiencia de los módulos debido a una disminución del V_{ca} , I_{cc} y FF . El proceso de fabricación puede ocasionar problemas como la falta de homogeneidad que ocurre durante la deposición, generando que varias celdas tengan diferentes corrientes.

2.1.2.4. *Degradación de la celda*

Los módulos expuestos al aire libre pueden experimentar degradación en la celda debido a dos factores: cambios en la resistencia y deterioro del recubrimiento anti reflejante. El factor más significativo es la resistencia serie. El ciclo térmico al que se exponen los módulos diariamente incrementa la resistencia serie y es probable que cause una degradación en la interconexión de los módulos de película delgada. Particularmente, para los módulos de silicio amorfo hidrogenado se ha observado una corrosión electroquímica lo cual incrementa la resistencia serie.

2.1.3. Estructura de una celda solar de silicio amorfo

Las celdas solares son fabricados con diferentes estructuras, las cuales se clasifican en: celdas con estructura de simple unión que son dispositivos p-i-n y n-i-p así como las celdas de barrera Schottky, y diferentes tipos de celdas multiunión. Dentro de las celdas multiunión podemos encontrar las celdas tipo tándem y de triple unión. Una variedad de sustratos diferentes, tales como vidrio, láminas de metal y plástico han sido utilizadas en la fabricación de estas celdas. La principal limitación en el material del sustrato es que debe ser capaz de soportar temperaturas de al menos 150°C y no contaminar las películas de silicio durante la deposición.

En el siguiente cuadro se presentan algunas estructuras de celdas solares en las que la mayor eficiencia de conversión estable fue alcanzada con una estructura de triple unión con una eficiencia del 13%. Recientemente Sanyo reportó una eficiencia en sus celdas de 18.9% y en módulos una eficiencia de 16.4% obtenida con estructuras híbridas de a-Si/cristalino tipo HIT (Sanyo).

Tabla 2.1 Estructuras de una celda solar de Silicio amorfo (a-Si).

Estructura	Eficiencia (%) (inicial/estable)	Compañía
Steel/Ag/ZnO/n-i-p/n-i*-p/n-i*-p/ITO	15.2/13.0	USSC
Steel//Ag/ZnO/n-i-p/n-i*-p/ITO	14.4/12.4	USSC
Glass/SnO2/p-i-n/p-i-n/ZnO/A.g	12.5/9.0	Fuji Electric
Glass/ SnO2/p-i-n/ZnO/Ag	12.0/8.9	Sanyo
Glass/SnO2/p-i-n/p-i*-n/ZnO/Ag	11.6/10.0	BP Solarex

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de Poortmans and Arkhipov

2.1.3.1. Estructura de simple unión

La mayoría de los productos para aplicaciones de baja potencia que utilizan la tecnología fotovoltaica de a-Si:H son fabricados usando la estructura de simple unión en un sustrato de vidrio como se muestra en la figura 2-3 (Carlson and Catalano, 1989).

El principal inconveniente de la celda de unión simple de silicio amorfo hidrogenado es su típica degradación alrededor de 22-25% durante las primeras horas de exposición a la luz solar. Una celda solar de silicio amorfo de simple unión consiste de tres capas principales: una capa tipo p a-SiC:H, una capa intrínseca a-Si:H y una capa tipo n a-Si:H, lo cual forma una unión p-i-n. Esta estructura es la más simple de una celda solar de silicio amorfo. La capa tipo p es de un espesor de aproximadamente 10 nm de espesor y la tipo n de alrededor 20 nm de espesor.

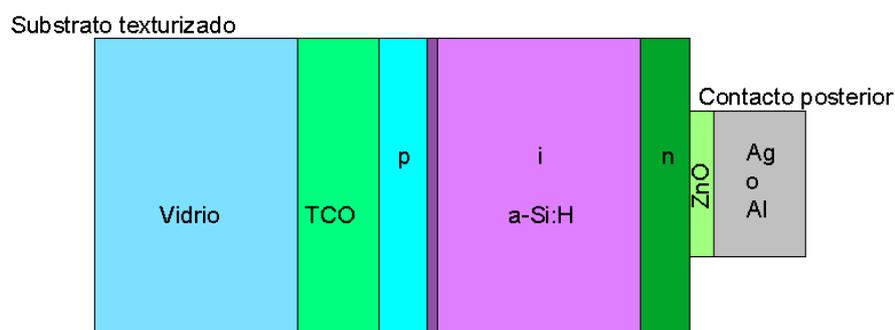


Figura No. 2- 3 Estructura de una celda solar de simple unión de a-Si
Fuente: Elaboración propia

2.1.3.2. Estructura tipo Tándem

Teóricamente, la eficiencia de conversión de una celda multiunión es alta con respecto a una celda de simple unión debido a que las tipo Tándem pueden captar un mayor rango del espectro solar y voltajes de salida altos. La ventaja de esta estructura (a-Si:H/a-Si) es su simple fabricación y bajo costo en comparación con las celdas tándem usando absorbedores con diferentes bangap. La desventaja es su baja eficiencia relativamente. Se han logrado eficiencias estables del 10.1% para celdas tándem a-Si:H/a-Si:H, tanto en configuraciones de sustrato y superestrato. La figura 2.4 representa una celda tipo Tándem la cual es la estructura más común para un módulo comercial. La unión frontal es similar a los dispositivos de simple

unión descritos anteriormente, con una capa i con una brecha óptica de aproximadamente 1.78eV. Sin embargo en el caso de las estructuras tipo Tándem, otra capa p es depositada después de la capa n de la unión frontal. Esta unión n/p es conocida como una unión tipo túnel, pero funciona actualmente como una unión de recombinación en la conexión eléctrica de dos uniones p-i-n de las estructuras tándem en serie. La segunda o unión posterior es formada por una aleación de silicio amorfo puro con germanio (a-SiGe:H) en la segunda capa p y con una segunda capa n a-Si:H. en la estructura Tándem de BP Solarex la capa i tiene una brecha óptica de un rango de aproximadamente 1.45eV a 1.70eV y contiene en promedio aproximadamente 40% de germanio. La capa i de la unión frontal y posterior son de un espesor de 15 nm.

En general los dispositivos Tándem tienen un tiempo de fabricación más grande que las de simple unión, pero tienen mejor estabilidad en su rendimiento. Las celdas o módulos tipo Tándem de BP Solarex presentan una típica degradación de entre el 13-17% después de incidirles luz (Archer M.D. & Hill).

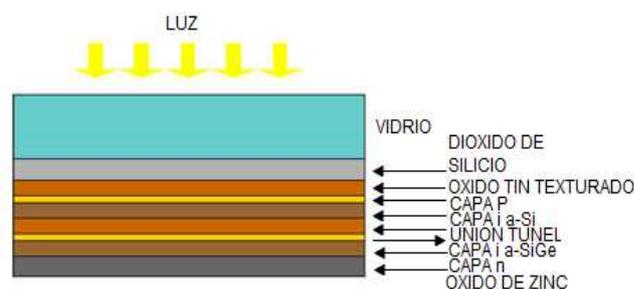


Figura No. 2- 4 Estructura de una celda solar tipo Tándem
Fuente: Elaboración propia, configuración tomada de Archer M.D. & Hill

En la tabla 2.2 se presentan algunas configuraciones típicas de las celdas tipo Tándem.

Tabla 2.2 Configuraciones de celdas de a-Si tipo Tándem

Capas absorbedoras	Area (cm ²)	Jsc (mA cm ⁻²)	Voc (V)	FF	η_{stab} (%)	η_{min} (%)	Institución
Configuración superestrato (p-i-n)							
a-Si	1.0	17.5	0.86	0.63	9.47	11.2	IMT-Neuchated [92]
a-Si/a-Si	1.0	~8.6	~1.73	~0.68	10.1		Fuji [124]
a-Si/a-SiGe	1.0	10.9	1.49	0.65	10.6	11.6	Sanyo [130]
Configuración sustrato (n-i-p)							
a-Si	0.25	14.36	0.96	0.67	9.3		USSC [14]
a-Si/a-Si	0.25	7.9	1.83	0.70	10.1		USSC
a-Si/a-SiGe	0.25	10.68	1.71	0.67	12.4		USSC
a-Si/a-SiGe/a-SiGe	0.25	8.27	2.29	0.68	13.0	14.6	USSC

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de Archer M.D, & Hill

2.1.3.3. Estructura de Triple Unión

El adicionar un tercer componente a la celda tándem incrementa la eficiencia de conversión. La eficiencia inicial de este tipo de celdas es de 15.2% y en condiciones reales se estabiliza en un 13.0%. La ventaja de dicha configuración es que favorece mejor la temperatura de depósito óptimo de una capa de una celda multiunión basada en silicio amorfo. Ver figura 2-5.

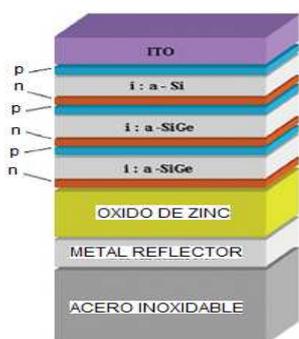


Figura No. 2- 5 Estructura de una celda de a-Si de Triple unión

Fuente: <http://abaco.ya.com/moegenio/basenuevo.html>

La mejor celda de triple unión es la fabricada con sustratos de lámina de acero puro cubierta con capas de plata texturizada y óxido de zinc, como se muestra en la Fig. 2-5. Para la capa n se utiliza fósforo contaminado con a-Si:H con un espesor de aproximadamente 20 nm el cual es depositado en el óxido de zinc, y la capa i a-SiGe:H con una concentración de germanio es depositada en la capa n. La estructura de triple unión contiene dos uniones tipo túnel cada una consiste de alrededor de 10 nm de boro contaminado con Si:H microcristalino y 10 nm de fósforo contaminado con a-Si:H.

2.1.4. Método de preparación

Las propiedades electrónicas de un semiconductor dependen del método de preparación. Los métodos usados para depositar películas de a-Si:H pueden ser divididos en dos grupos. El primer grupo incluye métodos que forman un silicio amorfo desde una fase de gas por descomposición de silicio comportado como gas, y son conocidos como métodos de depósito de vapor químico (CVD). El segundo grupo representa los métodos físicos de depósito en el cual los átomos de silicio por crecimiento de a-Si:H que son obtenidos por sputtering. A continuación se mencionan algunos de los métodos utilizados para el depósito de películas de silicio amorfo.

- Sputtering es la técnica de deposición mediante pulverización catódica en alto vacío
- Depósito de vapor químico asistido por plasma (PECVD)
- Depósito de vapor químico mejorando el plasma directamente (PECVD)
- Depósito de vapor químico mejorando el plasma por remoto (ETPCVD)

➤ Deposito de vapor químico calentando alambres (HWCVD)

El método de PECVD es el más comúnmente usado, en el laboratorio y a escala industrial. El de la técnica de PECVD es relativamente un radio de depósito bajo $1-2 \text{ A}^\circ \text{s}^{-1}$. Cuando se escala la tecnología de celdas de silicio amorfo a una producción en masa, el radio de depósito del a-Si:H se tiene un importante resultado y un radio de depósito de $10-20 \text{ A}^\circ \text{s}^{-1}$ es requerido.

2.1.5. Especificaciones técnicas comerciales

Dentro de las compañías que fabrican módulos solares de silicio amorfo se encuentran; SHARP, KANEKA, TRONY, ERSOL entre otras. A continuación se presenta una tabla con las características de algunos módulos comerciales.

Tabla 2.3 Datos eléctricos y generales de diferentes módulos solares de silicio amorfo caracterizados bajo condiciones estándares de operación STC (1000 W/m², AM 1.5, 25 °C temperatura de la celda).

Parámetros eléctricos	MODELOS				
	<i>NA-V128H5</i>	<i>a-Si plus</i>	<i>GEA060</i>	<i>PVL-144</i>	
Maxima potencia (P_{\max})	128 W	90 W	60 W	144 W	
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	238 V	141 V	92 V	46.2 V	
Corriente de corto circuito (I_{sc})	0.846 A	1.13 A	1.19 A	5.3 A	
Voltaje de potencia máxima ($V_{p\max}$)	196 V	99 V	67 V	33 V	
Corriente de potencia máxima ($I_{p\max}$)	0.688 A	0.90 A	0.90 A	4.36 A	
Eficiencia (η)	9.0%		6.3%		
Coefficiente de temperatura (β) V_{oc}	-0.3%/°C	-0.28%/K	-0.305%/°C	-0.38%/°C	
Coefficiente de temperatura (α) I_{sc}	+0.07%/°C	+0.04%/K	0.0752%/°C	0.10%/°C	
Coefficiente de temperatura (γ) potencia	-0.25%/°C	-0.21%/K	-0.23%/°C	-0.21%/°C	
Estructura	Tándem a-Si/ μ -Si	a-Si unión	simple	Simple unión	a-Si triple unión
Datos generales					
Compañía	SHARP	BOSCH	KANEKA	United Solar Ovonic (UNISOLAR)	
Certificaciones	IEC 61646	IEC 61646 e IEC 61730	IEC 61646	IEC 61646, IEC 61730 y UL 1703	

Fuente: elaboración propia, datos tomados de <http://www.photon.info>

2.2. Módulos solares con la tecnología CdTe

El desarrollo de celdas solares de película delgada basadas en Telurio de cadmio ha recorrido un largo camino desde la introducción de la celda desarrollada por Bonnet y Rabenhorst con una eficiencia del 6% en 1972 la cual tenía una estructura CdS/CdTe a las presentes eficiencias del 16.5% obtenidas por investigadores de National Renewable Energy Laboratory (NREL) en el 2002. Actualmente, hay varios fabricantes que producen comercialmente módulos fotovoltaicos basados en CdTe: Antec Solar en Alemania, First Solar en US, BP Solar en US y QCells entre otros (Arkhipov, 2006).

En los pasados 40 años se han realizado grandes esfuerzos para diseñar y generar buenas uniones en películas delgadas de CdTe para la extracción y colección de portadores de carga fotogenerados. En el caso de las homouniones de CdTe en película delgada, ha habido un éxito muy limitado debido a que el CdTe absorbe fuertemente la luz, posee una brecha directa junto con una alta tasa de recombinación superficial, lo cual limita severamente el tiempo de vida de los portadores minoritarios y resulta en una baja eficiencia cuántica. Además es difícil manufacturar una homounión p-n CdTe en forma de película delgada debido a que la interdifusión de las especies dopantes a través de las fronteras de grano degradan y distorsionan la unión. El CdTe generalmente presenta una conductividad tipo p y es difícil manufacturar el CdTe tipo n. La heterounión es por lo tanto la configuración más adecuada y prometedora. La primera heterounión fue n-CdTe/p-Cu₂Te. Aunque se lograron eficiencias del 7% se presentaron problemas de estabilidad debido a la difusión del cobre en la unión y este hecho detuvo el desarrollo de dicha estructura como celda solar. Un material para la heterounión con una brecha de energía mayor

que la del CdTe permitiría a la luz entrar al CdTe más fácilmente por el llamado “efecto ventana”. En 1970 se identificó una heterounión con CdTe y CdS como material tipo n y hasta la actualidad ésta unión ha tenido mucho éxito.

2.2.1. Características ópticas y eléctricas del CdTe

Las propiedades del material, quedan sólo después de la finalización de toda la celda. Es difícil de medir las propiedades del material de CdTe en una célula completa, porque la presencia de las otras capas influye en la caracterización estándar de mediciones, o que se vuelva imposible.

2.2.1.1. *Propiedades ópticas.*

El CdTe tiene una brecha de energía de 1.45 eV (Archer M.D. & Hill) característica que lo adecua como un buen semiconductor para aplicaciones fotovoltaicas. Su brecha de energía es de carácter directo, por lo cual posee un coeficiente de absorción (α) mayor de 10^5 cm^{-1} para la región visible del espectro electromagnético. De manera que para absorber más del 90% de la radiación solar de fotones con una energía mayor a 1.45 eV se necesitan unas pocas micras de este material. En la tabla 2.4 se presentan algunas propiedades de los materiales de CdTe y CdS

En una estructura fotovoltaica con Telurio de Cadmio como material absorbedor se han reportado 27 mA/cm^2 con un voltaje de circuito abierto de 880 mV a 1.5 A.M con eficiencias del 18.5%. (Archer M.D. & Hill).

Tabla 2.4 Propiedades eléctricas del CdTe y CdS

Propiedad	Símbolo	Unidad	Valor del CdTe	Valor del CdS
Punto de fusión	T _m	°C	1092	1750 (a 100 atm)
Punto de sublimación	T _s	°C		980
Densidad		gcm ⁻³	5.85	4.82
Masa molecular	M	gmol ⁻¹	240.01	144.47
Enrejado de cristal			Fcc (zincblende)	Hexagonal
	a	Å	6.480	4.136
	c	Å		6.713
Bandgap (300K)	E _g	eV	1.45	2.42
Afinidad electrónica	X	eV	4.28-4.5	4.5
Masa efectiva del electrón	m _e		0.09-0.11 0.14	0.165-0.25 0.15 0.35
Masa efectiva del hueco	m _h		0.4-0.63 0.37	0.7 2.45-2.53 0.8 0.07
Densidad efectiva de estados	N _c N _v	cm ⁻³ cm ⁻³	7.9 10 ¹⁷ 1.3 10 ¹⁹	2.24 10 ¹⁸ 1.8 10 ¹⁹
Movilidad del electrón	μ _n	cm ² Vs ⁻¹	1000-1200	400
Movilidad del hueco	μ _p	Cm ² Vs ⁻¹	50-80	50
Constante estática dieléctrica	ε _s		10.2-10.5 10.36	10.21 E c, 8.99 E c
Constante óptica dieléctrica	ε _α		7.1-7.3 7.18	5.38 E c, 5.31 E c
Índice de refracción	n		3.106 (550 nm) 2.996 (850 nm)	2.57 (550 nm) 2.38 (850 nm)

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de Arkhipov, 2006

2.2.2 Mecanismos de degradación

Los mecanismos de degradación en un módulo basado en la tecnología de Telurio de Cadmio pueden deberse a problemas de corrosión que provoquen un aumento en la resistencia serie R_s este incremento está fuertemente correlacionada con la

disminución/aumento de nivel de dopaje dentro de la capa de CdTe (Morgan), una mala adhesión del contacto frontal y posterior del sustrato entre otras.

Una oxidación de contacto sobre todo aumenta la resistencia en serie, mientras que la degradación de interconexión puede afectar la resistencia series y paralelo negativamente.

La corrosión puede ser electroquímica, es decir cuando un voltaje entre un ánodo y un cátodo (por ejemplo celdas / contacto materiales y un marco metálico módulo) conduce a cambios en la corriente de fuga y químicas en el material de la celda/contacto. Otros mecanismos de corrosión incluyen la corrosión galvánica entre dos materiales diferentes y oxidativo debido a la penetración del agua.

Un mecanismo de corrosión electroquímica que recientemente ha sido identificado es la delaminación del SnO₂ que es el contacto conductor transparente en sustratos de vidrio. Este mecanismo es causado por un campo eléctrico entre el módulo y el marco, que acciona iones de sodio desde el cristal a la interfaz entre el SnO₂ y el sustrato de vidrio. La presencia de vapor de agua también disminuye la resistencia para la corriente de fuga, que acelera aún más la degradación (Carlsson, 2006).

Se ha observado que la degradación se produce sólo cuando el TCO está sesgado negativamente con respecto al marco metálico y que los módulos sin marcos no muestran este mecanismo de degradación. Los enfoques hacia la solución de estos problemas se centran en el uso de diferentes sustratos de vidrio o diferentes contactos frontales TCO, tales como ZnO que parece ser más duraderos a este respecto. En la tabla 2.5 se presentan los mecanismos de degradación a nivel de celda y módulo así como los factores de estrés que pueden causar degradación.

Tabla 2.5 Mecanismos de degradación de película delgada y los factores de estrés que pueden causarlos.

Celda	Alta temperatura	Ciclo térmico	U V	H ₂ O	Alto voltaje	Impurezas
Transporte de especies y creación de defectos → Incremento en R _s , → disminución de R _p	*		*	*	*	*
Formación de contacto posterior (CdTe) → Incremento en R _s	*			*		
Corrosión en contacto de las capas → Incremento en R _s	*			*		*
Módulo						
Corrosión y electromigración en interconexiones	*			*	*	*
Corto circuito entre contactos en la región de interconexión → Incremento en R _p	*			*		*
No adhesión del contacto frontal y posterior desde el sustrato → Incremento en R _s	*	*		*	*	*
Difusión de agua a través del encapsulante	*			*		
Degradación fototérmica en el polímero del encapsulante. → Pérdida de transparencia	*		*			

Fuente: Elaboración propia, con datos de Thomas Carlsson, 2006.

2.2.3. Estructura

La celda solar basada en CdTe dependiendo de las características que se requieran y del fabricante puede tener estructuras con configuración de sustrato y superestrato. La configuración de superestrato puede ser mantenida cuando una lámina de plástico transparente es usada; sin embargo, el material plástico es expuesto a altas temperaturas de procedimiento del CdTe. En la configuración de

substrato se usa una lámina de metal. Los problemas con el superstrato de plástico fueron resueltos por el grupo de ETH-Zürich usando películas delgadas de polímero de 10 μm de espesor, combinada con una técnica de despegue para un reciclaje del substrato de vidrio; obteniéndose una eficiencia del 11.4%. En la figura 2-6 se presenta la estructura con configuración substrato y superestrato para una celda de CdTe.

El óxido transparente (TCO) se utiliza para el contacto frontal. Se puede tener una capa opcional de amortiguamiento consistente de alta resistencia TCO (TRH). A raíz de la capa de TCO (s), el óxido de cadmio (CdS) se deposita como la capa tipo n. Luego viene la capa tipo p que es una capa absorbente de CdTe. Por último, se coloca un contacto en la parte de atrás.

El desarrollo de esta tecnología a dado paso a la búsqueda de materiales que puedan ser utilizados con el CdTe y dar mayores eficiencias. Existen celdas solares CdTe/CdO, CdTe/CdS, CdTe/ZnO entre otras.

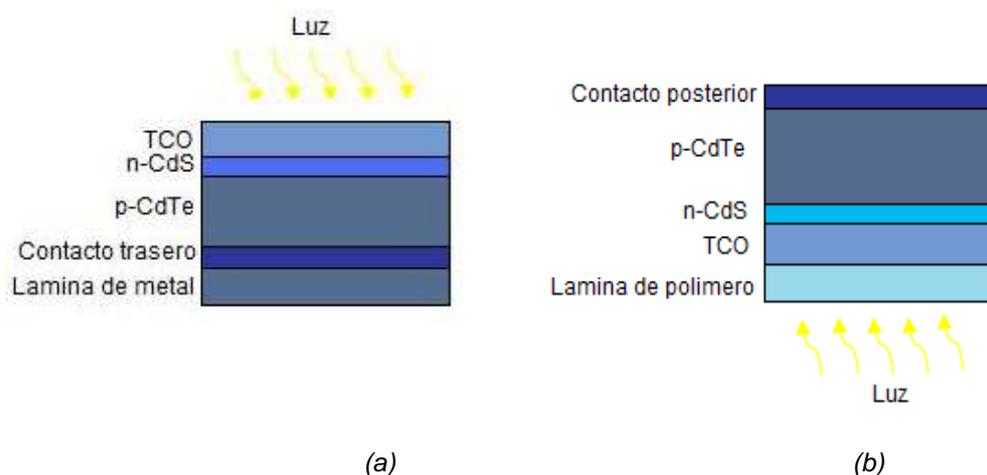


Figura No. 2- 6 Configuración de una celda solar CdTe (a) tipo substrato y (b) tipo superestrato
Fuente: Elaboración propia.

2.2.4. Técnicas de preparación

Para la fabricación de celdas de CdTe/CdS dos de las principales compañías (ANTEC y First Solar) utilizan la técnica de sublimación para el depósito del CdTe como absorbedor. Antec usa sublimación en espacio cerrado (CSS) para el depósito de CdS con espesores alrededor de 0.1-0.2 μm y 5-10 μm de CdTe secuencialmente. A parte de esta técnica existen otras que se llevan a cabo en vacío y no vacío, a continuación se mencionan dichas técnicas.

Técnica de depósito en vacío

- Evaporación y apilado de capas elementales
- Deposito de capa atómica (ALD)
- Deposito de vapor químico de metal organico (MOCVD)
- Sputtering

Técnicas de depósito en No vacío

- Electrodeposición
- Deposito por baño químico (CBD) de CdS
- Solución spray
- Serigrafía

Los métodos de crecimiento que pueden ser empleados para la preparación de heteroestructuras de CdO/CdTe son:

- Evaporación reactiva y co-sputtering para CdO
- Evaporación electrón beam y sublimación de estado solido para CdTe

Los parámetros variados para la preparación de la celda para obtener una alta eficiencia son:

- Espesor de la película de CdTe:Sb

- Temperatura del tratamiento térmico para la activación de la heteroestructura, antes y después del proceso de cruce en solución CdCl₂
- Optimización del contacto de Cu-Au para mejorar el espesor de la película de Cu. Se emplearon recubrimientos no antirreflexivo.

2.2.5. Especificaciones técnicas comerciales

Tabla 2.5 Datos eléctricos y generales de diferentes módulos solares de silicio amorfo caracterizados bajo condiciones estándares de operación STC (1000 W/m², AM 1.5, 25 °C temperatura de la celda).

Parámetros eléctricos	MODELOS			
	<i>FS-272</i>	<i>CX57</i>	<i>ATF50</i>	<i>APOLLO 990</i>
Maxima potencia (P_{max})	72.5 W	57.5 W	50 W	90 W
Voltaje de circuito abierto (V_{oc})	90 V	88.2 V	85	46.4 V
Corriente de corto circuito (I_{sc})	1.19 A	1.07 A	1.11 A	3.03 A
Voltaje de potencia máxima (V_{pmax})	67.90 V	64.3 V	56 V	34.8 V
Corriente de potencia máxima (I_{pmax})	1.07 A	0.90 A	0.89 A	2.59 A
Eficiencia (η)	10.07%		14%	10%
Coefficiente de temperatura (β) V_{oc}	-0.25%/K	-0.24%/K	-0.25%/°C	-(150±20mV)/°C
Coefficiente de temperatura (α) I_{sc}	0.04%/K	0.02%/K		(0.033±0.005)%/°C
Coefficiente de temperatura (γ) potencia	-0.25%/K	-0.25%/K	-0.18%/°C	-(0.36±0.05)%/°C
Estructura	116/CdS/CdTe	CdTe/CdS	CdTe/CdS	CdTe/CdS
Datos generales				
Compañía	FIRST SOLAR	Q-CELLS	ANTEC SOLAR	BP SOLAR
Certificaciones	IEC 61646	IEC 61646 IEC 61730		PVUSA ISO 9001

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de hoja de especificaciones de módulos.

Capítulo 3 Desarrollo y experimentación

Dentro de la energía solar los sistemas fotovoltaicos son una opción para generar energía limpia y confiable; estos se pueden emplear para iluminación, comunicación, bombeo entre otras aplicaciones. Para tener un SFV eficiente y de calidad se deben tomar varias consideraciones entre ellas elegir los módulos solares con mayor eficiencia y que mejor se adapten a la aplicación. Por lo que en este trabajo se estudian dos sistemas de bombeo fotovoltaico los cuales fueron instalados en el 2005 por el programa “Energías Renovables para la Agricultura” que estuvo a cargo de FIRCO-SAGARPA. Estos sistemas, utilizados para la agricultura, se encuentran instalados en el Estado de Morelos y cuentan con la tecnología fotovoltaica de Silicio amorfo y Telurio de Cadmio.

El Estado de Morelos cuenta con un clima tropical, sobre todo en las zonas bajas. La mayor parte del año la temperatura es alta, en especial donde se encuentran instalados dichos proyectos. Se considera que las condiciones reales de operación (altas temperaturas) pueden ocasionar la degradación y falla de los módulos fotovoltaicos. Morelos cuenta con temperaturas promedios de 26-35°C en las épocas de calor (marzo-septiembre) y precipitación pluvial en verano de 780-796 mm/año según lo reportado por el SMN.

3.1. Descripción de los sistemas

Los sistemas de bombeo FV que son caso de estudio se encuentran instalados en la localidad de Huitchila en el municipio de Teplacingo, Morelos. Los sistemas emplean la tecnología de CdTe y Silicio amorfo. En la tabla 3.1 se muestran las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones estándares de prueba (STC: AM1.5, 1000 W/m², T_c=25°C).

Tabla 3.1 Parámetros eléctricos de los módulos GTF55 y FS 50.

Parámetros	Símbolo	GTF 55	FS 50
Potencia máxima	P_M	55 W	50 W
Voltaje circuito abierto	V_{oc}	89 V	200 V
Voltaje de máxima potencia	V_M	61 V	152 V
Corriente de corto circuito	I_{cc}	1.1 A	0.42 A
Corriente de potencia máxima	I_M	0.90 A	0.329 A
Coeficiente de Temperatura en la potencia	$T_K(P_M)$	-0.25%/°C	
Coeficiente de Temperatura en V_{oc}	$T_K(V_{oc})$	-0.29 %/°C	-0.46 V/°C
Coeficiente de Temperatura en I_{cc}	$T_K(I_{cc})$	0.04%/°C	0.4 mA/°C
Tecnología		CdTe	a-Si
Compañía		First Solar	Grundfos

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de www.photon.info

Para fines prácticos al sistema de bombeo que utiliza la tecnología de silicio amorfo le denominaremos proyecto la Estación y al sistema de Telurio de cádmio el Amate. En el sistema la Estación se utilizan 5 módulos solares de 50 watt cada uno los cuales están configurados 1 módulo en serie y 5 en paralelo (1S x 5P) esto da una potencia instalada de 250 watt a 200 V. Este sistema cuenta con una caja de conexión IO 100 de la marca Grundfos. Para el sistema denominado el Amate se tiene una configuración de 2 módulos en serie y 3 en paralelo (2S x 3P), cada módulo es de 55 watt por lo cual tenemos una potencia instalada de 330 watt a 120 V y cuenta con una caja de control y conexión CU 200 de la compañía Grundfos, en la Figura 3-1 se presenta un esquema del SBFV del proyecto el Amate.

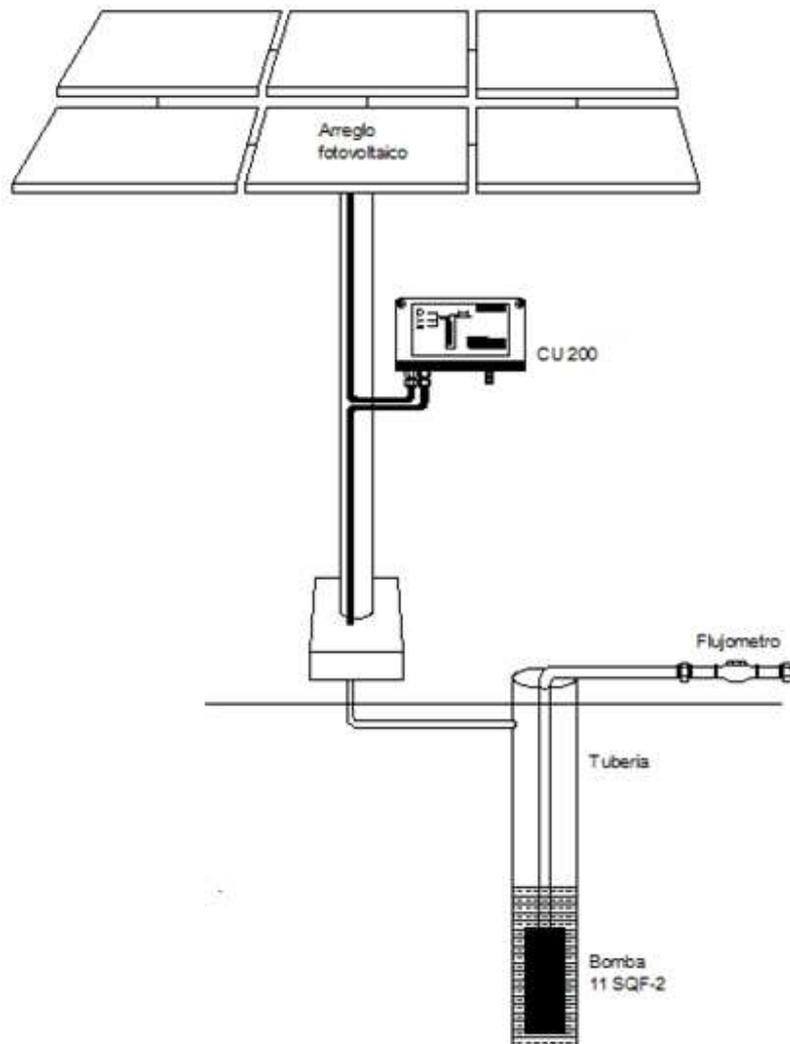


Figura No. 3- 1 Estructura básica de un Sistema de Bombeo Fotovoltaico
 Fuente: Elaboración propia utilizando el software AutoCad

Ambos sistemas utilizan la bomba Grundfos 11 SQF-2 que cuentan con un seguidor de punto de máxima potencia, el cual tiene como finalidad optimizar el punto de trabajo de la bomba de acuerdo a la potencia de entrada disponible. Para este tipo de bombas el voltaje establecido es de $120 V_{CD} (\pm 15\%)$ cuando la fuente de alimentación es solar.

En la tabla 3.2 se presentan los requerimientos y características consideradas para el diseño de los sistemas de bombeo fotovoltaico.

Tabla 3.2 Características geográficas, ambientales e hidráulicas de los Sistemas de Bombeo Fotovoltaico.

Características de diseño	La Estación	El Amate
Geográficas y ambientales		
Latitud Norte	18°38'	18°31'52''
Longitud Oeste	98°55'	98°56'14''
Insolación	5.5 h-pico/día	5.5 h-pico/día
Temperatura Prom/día	22.10°C	27°C
Hidráulicas		
Fuente de agua	Pozo	Noria
Demanda de agua	12.00 m ³ /día	13.00 m ³ /día
Capacidad de almacenamiento	15.00 m ³	
Distancia del Pozo-tanque	65.00 m	50.00 m
Profundidad del pozo	04.00 m	07.00 m
Nivel estático	00.60 m	05.00 m
Nivel dinámico	03.80 m	06.50 m
Carga dinámica total	15.13 m	12.20 m

Fuente: Elaboración propia, datos proporcionados por FIRCO

Para llevar a cabo el objetivo de esta tesis se identificaron las variables eléctricas y meteorológicas que se necesitan conocer para llevar un estudio energético de un sistema fotovoltaico. La Norma IEC 61724:2000 denominada “Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio y análisis de datos” recomienda medir las variables de irradiancia en el plano del arreglo fotovoltaico, temperatura, voltaje, corriente, potencia de salida, velocidad de viento, entre otras (AENOR, 2004). Siguiendo las recomendaciones de la Norma, las variables que se monitorean en estos sistemas se definen a continuación.

3.2. Identificación de variables y descripción de equipo

La selección de sensores se realizó considerando los siguientes pasos.

- ¿Que se desea medir corriente alterna, corriente directa o las dos?.
- ¿La salida requerida es en mV o mA?

- ¿Cuál es la escala requerida?

3.2.1. Temperatura

Como se mencionó anteriormente la temperatura juega un papel importante en los sistemas fotovoltaicos, debido a que los módulos pierden voltaje cuando su temperatura de placa aumenta de los 25°C, por lo cual su eficiencia disminuye. Sin embargo cuando la temperatura disminuye de los 25°C el voltaje aumenta lo cual podría sobrepasar el voltaje de diseño y dañar el equipo. Debido a esto cuando se realiza el diseño de un sistema fotovoltaico se debe considerar la temperatura ambiente del sitio de instalación y considerar la temperatura de placa que puede alcanzar los módulos. La aproximación de la temperatura de placa se puede calcular por medio de la ecuación 1.12 mencionada en el Capítulo 1.

El monitoreo de esta variable nos proporciona la temperatura a la cual están expuestos nuestros sistemas y con ello poder estimar la disminución de voltaje en los módulos debido a los ciclos térmicos a los que trabajan durante todo el año. La temperatura se puede medir con la ayuda sensores de temperatura como pueden ser termopares, termistores, termostatos, LM35 (sensor de temperatura de circuito integrado) entre otros.

Para medir la temperatura de placa de los módulos en este caso de estudio se utiliza un termopar plano tipo T. Un termopar es un transductor formado por la unión de dos metales distintos o aleaciones de metales diferentes que produce un voltaje (efecto Seebeck). Es decir la diferencia de potencial producida es función de la diferencia de temperatura entre uno de los extremos denominados “punto caliente” y el otro denominado “punto frío”. Los termopares tipo T están fabricados de cobre-constantan

(Cu-CuNi) son resistentes a atmósferas húmedas, reductoras y tiene un sensibilidad de cerca de $43 \mu\text{V}/^\circ\text{C}$. Se selecciono un termopar plano para tener una mejor adherencia y contacto con el módulo, en la Figura 3-2 se presenta el termopar utilizado y la curva característica de los termopares

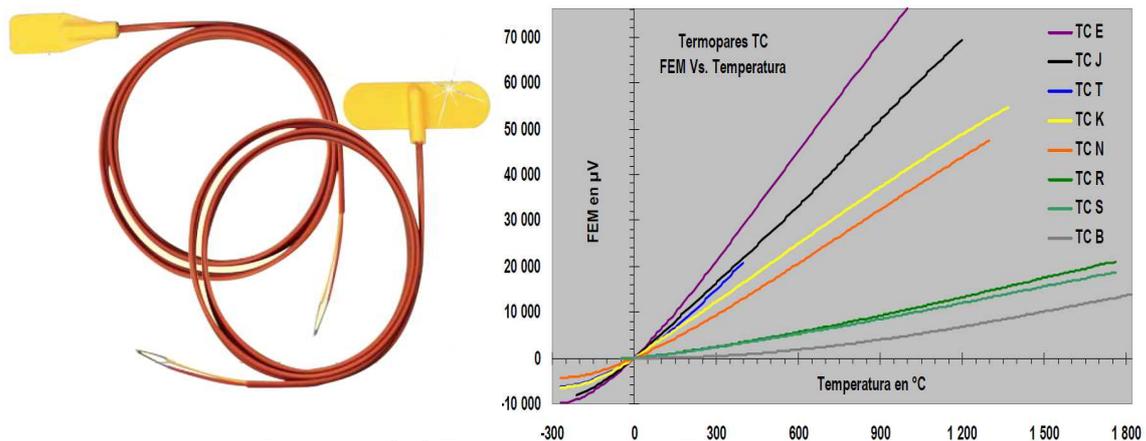


Figura No. 3- 2 Termopar plano tipo T y curva característica.

Fuente: <http://www.omega.com/manuals> y

<http://www.metas.com.mx/guiametas/La-Guia-MetAs-02-07-TC.pdf>

3.2.2. Irradiancia

Al integrar la radiación solar de un día se puede conocer las horas solares picos con las que cuenta un determinado sitio. Y con esto realizar un diseño de la cantidad de tecnología fotovoltaica para abastecer cierta carga. La irradiancia se usa para el análisis de comportamiento del SFV, se debe medir en el plano del arreglo fotovoltaico con una precisión no mayor al 5%. Los dispositivos utilizados para medir la irradiancia deben ser dispositivos de referencia calibrados (celdas, módulos, Licor) o piranómetro.

El sensor con el que se mide la radiación solar es un piranómetro LI-COR modelo LI-200S (Figura 3-3) el cual está basado en celdas solares. Es un dispositivo electrónico que responde al cambio en la intensidad de la luz. Estos sensores incluyen un

transductor fotoeléctrico para convertir la luz en una señal eléctrica. El Sensor fotoeléctrico LI-COR tiene una sensibilidad aproximadamente $80 \mu\text{A}$ a $1000\text{W}/\text{m}^2$, con una linealidad máxima desviación de 1% arriba de $3000 \text{W}/\text{m}^2$, tiempo de respuesta de $10 \mu\text{s}$ y una dependencia a la temperatura de $\pm 0.15\%$ por cada grado Celsius. En la figura 3-4 se presenta la longitud de onda del espectro solar en la que trabaja este tipo de sensores.



Figura No. 3- 3 Sensor fotoeléctrico Li-cor.
Fuente: <http://www.licor.com>

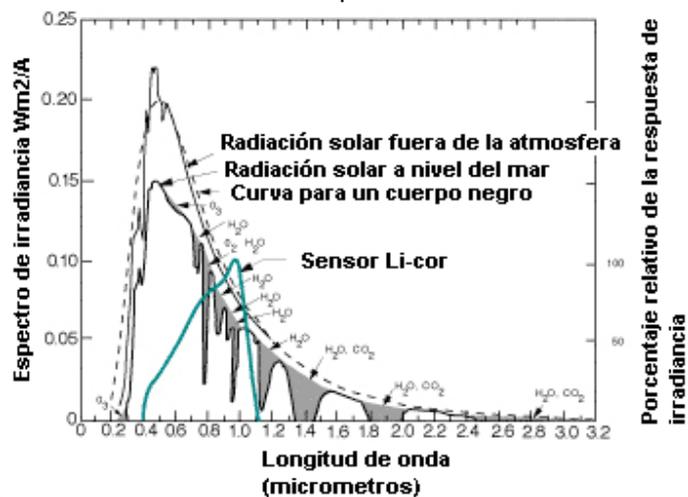


Figura No. 3- 4 Respuesta espectral del sensor fotoelectrico Li-cor
Fuente: <http://www.licor.com>

3.2.3. Voltaje

El voltaje de un sistema fotovoltaico puede ser en corriente directa o en corriente alterna, dependiendo si se mide antes o después del sistema de acondicionamiento

(inversor) que transforma la corriente directa en corriente alterna. El interés de monitorear el voltaje es conocer el comportamiento que tiene con respecto a la temperatura y el efecto que produce en el sistema fotovoltaico.

Para medir el voltaje se seleccionó el transductor de voltaje modelo VT7-007 de la compañía ohiosemitronics, en la figura 3-5 se muestra el sensor y su diagrama de conexión. El transductor VT7 (cc) produce una salida que es directamente proporcional a la entrada de corriente continua a 10 KHz. Es decir que en la entrada toma un valor de corriente y en la salida entrega un valor en voltaje.

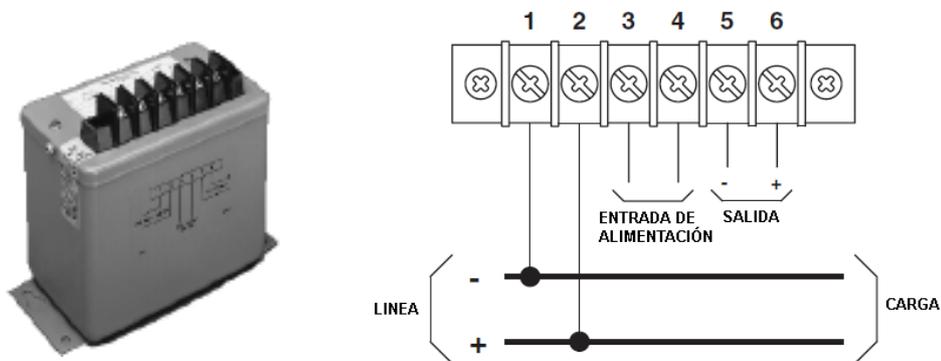


Figura No. 3- 5 Transductor de voltaje VT7-007 y diagrama de conexión
Fuente: <https://www.ohiosemitronics.com>

3.2.4. Sensor de corriente

La corriente es una variable eléctrica que se debe medir para conocer cuanta potencia está generando el sistema. La corriente de un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiancia e incrementa muy poco con respecto al aumento de la temperatura.

Los sensores empleados para medir la corriente eléctrica de un circuito los podemos clasificar en inductivos, magnéticos, resistivos y bobina Rogowsky. Los transformadores de corriente son sensores inductivos, el cable que se desea medir

pasa por medio de un núcleo magnético que tiene un bobinado secundario que proporciona un voltaje proporcional a la corriente que circula por el cable, además ofrecen un aislamiento galvánico.

La resistencia Shunt es un sensor de corriente resistivo, provoca una caída de voltaje proporcional a la corriente que circula por la resistencia, no proporciona un aislamiento galvánico pero si una medición precisa y directa. Para realizar la instalación y medición se debe abrir el circuito. Los sensores de efecto Hall miden el campo magnético de un núcleo, generado por la corriente que circula por el cable a medir.

Para medir la corriente del sistema se utiliza un sensor de efecto Hall modelo H970 de la compañía Hawkeye, en la figura 3-6 se muestra su diagrama de conexión. Se eligió este tipo de sensor debido a que se pueden instalar en el sistema sin necesidad de abrir el circuito debido a que tipo dona, ofrecen una salida en corriente y voltaje el cual se puede guardar en la memoria EEPROM de nuestro sistema de adquisición de datos.

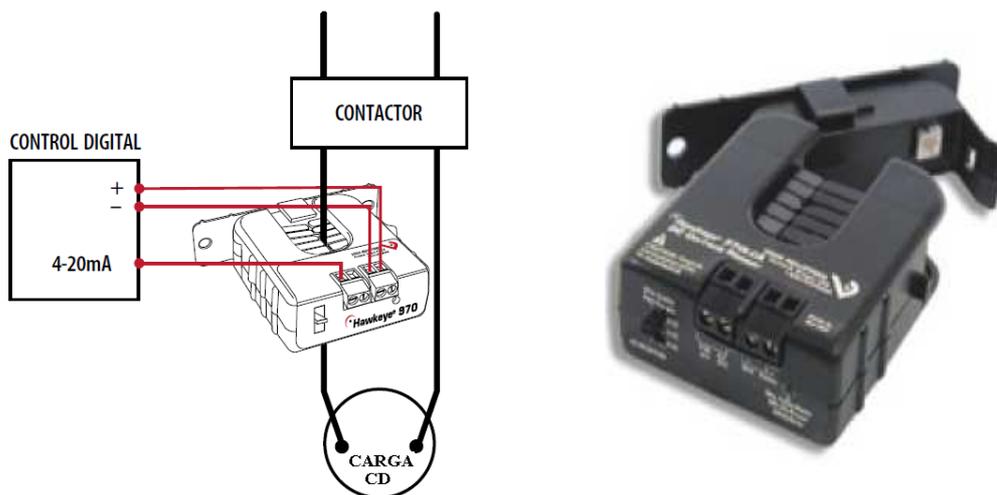


Figura No. 3- 6 Sensor de Efecto Hall H970
Fuente: <http://www.alphaomega-electronics.com>

3.2.5. Sensor de flujo de agua.

En los sistemas de bombeo de la energía producida se almacena en forma de agua y para los proyectos agrícolas es de vital importancia proporcionar la cantidad de agua requerida. Para conocer si los sistemas están trabajando eficazmente y entregando la cantidad de agua solicitada por el agricultor, se instaló un sensor de flujo de agua modelo FTB-1317 de la compañía Omega, en la figura 3-7 se muestra una imagen y diagrama de conexión del sensor. Dicho sensor entrega una salida en corriente del orden de mA.

Cuando circula el fluido a través del medidor el rotor gira a una velocidad proporcional a la velocidad del flujo, y las palas del rotor corta a través del campo magnético de la pastilla, se genera un pulso electrónico. El tren de impulsos se utiliza para representar el flujo real o la cantidad total de fluido que pasa a través del medidor de flujo.

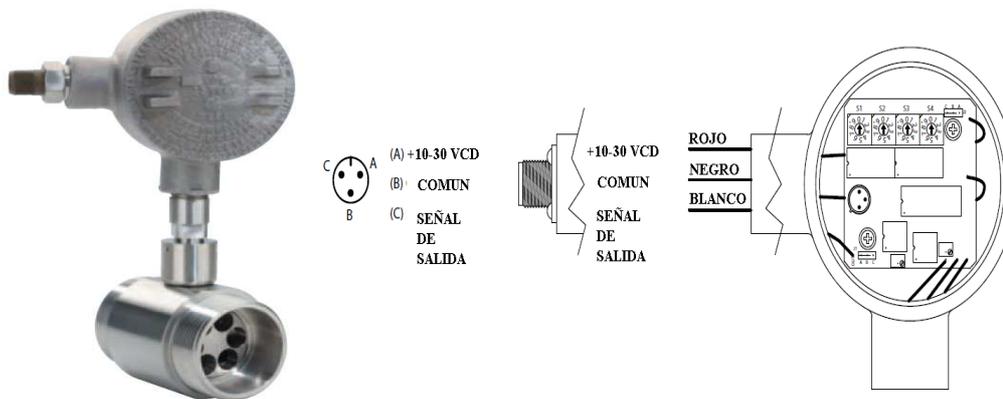


Figura No. 3- 7 Sensor de flujo FTB-1317
Fuente: <http://www.omega.com/manuals>

En la tabla 3-3 se presentan la cantidad de sensores empleados para el monitoreo de las diferentes variables y sus características.

Tabla 3.3 Características eléctricas de los sensores de temperatura, voltaje, corriente, flujo de agua.

SENSOR	MODELO	CANTIDAD	Temperatura Que soporta	Señal de entrada	Señal de salida	Precisión	*Incertidumbre en la medición	Tiempo de respuesta
Temperatura	SA2F-T-120	6	-50 a 200 °C	-50 a 200 °C	-5 a 10mV _{CD}		±1°C	
Voltaje	VT7-007x5	1	-10 a 60 °C	0-300 V _{CD}	-5 a 5 V _{CD}	±5%	±5mV	50 μs
Corriente	H970LC	1	-15 a 60°C	0-80 A	0 a 5 V _{CD}	±3%	±3mA	2s
Flujo de agua	FTB 1317	1	-40 a 85°C	19-200LPM	4 a 20 mA	±0.01 %	±5mV	1/F + 25s

Fuente: Elaboración propia, datos tomados de hojas de especificaciones.

*Datos tomados del manual del datalogger CR10X

3.2.6. Sistema de adquisición de datos.

Los Sistemas de Adquisición de Datos son una herramienta muy útil, ya que con ellos se pueden tomar muestras de diversas variables físicas en tiempo real para generar datos que posteriormente puedan ser manipulados. En la figura 3-8 se presenta un esquema a bloques de un Sistema de Adquisición de Datos (SAD).

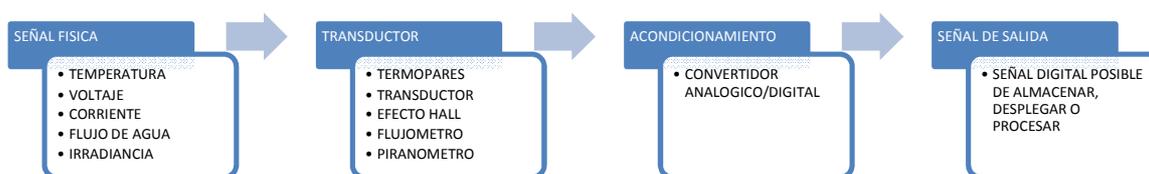


Figura No. 3- 8 Diagrama esquemático de un Sistema de Adquisición de Datos

Fuente: Elaboración propia.

El sistema de adquisición de datos empleado en este trabajo fue el Datalogger CR10X de la compañía Campbell Scientific. Este sistema cuenta con salidas analógicas, entradas de pulso, salidas de interruptores de excitación, puertos

digitales, tierra analógica, batería de alimentación de 12V, fuente de voltaje con salidas de 5V o 12V, un puerto serial con el cual se lleva a cabo la comunicación entre el Datalogger y la computadora. En la figura 3-9 se muestra el panel del CR10X.

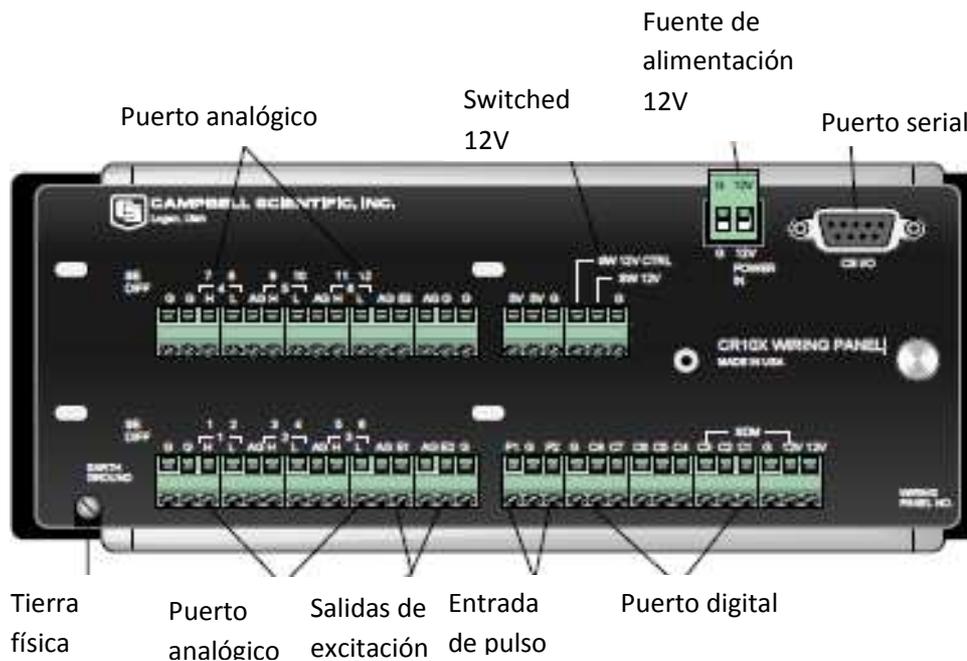


Figura No. 3-9 Diagrama del panel del sistema de adquisición de datos CR10X
Fuente: Manual de operación Campbell Scientific CR10X

El CR10X cuenta con una memoria interna EEPROM y una memoria de acceso SRAM de 128K. La configuración de este datalogger se lleva a cabo con el Software PC208W.

3.3. Calibración de sensores.

El sensor fotoeléctrico Li-cor fue calibrado con respecto a un piranómetro Kipp & Zonnen ya que este sensor cuenta con una mayor precisión en su respuesta y el sensor utilizado llevaba varios años sin ser calibrado y los fabricantes recomiendan una re calibración de los sensores cada 2 años. La figura 3-10 muestra la curva de

calibración de obtenida, ambos sensores entregan un valor de voltaje que es proporcional a un valor de irradiancia. La constante de sensibilidad del piranómetro utilizado como referencia es 4.64 mV que corresponden a 1000 w/m².

La figura 3-10 muestra el comportamiento de los sensores para tres días de monitoreo en donde la calibración de sensores se realizó colocando el piranómetro de referencia y el Li-cor en el mismo plano. En la figura 3-11 se presenta la gráfica de la irradiancia medida con el piranómetro de referencia contra el voltaje de salida del sensor Li-cor (G vs V). A dicha gráfica se le realizó una regresión lineal para obtener la curva de calibración del Licor, dicha regresión arrojó la siguiente ecuación:

$$G = (120.20V \pm 0.12 V) \pm 5.0 \text{ mV} \quad \text{Ecc. 3- 1}$$

$$R^2 = 0.9997$$

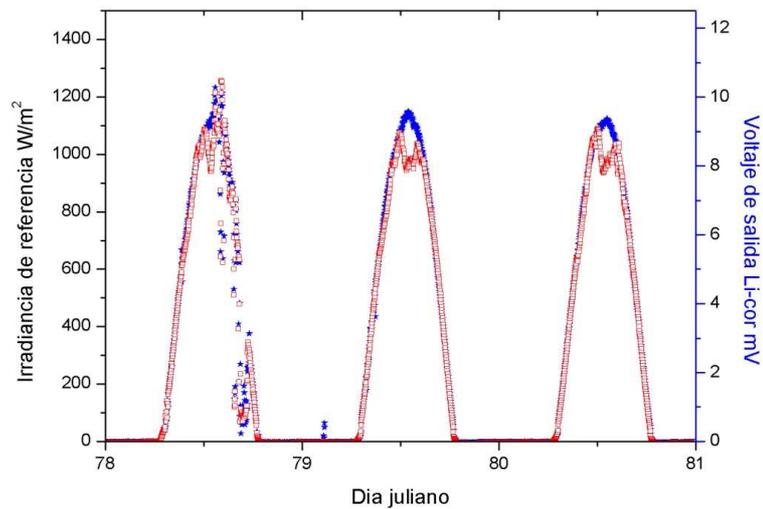


Figura No. 3- 10 Curva señal de salida del piranometro Kipp Zonnen (W/m²) y sensor Li-cor (mV) para 3 días.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de calibración.

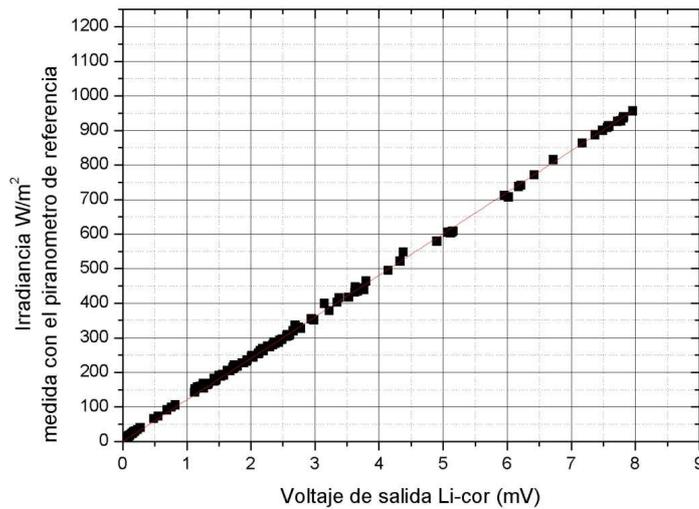


Figura No. 3- 11 Curva de calibración Licor vs Piranómetro Kipp Zonnen
Fuente: Elaboración propia.

Estos valores se utilizaron para obtener el valor real de irradiancia medida por el Li-cor, es decir que el valor arrojado por el Li-cor se multiplica por el valor de la pendiente sustrayéndole el error. Esta ecuación se ingresó en el programa realizado para el sistema de adquisición para que los datos guardados en la memoria EEPROM se muestren en unidades de W/m^2 y la manipulación de datos sea más sencilla.

En la figura 3-12 se muestra la curva de calibración del sensor FTB-1317, a la cual se le realizó una regresión lineal que proporcionó la ecuación que permite convertir los valores de voltaje guardados en litros por minuto (LPM).

$$Q = (-49.70 + 0.13V) \pm 5.0 \text{ mV} \quad \text{Ecc. 3-2}$$

$$R^2 = 0.9996$$

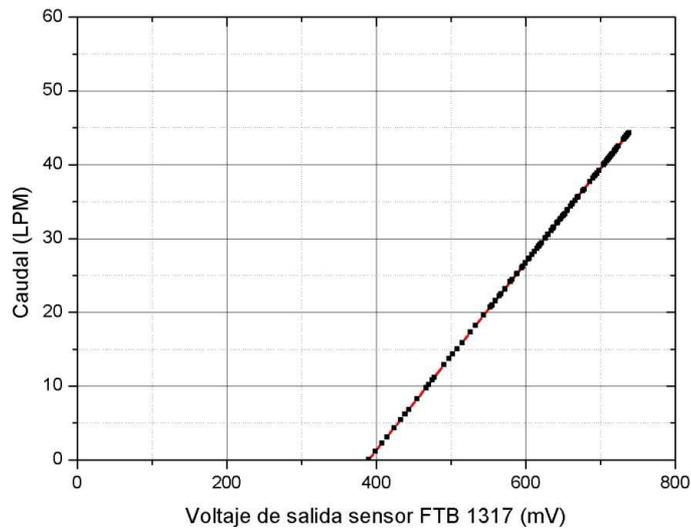


Figura No. 3- 12 Curva de calibración del sensor FTB-1317
Fuente: Elaboración propia.

3.4. Instrumentación

Para monitorear los sistemas de bombeo fotovoltaico se siguieron los siguientes pasos que recomienda la Norma IEC 61724.

- ✓ Los datos de irradiancia se miden en el plano del campo fotovoltaico usando dispositivos de referencias calibrados conforme a la IEC 60904. La localización de estos sensores es representativa de las condiciones de irradiancia del campo fotovoltaico. La precisión del sensor de irradiancia, incluyendo el acondicionamiento de la señal, debe ser mejor que el 5% de la lectura.
- ✓ La temperatura ambiente se mide en un lugar que sea representativo de las condiciones del arreglo fotovoltaicos, por medio de sensores colocados a la sombra.

- ✓ La temperatura del módulo FV se mide en puntos que sean representativos de las condiciones del arreglo de módulos fotovoltaicos por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos.
- ✓ Los parámetros de voltaje y corriente pueden ser de corriente alterna o corriente directa. La precisión de la lectura debe ser superior al 1%.
- ✓ Se mide la velocidad de viento a una altura y en un lugar que sean representativos de las condiciones del AFV. La precisión de los sensores debe ser mejor que 0.5ms^{-1} para velocidades inferiores o iguales a 5ms^{-1} y mejor que el 10% para lecturas de viento superior a 5ms^{-1} .
- ✓ El intervalo de muestreo para parámetros que varían directamente con la irradiancia es de 1 minuto o inferior. Para parámetros con mayor constante de tiempo puede especificarse un intervalo arbitrario entre 1 min. y 10 min.
- ✓ Los datos muestreados de cada variable medida deberán procesarse en medias ponderadas en el tiempo.
- ✓ El intervalo de registro para cada parámetro es de una hora. A cada intervalo de registro, se registrará la hora y la fecha al final del periodo en que se realizan las mediciones.
- ✓ El período de monitorización será suficiente para obtener datos operacionales representativos de la carga y de las condiciones ambientales. Por lo tanto el período mínimo de monitorización continua será elegido de acuerdo al uso final de los datos obtenidos.

Tomando en consideración los puntos anteriores para monitorear la temperatura de placa que alcanzan los módulos se colocaron cinco termopares planos en la parte posterior de los módulos del AFV; esto con la finalidad de obtener un valor promedio

de todo el arreglo. Para medir la temperatura ambiente también se empleó un termopar al cual se le colocó un encapsulado y se colocó en la sombra para tener un valor representativo de la temperatura ambiente. En la siguiente figura se muestra la ubicación de los termopares.

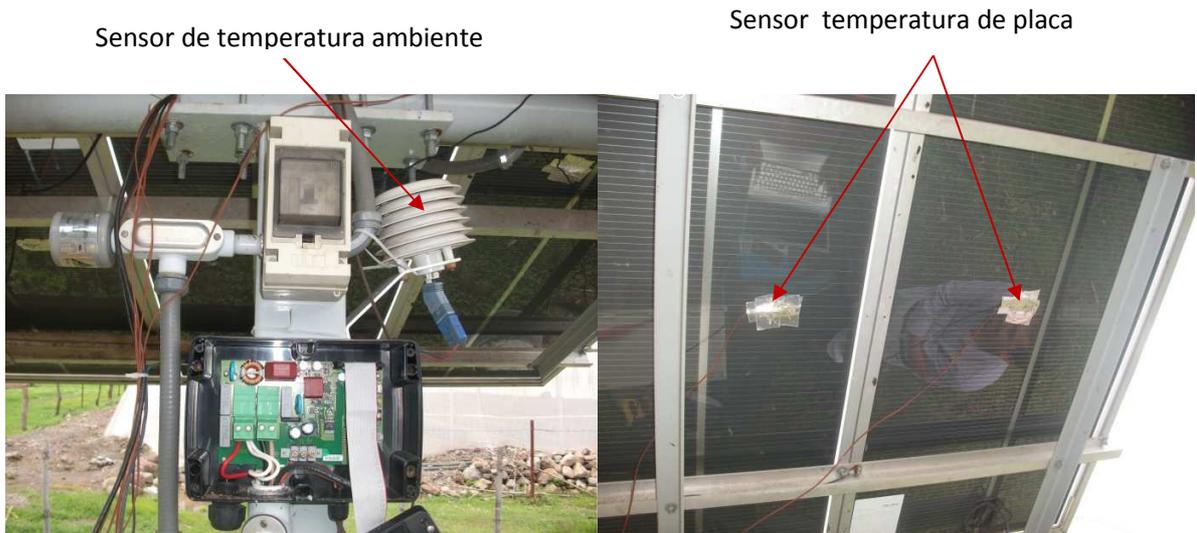


Figura No. 3- 13 Ubicación se sensores de temperatura ambiente y placa de módulos

El Li-cor se colocó a la misma altura e inclinación del AFV sin provocar sombreado en los módulos en la figura 3-14 se puede apreciar la ubicación.



Figura No. 3- 14 Ubicación del sensor de irradiancia en el arreglo fotovoltaico.

El sensor de voltaje y corriente se colocaron entre el AFV y el interruptor (IO-100) e (CU-200), se colocaron de dicha manera para obtener el voltaje y corriente de acoplamiento del AFV con la bomba. El sensor de flujo se colocó en la parte superior del pozo para omitir las pérdidas por fricción y obtener el volumen de agua instantáneo entregado por la bomba. En la figura 3-15 se señala su ubicación.



Figura No. 3- 15 Instalación del sensor de flujo FTB-1317

Las señales físicas de temperatura, irradiancia, voltaje, corriente y flujo son medidas con la ayuda de diferentes sensores. Las señales de estos sensores se envían al panel de conexión del sistema de adquisición de datos que se encuentra dentro de la caja Campbell para intemperie. El sistema de adquisición de datos cuenta con una batería para autoabastecimiento de tres días aproximadamente, por lo cual se colocó un módulo solar de 30 watt para cargar la batería, debido a que el sistema de adquisición se encuentra en un lugar donde no hay red eléctrica y el monitoreo de las variables se realiza por un periodo de 30 días. En la figura 3-16 se muestra la caja para intemperie así como el módulo que alimenta al sistema de adquisición de datos.



Figura No. 3- 16 Contenido de la caja Campbell Scientific y módulo de alimentación

Como se puede apreciar dentro de esta caja se encuentra el sensor de voltaje y un controlador de carga para la batería. El software que se utiliza para programar el monitoreo de las diferentes variables es el PC208W. A continuación se presenta el programa realizado para la adquisición de datos.

```

Edlog (CR10X) - [C:\PC208W\TESIS.CSI]
File Edit Search Compile Display Options Window Help
;{CR10X}
;
*Table 1 Program
01: 5      Execution Interval (seconds)

1: Internal Temperature (P17)
1: 1      Loc [ Tref      ]

2: Thermocouple Temp (SE) (P13)
1: 1      Repts
2: 2      7.5 mV Slow Range
3: 1      SE Channel
4: 1      Type T (Copper-Constantan)
5: 1      Ref Temp (Deg. C) Loc [ Tref      ]
6: 2      Loc [ Tanb      ]
7: 1.0    Mult
8: 0.0    Offset

```

```

3: Thermocouple Temp (SE) (P13)
1: 1      Repts
2: 2      7.5 mV Slow Range
3: 2      SE Channel
4: 1      Type T (Copper-Constantan)
5: 1      Ref Temp (Deg. C) Loc [ Tref ]
6: 3      Loc [ T1      ]
7: 1.0    Mult
8: 0.0    Offset

4: Thermocouple Temp (SE) (P13)
1: 1      Repts
2: 2      7.5 mV Slow Range
3: 3      SE Channel
4: 1      Type T (Copper-Constantan)
5: 1      Ref Temp (Deg. C) Loc [ Tref ]
6: 4      Loc [ T2      ]
7: 1.0    Mult
8: 0.0    Offset

5: Thermocouple Temp (SE) (P13)
1: 1      Repts
2: 2      7.5 mV Slow Range
3: 7      SE Channel
4: 1      Type T (Copper-Constantan)
5: 1      Ref Temp (Deg. C) Loc [ Tref ]
6: 5      Loc [ T3      ]
7: 1.0    Mult
8: 0.0    Offset

6: Thermocouple Temp (SE) (P13)
1: 1      Repts
2: 2      7.5 mV Slow Range
3: 5      SE Channel
4: 1      Type T (Copper-Constantan)
5: 1      Ref Temp (Deg. C) Loc [ Tref ]
6: 6      Loc [ T4      ]
7: 1.0    Mult
8: 0.0    Offset

7: Thermocouple Temp (SE) (P13)
1: 1      Repts
2: 2      7.5 mV Slow Range
3: 8      SE Channel
4: 1      Type T (Copper-Constantan)
5: 1      Ref Temp (Deg. C) Loc [ Tref ]
6: 7      Loc [ T5      ]
7: 1.0    Mult
8: 0.0    Offset

```

```

8: Volt (SE) (P1)
1: 1      Repts
2: 3      25 mV Slow Range
3: 5      SE Channel
4: 8      Loc [ Irra      ]
5: 120.19 Mult
6: 0.12   Offset

9: Volt (SE) (P1)
1: 1      Repts
2: 5      2500 mV Slow Range
3: 6      SE Channel
4: 10     Loc [ Voltaje  ]
5: 0.1    Mult
6: 0.0    Offset

10: Volt (SE) (P1)
1: 1      Repts
2: 5      2500 mV Slow Range
3: 12     SE Channel
4: 9      Loc [ Corriente ]
5: 1      Mult
6: 0      Offset

11: Volt (SE) (P1)
1: 1      Repts
2: 5      2500 mV Slow Range
3: 10     SE Channel
4: 12     Loc [ AGUA      ]
5: 0.12742 Mult
6: 49.6878 Offset

12: If time is (P92)
1: 0      Minutes (Seconds --) into a
2: 5      Interval (same units as above)
3: 10     Set Output Flag High (Flag 0)

13: Real Time (P77)
1: 111    Day,Hour/Minute,Seconds (midnight = 0000)

14: Average (P71)
1: 11     Repts
2: 1      Loc [ Tref      ]

*Table 2 Program
02: 0.0000 Execution Interval (seconds)

*Table 3 Subroutines

End Program

```

3.4.1. Procedimiento de medición y análisis de la Curva I-V del arreglo fotovoltaico.

En la figura 3-17 se presenta el sistema de Silicio Amorfo y Telurio de Cadmio.



Figura No. 3- 17 Instalación del SBFV del proyecto La Estación (a) y proyecto El Amate (b).

Para obtener las curvas I-V de los arreglos fotovoltaicos es necesario desconectarlo del circuito y tomar los datos sin carga. Se utilizó el trazador de curvas de la compañía Solmetric PV600 analyzer, el cual tiene un tiempo de respuesta 0.05 a 1 segundo, soporta has 600 volts y 20 A de corriente directa. En la figura 3-18 se presenta la conexión del trazador de curvas con el arreglo fotovoltaico. La imagen es para el sistema denominado El Amate pero es la misma conexión para el sistema denominado La Estación.



Figura No. 3- 18 Conexión del trazador de curvas con el arreglo fotovoltaico El Amate.

El analizador PV600 cuenta con unas puntas tipo caimán que facilita la conexión de las terminales positiva y negativa del arreglo. La punta caimán en color rojo es para el conductor positivo y la de color negro el conductor negativo del arreglo. El PV600 guarda los datos medidos en un formato de Excel que facilita posteriormente la manipulación de los valores obtenidos.

Una vez obtenido los datos de la curva I-V del arreglo fotovoltaico se utilizaron dos métodos de estandarización de cada uno de los puntos de la curva a condiciones estándares de prueba para poder estimar las pérdidas en potencia que han sufrido los módulos después de varios años de operación. Las metodologías empleadas para corregir la curva I-V son el método establecido por Anderson, y establecido por la Norma IEC 60891, Ed. 2 (2009-12). A continuación se describe cada una de estas metodologías.

3.4.1.1. Método Anderson

Anderson propone unas ecuaciones analíticas para extrapolar punto a punto la curva I-V de unas condiciones de irradiancia y temperatura (G^*, T_c^*) a otras (G, T_c), dichas ecuaciones son:

$$I = \frac{I^*}{1 + \alpha(T_c - T_c^*)} \frac{G}{G^*} \quad \text{Ecc. 3-3}$$

$$V = \frac{V^*}{[1 + \beta(T_c - T_c^*)] \left[1 + \frac{kT_c}{q} \ln \frac{G}{G^*} \right]} \quad \text{Ecc. 3-4}$$

donde:

I^*, V^* es la corriente y voltaje de un punto de la curva I-V medida en ciertas condiciones de irradiancia (G^*) y temperatura (T_c^*).

G^*, T_c^* es el valor de la irradiancia y temperatura medida en condiciones reales de operación.

α y β son los coeficientes de pérdida de corriente por temperatura (mA/°C) y voltaje (mV/°C) respectivamente.

T_c, G es el valor de la temperatura e irradiancia en condiciones estándares de prueba 25°C y 1000 W/m².

q es la carga del electrón 1.6021×10^{-19} C.

k es la constante de Boltzmann 1.3854×10^{-23} J/°K.

3.4.1.2. Método IEC

La Norma IEC presenta procedimientos para la corrección de la curva I-V, mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones:

$$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{G_2}{G_1} - 1 \right) + \alpha (T_2 - T_1) \quad \text{Ecc. 3-5}$$

$$V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - k I_2 (T_2 - T_1) + \beta (T_2 - T_1) \quad \text{Ecc. 3-6}$$

donde:

I_1, V_1 son los puntos de las mediciones de la curva I-V.

I_2, V_2 son los puntos correspondientes a las correcciones.

G_1 y G_2 son la irradiancia medida y la irradiancia normalizada u otra realizada que se desee respectivamente.

T_1 y T_2 es la temperatura que se mide y la temperatura normalizada respectivamente.

I_{sc} es la corriente de corto circuito medida a condiciones G_1 y T_1 .

R_s es la resistencia interna en serie (ohm).

k es un factor de corrección que depende del tipo de material.

3.4.2. Análisis energético del sistema de bombeo fotovoltaico

El rendimiento del SBFV fue determinado por medio de un balance energético, en el cual se considero la irradiancia captada y la energía producida por el AFV, la eficiencia del módulo, la energía consumida por la bomba y la energía almacenada, tomando esto en cuenta se obtienen las siguientes ecuaciones

$$E_{sup} = \int_{t_i}^{t_f} G dt * A \quad \text{Ecc. 3-7}$$

$$E_{gen} = E_{sup} * \eta_{mod} \quad \text{Ecc. 3-8}$$

$$E_{op} = \int_{t_i}^{t_f} P_e dt \quad \text{Ecc. 3-9}$$

$$E_H = \rho ghQ = \frac{vh}{367 * \eta_B} \quad \text{Ecc. 3-10}$$

donde:

E_{sup} es la energía que incide sobre la superficie del arreglo fotovoltaico, se determina de integrar la irradiancia en un determinado periodo.

E_{gen} es la energía que genera el arreglo fotovoltaico.

E_{op} es la energía que necesita la bomba para funcionar, se determina con la potencia eléctrica en un determinado tiempo.

E_H es la energía de salida que proporciona el sistema fotovoltaico.

Para encontrar el rendimiento actual del arreglo fotovoltaico, el rendimiento de operación o acoplamiento de la bomba y el sistema en general se utilizan las ecuaciones.

$$\eta_{AFV} = \frac{E_{gen}}{E_{sup}} \quad \text{Ecc. 3- 11}$$

$$R_{op} = \frac{E_{op}}{E_{gen}} \quad \text{Ecc. 3- 12}$$

$$R_{SIST} = \frac{E_H}{E_{sup}} \quad \text{Ecc. 3- 13}$$

donde η_{AFV} es la eficiencia de conversión del arreglo fotovoltaico, R_{op} es el rendimiento de acoplamiento de la bomba con el arreglo fotovoltaico y R_{SIST} es el rendimiento total del sistema fotovoltaico.

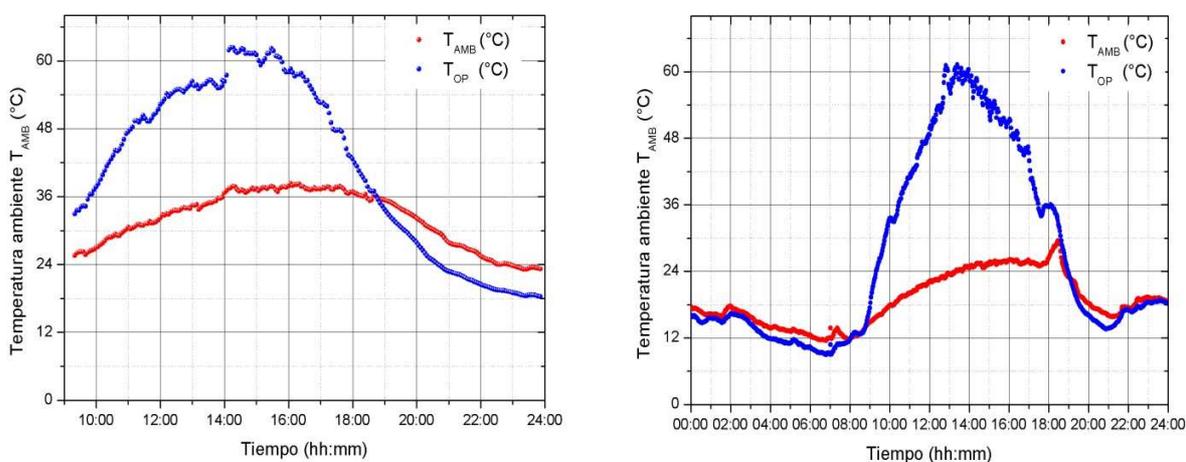
Una vez obtenido los valores de eficiencia y rendimiento se comparan con los valores iniciales proporcionados por el fabricante y con esto poder determinar si los módulos han sufrido algún cambio en su desempeño después de seis años de operación.

Capítulo 4 Resultados

Para conocer el comportamiento de la tecnología fotovoltaica y el rendimiento de un sistema de bombeo fotovoltaico se tomaron datos de temperatura, irradiancia, voltaje a circuito abierto, corriente de corto circuito y potencia máxima. Estos datos fueron tomados con un trazador de curva y un sistema de adquisición de datos.

4.1. Efecto de la temperatura.

En la Figura 4-1 se muestra el comportamiento de la temperatura de los arreglos fotovoltaicos con respecto a la temperatura ambiente para un día soleado.



a) Silicio amorfo

b) Telurio de Cadmio

Figura No. 4- 1 Comportamiento de la Temperatura ambiente y Temperatura de operación de módulos

La línea roja nos representa la temperatura ambiente del sitio donde se encuentran instalados los sistemas, mientras que la línea de color azul representa la temperatura que alcanzan los módulos, a esta temperatura le llamaremos temperatura de placa

que fue tomada colocando termopares en la parte posterior del módulo. Como se puede ver en la figura 3-1a la localidad donde se encuentra el SBFV que opera con la tecnología de silicio amorfo alcanzó temperaturas de 38°C , la máxima, y 23°C , la mínima, según lo registrado por el sistema de adquisición de datos, mientras que el Servicio Meteorológico Nacional reporta temperaturas máxima de 35.6°C y la mínima de 16.6°C, bajo estas condiciones de temperatura los módulos de a-Si alcanzaron temperaturas de placa de hasta 60°C. Para el sitio con el SBFV con tecnología de CdTe Figura 3-1b se registró una temperatura ambiente máxima de 29.5°C y la mínima de 13°C y las reportadas por el SMN fueron 29.6°C y 13.8°C respectivamente, al igual que los módulos de a-Si la temperatura de placa alcanzó los 60°C. Este calentamiento en los módulos puede provocar una disminución en el voltaje a circuito abierto del módulo que finalmente se ve reflejada en la eficiencia de la tecnología.

En la tabla 4-1 se presentan las condiciones ambientales para un día típico de funcionamiento de los módulos y las condiciones a las que fueron certificados (Condiciones estándares de prueba STC). El coeficiente gamma (γ) nos proporciona el porcentaje de potencia que pierden los módulos por cada grado Celsius que aumenta de su temperatura ideal de 25°C, este coeficiente lo debe proporcionar el fabricante, en caso de no ser así estos coeficientes se pueden determinar experimentalmente.

Tabla 4.1 Parámetros de Temperatura, Irradiancia en STC y operación de un día típico para a-Si y CdTe

Tecnología	$\gamma_{(STC)}$ (%/°C)	Temperatura _(STC) (°C)	Irradiancia _(STC) (W/m ²)	Temperatura de operación (°C)	Irradiancia de operación (W/m ²)
a-Si	-0.46	25	1000	56	968
CdTe	-0.25	25	1000	62	1061

En la Figura 4-2 se presenta la curva obtenida para cada una de las tecnologías. Como se puede observar en la gráfica, los módulos de a-Si están representados por medio de la simbología de color azul y la tecnología de CdTe está representada con la simbología de color rojo, en la cual para ambos casos la curva I-V se presenta con los símbolos sólidos y la curva de P-V con símbolos no sólidos.

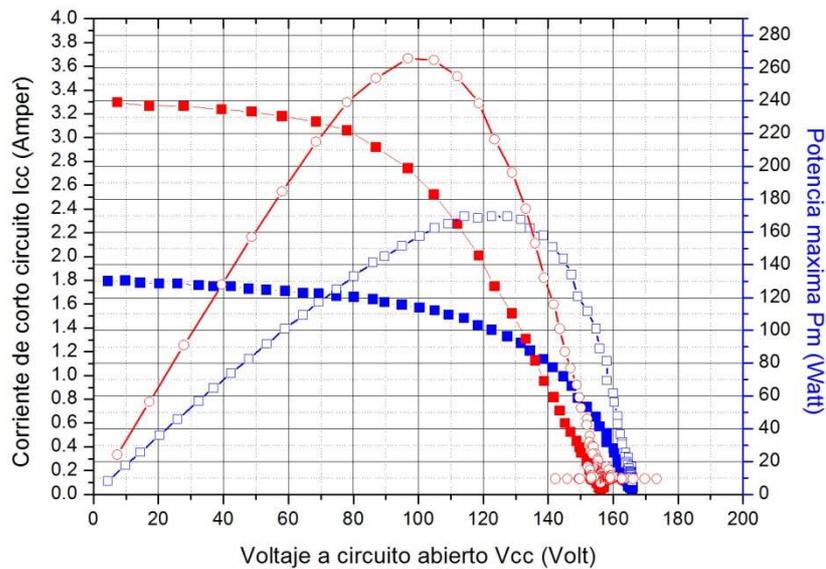
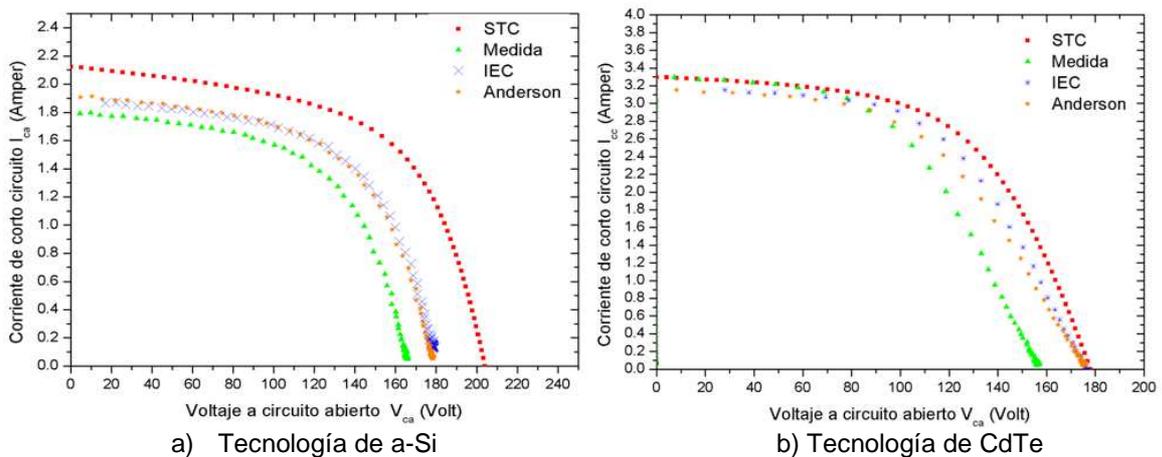


Figura No. 4- 2 Curva I-V de los arreglos fotovoltaicos de Silicio Amorfo y Telurio de Cadmio
Fuente: Elaboración propia

Los datos de las curvas I-V y P-V de la figura 4-2 fueron estandarizadas a 1000 W/m², 25°C por medio de procedimientos establecidos, como son el método Anderson y el método establecido por la Norma IEC 60891, Ed. 2 (2009-12). Estas metodologías se emplean para determinar si los módulos han disminuido en su

potencia, voltaje circuito abierto, corriente de corto circuito, factor de forma y eficiencia. Estas metodologías se pueden emplear para proyectar el funcionamiento de los módulos a futuro.

En la figura 4-3 se muestra la curva I-V estandarizada bajo estos modelos de corrección para la tecnología de Silicio amorfo y Telurio de Cadmio. La curva I-V representada con la simbología en color rojo es la curva de los módulos según el fabricante a condiciones estándares de prueba (STC) de 1000 W/m^2 , 25°C y AM 1.5, la curva en color verde son los datos obtenidos con el trazador de curvas y las curvas en azul y color naranja son las curvas estandarizadas por el método IEC y Anderson respectivamente.



a) Tecnología de a-Si
b) Tecnología de CdTe
Figura No. 4- 3 Curva I-V estandarizada por el método IEC y Anderson para cada una de las tecnologías.

Como se observa en la gráfica para la tecnología de silicio amorfo se puede apreciar una disminución en el voltaje a circuito abierto y la corriente de corto circuito, este decremento finalmente repercute en la potencia que entrega los módulos. Sin embargo, se puede ver que la forma de la curva no cambia considerablemente por lo que se espera que el factor de forma sea casi constante como se ve en la tabla 3-4. La disminución en la I_{cc} se puede deber a una disminución en la corriente

fotogenerada y/o a un aumento en la resistencia en serie. El decremento de V_{ca} se pueden deber a un decremento en la resistencia paralelo (R_p) y en la corriente fotogenerada y/o a un aumento en la corriente de saturación.

En la gráfica de la curva I-V de los módulos de Telurio de Cadmio se puede notar que no han sufrido una disminución considerable en su voltaje a circuito abierto y corriente de cortocircuito, pero si ocurre una disminución en el factor de forma.

En la tabla 4-2 y 4-3 se muestran los valores de V_{ca} , I_{cc} , P_m , R_s y R_p obtenidos por el método Anderson, IEC, y los valores en STC para los módulos de a-Si y CdTe respectivamente.

Tabla 4.2 Parámetros eléctricos estandarizados para módulos de a-Si

Parámetros eléctricos	Inicial		Final			
	STC	R^2	Método IEC	R^2	Método Anderson	R^2
V_{ca} (V)	200		181.00	0.93	179.40	0.93
I_{cc} (A)	2.10		1.90	0.97	1.93	0.98
P_m (W)	250		191.80	0.94	184.75	0.94
R_s (ohm)	15	1	19.63	0.93	19.70	0.93
R_p (ohm)	500	0.99	568.18	0.97	558.65	0.98
FF	0.59		0.57		0.56	
η (%)	6.36		4.88		4.70	

* R^2 es el coeficiente de correlación

Tabla 4.3 Parámetros eléctricos estandarizados para módulos de CdTe

Parámetros eléctricos	Inicial		Final			
	STC	R^2	Método IEC	R^2	Método Anderson	R^2
V_{ca} (V)	178.0		176.7	0.96	176.90	0.97
I_{cc} (A)	3.30		3.21	0.94	3.17	0.94
P_m (W)	330		297.5	0.93	285.17	1.00
R_s (ohm)	13.5	1	21.75	0.96	24.39	0.97
R_p (ohm)	558.65	0.99	473.93	0.94	555.5	0.94
FF	0.56		0.52		0.51	
η (%)	7.64		6.88		6.60	

* R^2 es el coeficiente de correlación

Al comparar los datos de placa de la tecnología estudiada, valores que proporciona el fabricante bajo condiciones STC, con los parámetros eléctricos de la tecnología medidos bajo condiciones de operación con el trazador de curvas PV600 y

normalizados hacia valores STC con los modelos propuestos por la Interantional Electrotechnical Commity (IEC) y Anderson, se determino lo siguiente:

- a) Para el caso de la tecnología de silicio amorfo, como se puede ver en la tabla 4-2 la evaluación de la eficiencia de conversión de los paneles que forman al arreglo fotovoltaico, mediante el método de la IEC proporcionó una eficiencia del 4.88% para los módulos medidos, que al compararse con la eficiencia de placa proporcionada por el fabricante que es de 6.36%, se encuentra una pérdida del 23.27% respecto de su valor inicial. Dicho valor fue determinado al medir la potencia generada la que fue de 38.36 W por módulo de los 50 W-p que especifica la placa de identificación del producto bajo estudio.

Por otra parte utilizando el método de Anderson se calculó una eficiencia del 4.70%, la que representa una disminución del 26.10%. de su eficiencia inicial, valor determinado a partir de la potencia generada que fue de 36.95 W. Si comparamos las potencias medidas por los dos métodos se observa una consistencia en los resultados.

Así, por el método IEC se determina que en el periodo de operación del sistema los módulos que forman el arreglo fotovoltaico han perdido 23.3% de su potencia inicial, mientras que por el método de Anderson, el valor obtenido es de 26.1%.

Para saber si estos porcentajes corresponden a una degradación se determinó las pérdidas de eficiencia por el efecto de la temperatura sobre las características eléctricas del módulo. Tomando en consideración el coeficiente de temperatura en la potencia para la tecnología de silicio amorfo y con una temperatura de celda 56°C medida en la parte posterior de los módulos se determinó que la potencia de

transferencia del arreglo fotovoltaico debe ser 214.35 W (42.87 W por módulo). Sin embargo, la potencia obtenida por el método IEC para el arreglo fotovoltaico fue de 191.8 W. Eso significa que la diferencia entre ambas potencias (22.55 W) es la que puede ser asignada a una degradación, valor que representa una pérdida del 10.52% de su valor inicial.

Utilizando el método Anderson se tiene que la potencia que genera el arreglo fotovoltaico es de 184.75 W que al compararse con la potencia obtenida por efecto de la temperatura de operación proporciona una diferencia de 29.6 W que representa el 13.80% de pérdida de la potencia pico inicial.

Según lo reportado en la literatura los módulos de silicio amorfo pierden alrededor de 10 Watt por año y se considera que el mayor decaimiento de la potencia es durante el primer año de exposición entre un 18-20% de su potencia inicial. Se puede ver que la resistencia paralelo no disminuye con el tiempo, por lo cual la disminución del voltaje a circuito abierto se debe principalmente a la disminución en la corriente de corto circuito.

- b) Los módulos de CdTe tienen una eficiencia inicial del 7.64% según los datos del fabricante, con una potencia de 55 W-p, proporcionando una potencia pico para los 6 módulos que forman el arreglo fotovoltaico de 330 W. Bajo condiciones de estudio y si no hay degradación se espera que para un pico de la irradiancia de 100 W/m^2 y una temperatura de celda de 62°C el arreglo fotovoltaico genere 299 W-p.

La eficiencia obtenida con el método IEC es de 6.88% (ver tabla 4-3), la potencia normalizada es de 297.5 W, que al compararse con la potencia calculada por efecto de temperatura de 299 W-p se determina una diferencia de 1.5 W que representa 0.005% de pérdidas que podrían asignarse al degradamiento. Por otra parte con el método Anderson se tiene calculó una eficiencia del 6.60% el cual representa una disminución del 13.61% de su eficiencia inicial, la potencia normalizada por este método es de 285.07 W-p valor que al compararse con la potencia calculada por efecto de temperatura se tiene una diferencia de 13.93 W que representa una 4.65% de pérdidas.

4.2. Análisis de rendimiento para el SBFV con tecnología de a-Si

Al analizar el comportamiento del flujo instantáneo monitoreado con relación al tiempo solar se observa que la forma de la curva presenta el mismo comportamiento que la irradiancia. La figura 4-4(a) muestra el comportamiento de irradiancia, para un día típico en el sitio de instalación y en la figura 4-4(b) se presenta la curva de comportamiento lineal del gasto instantáneo obtenido con dicha irradiancia.

El área bajo dicha curva [figura 4-4(b)] proporciona el volumen de agua extraído, que para en este caso es de 14 m³/día. Como se observa el flujo Q máximo corresponde a la hora en la que se presenta la máxima irradiancia, alrededor del medio día solar, teniendo una magnitud de 2.6m³/h (0.72LPS). Dado que en la tecnología fotovoltaica la corriente que se genera es directamente proporcional a la irradiancia, entonces a mayor irradiancia mayor corriente y de la grafica 1 se concluye que el máximo gasto corresponde a la máxima corriente generada por el arreglo fotovoltaico. Dicho de otra manera, para esta bomba en particular, modelo 11 SQF-2 de la marca Grundfos de

Rotor Helicoidal, se obtiene que el gasto instantáneo presenta una dependencia lineal con respecto a la potencia generada.

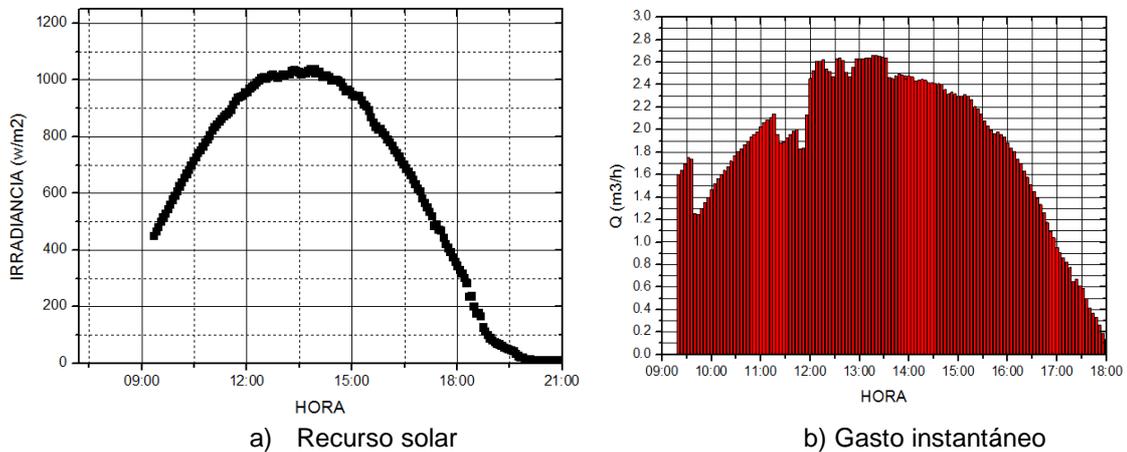


Figura No. 4- 4 Comportamiento de la irradiancia y el gasto instantáneo para un día típico del sistema de bombeo con la tecnología de a-Si.
Fuente: Elaboración propia.

En la figura 4-5 se muestra el comportamiento del gasto instantáneo Q respecto de la irradiancia. En la figura 4-4(b) se muestra una gráfica que permite predecir para cualquier hora del día cual sería la tasa máxima de bombeo para este sistema en particular, ya que como se sabe dada una potencia hidráulica el gasto de un sistema de bombeo depende de la carga hidráulica.

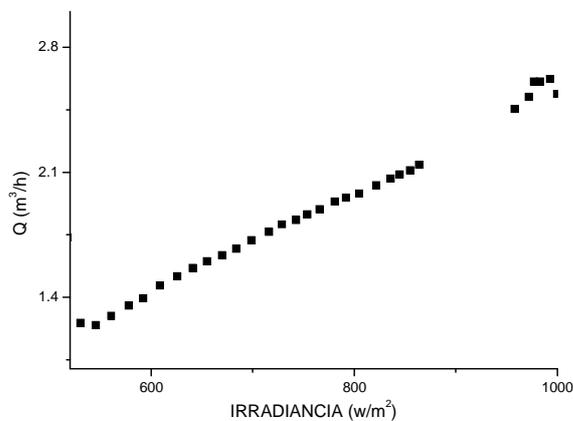


Figura No. 4- 5 Comportamiento del Gasto instantáneo respecto a la Irradiancia.
Fuente: Elaboración propia.

Con el objeto de estimar “a priori” el volumen que puede producir una bomba para un proyecto de bombeo fotovoltaico en particular, los fabricantes de bombas han creado tablas o software de bombeo que permiten obtener el volumen extraído para un proyecto hidráulico específico. En el caso de la compañía GRUNDFOS se tiene a disposición un software que permite seleccionar tanto la bomba como la potencia fotovoltaica a instalar.

Usando el Software WinCaps se tiene que para una carga dinámica de 15 metros y un requerimiento de 12 m³/día, que fueron los requerimientos hidráulicos para el proyecto de bombeo que estamos analizando, la bomba 11-SQF-2 puede generar el gasto predicho por el software y que se presenta en la Figura 4-6.

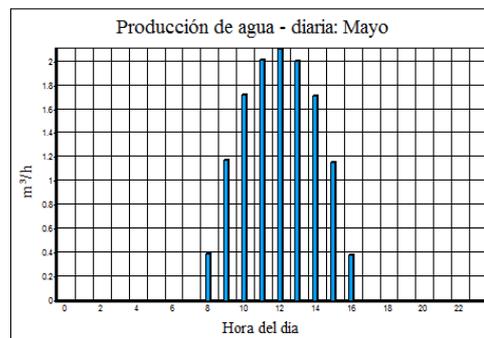


Figura No. 4- 6 Volumen de agua obtenido con el Software WinCaps para el sistema con la tecnología de a-Si.

Fuente: Simulación propia con el Software WinCaps

Como se pueden observar en la figura 4-6 la forma de comportamiento del gasto respecto de la hora solar es muy similar al obtenido en la figura 4-4. El flujo máximo generado por el software es de 2.4 m³/h mientras que el flujo máximo medido es de 2.6 m³/h. La diferencia puede radicar en discrepancias en la carga

dinámica total, es decir que el presente proyecto tiene una carga dinámica menor que la que fue considerada (valor considerado de 15.13 m de CDT).

Dado que la potencia eléctrica que consume un sistema de bombeo está dada por la relación $P_E = \frac{P_H}{\eta_T}$ en donde P_H está definida como $P_H = \rho h g Q$ siendo η_T el rendimiento global del sistema de bombeo, ρ la densidad del agua, g la aceleración de la gravedad, h la carga dinámica total y Q el gasto instantáneo, entonces para un sistema de bombeo en donde se mide la potencia de operación y el gasto, una gráfica de Potencia Eléctrica vs Gasto puede proporcionar la carga dinámica total real del sistema de bombeo. Para este proyecto en particular la figura 4-7 muestra el comportamiento de la Potencia eléctrica medida bajo condiciones de operación y el gasto instantáneo.

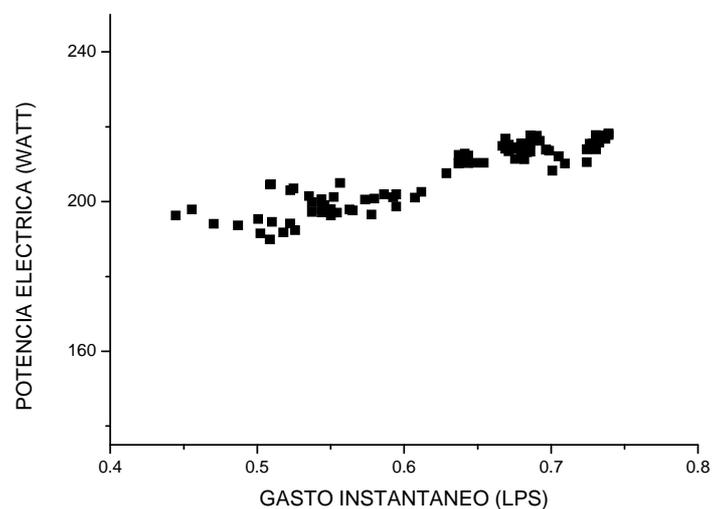


Figura No. 4- 7 Potencia Eléctrica vs Gasto instantáneo con tecnología de a-Si.
Fuente: Elaboración propia

Si se considera el caso ideal de que para Potencia eléctrica igual a cero el gasto es igual a cero, entonces la pendiente de la recta que pasa por estos puntos

proporciona la Carga Dinámica Total (h). Para los datos mostrados en la figura 4-7 se tiene que $h = 14.67 \pm 0.15$ m, valor que es ligeramente menor al considerado (15.13 m) en las características hidráulicas del proyecto.

En todo sistema energético es importante identificar como se llevan a cabo los procesos de conversión o de manejo de la energía para determinar su desempeño. Generalmente, esto se realiza mediante parámetros que permitan establecer una comparación entre la cantidad de energía que se proporciona y la cantidad de energía que se extrae. Así, se definen parámetros tales como la eficiencia de conversión (η) y el concepto de rendimiento de operación. Mientras que el primero se define como la razón entre la potencia de salida con respecto a la entrada, el segundo se define como la razón entre la potencia de operación y la potencia disponible.

Para el caso de un sistema de bombeo fotovoltaico el rendimiento de operación o de acoplamiento del sistema de bombeo con el arreglo fotovoltaico se define mediante la relación:

$$R = \frac{P_{op}}{P_p}$$

En donde P_{op} está determinado por el punto de acoplamiento del motor del sistema de bombeo en el diagrama I vs V del generador fotovoltaico, cuyas coordenadas son (V_{op}, I_{op}) , es decir $P_{op} = I_{op}V_{op}$; mientras que P_p es la potencia pico del módulo fotovoltaico. En la figura 4-8 se muestran estos parámetros.

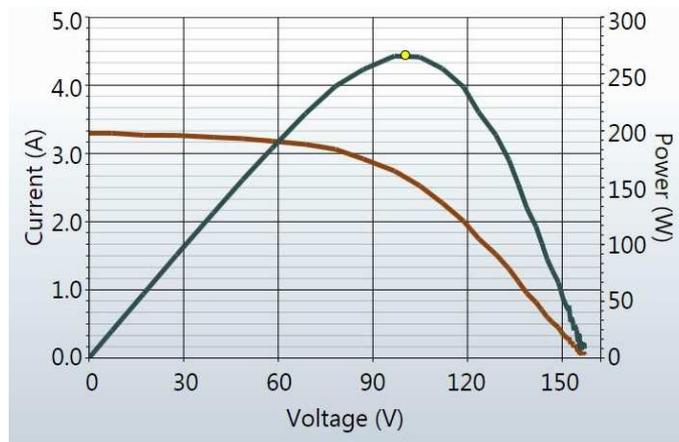


Figura No. 4- 8 Diagrama IvsV del módulo fotovoltaico
Fuente: Foto tomada con el Solmetric PV Analyzer

Los conceptos anteriores también pueden establecerse con la energía, sin embargo es necesario definir el intervalo de tiempo de operación del sistema, el cual depende mucho de la forma en que se opera el sistema que puede ser automática o manual. En este caso, de todos los datos medidos se determinó analizar aquellos días en donde la bomba había trabajado aproximadamente el mismo tiempo, utilizándolos para establecer el rendimiento energético para el sistema de bombeo analizado. La tabla 4-4 muestra los valores energéticos del sistema de bombeo considerando los días típicos analizados. En esta tabla, HSP representa las horas solares picos; E_c la energía captada en la superficie del AFV ($4.059m^2$); E_{op} la energía de operación; E_H es la energía hidráulica dada por la ecuación 3.10; R_{op} es el rendimiento de operación el cual se determina como E_H/E_{op} y R_{SIST} es el rendimiento total del sistema de bombeo fotovoltaico el cual se define como la razón de la E_H con respecto a E_c .

Tabla 4.4 Características de rendimiento energético del Sistema de Bombeo de Si-a

Día	HSP (h)	E_c (kWh)	E_g (kWh)	E_{op} (kWh)	E_H (kWh)	R_{op} (%)	R_B (%)	R_{SIST} (%)
1	6.75	27.39	1.69	1.62	0.660	96	41	2.40
2	6.01	24.39	1.51	1.49	0.592	99	40	2.42
3	6.78	27.52	1.70	1.63	0.700	96	43	2.54
4	6.58	26.70	1.65	1.56	0.614	95	39	2.30

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos.

Con los datos presentados en la tabla anterior se realizó un análisis estadístico para determinar las horas solares picos promedio con las que cuenta el sitio, así como los valores promedios de rendimiento de acoplamiento de la bomba y el sistema en general; dichos datos se presentan en la tabla 4-5.

Tabla 4.5 Análisis energético del SBFV con a-Si

DATOS	OBTENIDOS		DISEÑO
	Media	Desviación Estándar (SD)	
HSP	06.53	0.36	05.50
E_c (kWh)	26.50	1.45	22.32
E_{op} (kWh)	01.58	0.07	00.99
E_H (kWh)	00.64	0.05	00.49
R_{op} (%)	96.50	1.73	100.00
R_B (%)	40.75	1.70	44.00
R_{SIST} (%)	02.42	0.099	02.19

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos y proporcionados por FIRCO

Como se muestra en la tabla 4-5 el rendimiento obtenido es ligeramente mayor al que se esperaría, esto se debe a que existe mayor recurso solar que el considerado en el diseño, debido a que los módulos se encuentra con una inclinación de 18° y el dato de diseño fue considerando el recurso en el plano horizontal.

El rendimiento de operación promedio diario de la bomba con la tecnología es de aproximadamente el 40.75%, lo cual nos indica que la electrónica de potencia de la bomba funciona bien con la tecnología de a-Si. En el análisis de diseño del sistema

se considero que la eficiencia de la bomba es del 44.00% por lo cual se puede decir que la bomba está trabajando a un 92.61% de su eficiencia. Esta pequeña disminución en la eficiencia de la bomba se puede deber a diferentes factores como por ejemplo a que el agua del pozo se encuentre sucia, la carga hidráulica es diferente al valor inicial.

4.3 Análisis de rendimiento para el SBFV con tecnología de CdTe

En la figura 4-9 se presenta el comportamiento del recurso solar y gasto instantáneo para un día típico de funcionamiento del sistema. Como se puede observar en la figura el sistema de bombeo alcanza su pico alrededor del medio día con la mayor irradiancia del día, obteniéndose así un pico en el gasto de aproximadamente 3.2 m³/h y un gasto diario de 12.80 m³/día durante un periodo de 4 horas de uso.

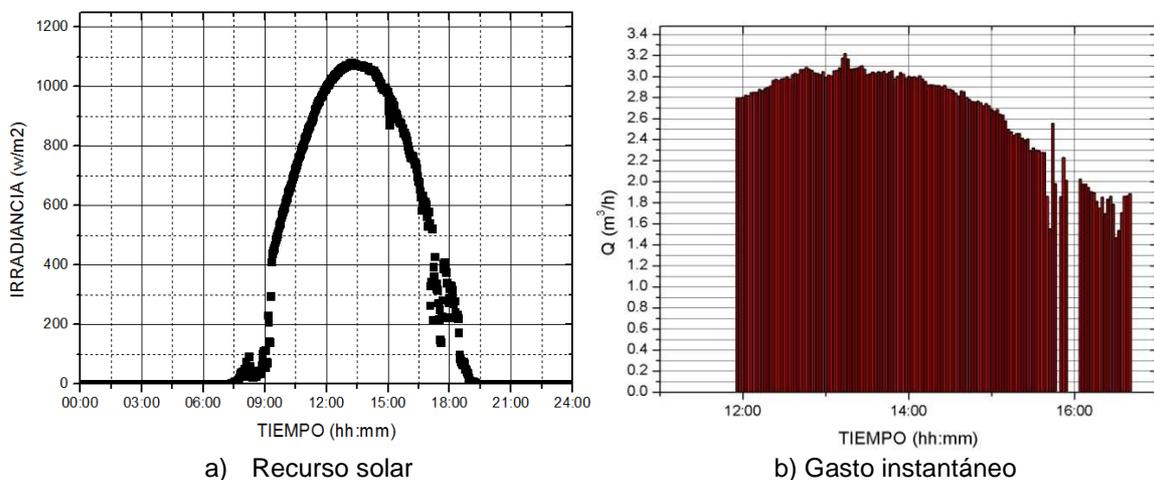


Figura No. 4- 9 Comportamiento de la irradiancia y gasto instantaneo para un día tipico del SBFV con tecnología de CdTe.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos.

Con la ayuda del Software WinCaps se realizó una simulación para el sistema denominado El Amate considerando una irradiancia de 800 W/m², los resultados obtenidos se muestran en la figura 4-10. El Software predice que el sistema produce

alrededor de $15 \text{ m}^3/\text{día}$ para el mes de Octubre y puede tener picos de $2.27 \text{ m}^3/\text{h}$. Los datos son referenciados al mes de Octubre debido a que el permiso otorgado por el usuario del sistema fue para este período de tiempo.

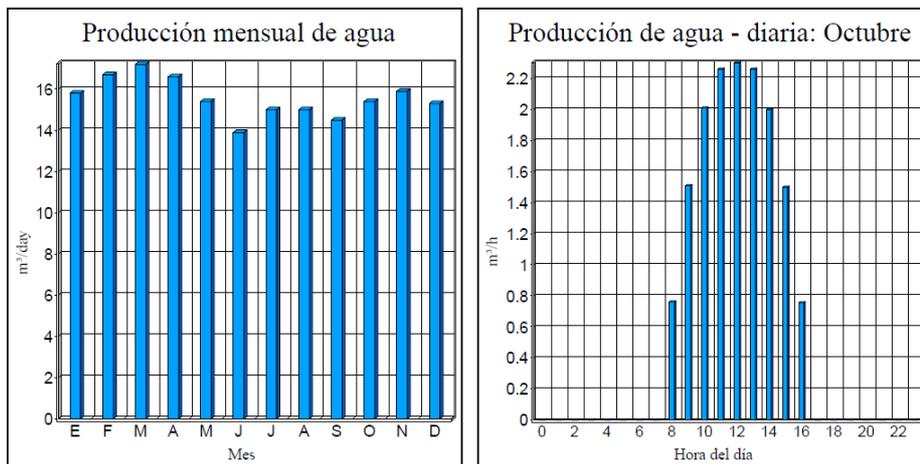


Figura No. 4- 10 Volumen de agua obtenido con el Software WinCaps para el sistema con tecnología de CdTe.

Fuente: Simulación propia con el Software WinCaps

Para conocer el comportamiento actual del gasto instantáneo que está entregando el sistema con respecto a la irradiación, se realiza una gráfica Q vs G . En la figura 4-11 se presenta dicha gráfica y como se puede apreciar el sistema produce $2.0 \text{ m}^3/\text{h}$ a una irradiación de $800 \text{ W}/\text{m}^2$. Utilizando el Software WinCaps para una irradiación de $800 \text{ W}/\text{m}^2$ se tiene un valor de $2.27 \text{ m}^3/\text{h}$ el cual es un valor muy cercano al obtenido en el experimento. Para una irradiación de $500 \text{ W}/\text{m}^2$ se tiene un gasto de $1.5 \text{ m}^3/\text{h}$ y a una irradiación de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ se tiene un gasto de $2.8 \text{ m}^3/\text{h}$.

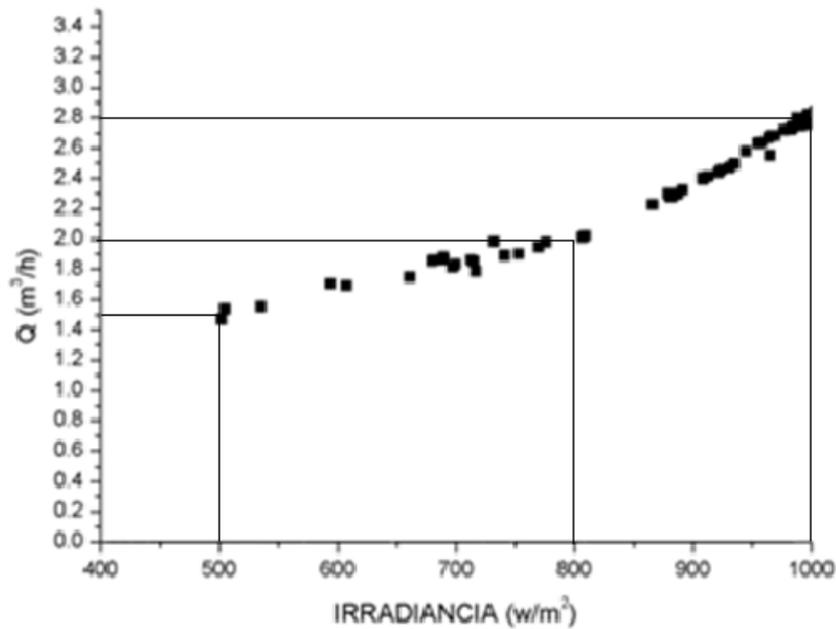


Figura No. 4- 11 Comportamiento del Gasto instantaneo con respecto a la irradiancia.
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos.

En la tabla 4.6 y 4.7 se presentan los resultados del análisis energético del sistema de bombeo con la tecnología de Telurio de Cádmiio.

Tabla 4. 6 Características de rendimiento energético del Sistema de Bombeo de CdTe.

Día	HSP (h)	E_c (kWh/día)	E_g (kWh/día)	E_{op} (kWh/día)	E_H (kWh/día)	R_{op} (%)	R_B (%)	R_{SIST} (%)
1	7.00	30.27	2.31	1.440	0.419	62	29	1.38
2	7.30	31.54	2.40	0.806	0.236	34	29	0.75
3	7.40	32.20	2.46	0.970	0.278	39	29	0.86
4	7.31	31.58	2.41	0.706	0.232	29	32	0.73

Tabla 4. 7 Análisis energético del SBFV con CdTe.

DATOS	OBTENIDOS		DISEÑO
	Media	Desviación Estándar (SD)	
HSP	07.00	0.170	05.50
E_c (kWh)	31.40	0.810	23.76
E_g (kWh)	02.40	0.062	01.38
E_H (kWh)	00.98	0.320	0.432
R_{op} (%)	41.00	0.150	100.00
R_B (%)	30.00	1.500	31.00
R_{SIST} (%)	00.93	0.305	01.81

Capítulo 5 Conclusiones

Se evaluó el desempeño energético de dos sistemas de bombeo fotovoltaico uno con tecnología de silicio amorfo y el otro con tecnología de telurio de cadmio bajo condiciones ambientales de operación semejantes.

- a) Para el caso de la tecnología de silicio amorfo, la evaluación de la eficiencia de conversión de los paneles que forman al arreglo fotovoltaico, mediante el método de la IEC se encontró una pérdida del 23.27% respecto de su valor inicial. Por otra parte utilizando el método de Anderson se encuentra una disminución del 26.10%. de su eficiencia inicial.

Utilizando el método de la IEC se determinó una pérdida de potencia del 10.52% de su potencia inicial, mientras, que por el método de Anderson se calculó una pérdida de potencia del 13.80% de su potencia pico inicial.

La degradación observada se debe a varios factores pero el que se logró identificar fue el efecto de la resistencia en serie que se incremento hasta 19.67 Ohms calculada por el método IEC (19.7 Ohm por el método de Anderson) de los 15 Ohm obtenido del dato de fabricante. Al calcular el porcentaje correspondiente en ambas resistencia se determina un incremento en la resistencia en serie del 23.87%, valor que es congruente con los valores de eficiencia y potencias proporcionados anteriormente.

Por lo general este tipo de módulos tiene una garantía del 80% de su potencia nominal para 20 años de operación, sin embargo, como se puede observar a través de los métodos IEC y Anderson los módulos de silicio amorfo han sufrido una pérdida de potencia en seis años aproximadamente del 11% (10.52% y 13.80%), por lo que

si esa tendencia continua, los módulos de silicio amorfo tendrán una degradación mayor a la que especifica el fabricante en su garantía.

La relevancia de este estudio permite identificar que la tecnología fotovoltaica que se estudió en este proyecto presenta problemas de degradación, acumulada en seis años, de aproximadamente 10% y el fabricante tendría que tener la obligación de cumplir con la garantía ofertada.

- b) Para el caso de la tecnología de telurio de cadmio, la evaluación de la eficiencia de conversión de los paneles que forman al arreglo fotovoltaico, mediante el método de la IEC se encontró una pérdida del 9.9% respecto de su valor inicial de 7-64%. Por otra parte utilizando el método de Anderson se encuentra una disminución del 13.61%. de su eficiencia inicial. Utilizando el método de la IEC se determinó una pérdida de potencia del 0.005% (1.5 W) de su potencia inicial, mientras, que por el método de Anderson se calculó una pérdida de potencia del 4.62% de su potencia pico inicial.

Sin embargo, este valor esta dentro del rango de precisión de los aparatos de medida y se puede afirmar que el método IEC indica que durante el tiempo de operación la tecnología fotovoltaica bajo estudio no ha sufrido degradación.

De los métodos utilizados para analizar la pérdida de potencia de las tecnologías el método IEC es el que mejor se ajustó a los datos. Con la ayuda de estos modelos se puede predecir el funcionamiento de los sistemas.

Los sistemas de bombeo siguen funcionando adecuadamente con un rendimiento global de 2.42% para el sistema con la tecnología de Silicio amorfo y de 0.93% para la tecnología de Telurio de Cadmio. Esto se puede deber a que los sistemas fueron sobredimensionados debido a consideraciones del diseñador para proporcionar siempre la energía requerida o bien que los fabricantes de módulos producen los módulos con una mayor potencia esto derivado de que los módulos sufren una degradación mayor en las primeras 1000 horas de exposición y después de este tiempo tengan la potencia nominal especificada y así asegurar el buen desempeño de los módulos.

Se puede decir que los módulos fabricados con tecnología de película delgada funcionan adecuadamente en climas tropicales ya que a pesar de las altas temperaturas de celda que se alcanzan (60°C) siguen trabajando sin problemas con eficiencias que no caen mas del . La tecnología de película delgada es una buena opción al igual que la tecnología de silicio cristalino.

Bibliografía

- A. Duffie, J., & A. Beckman, W. (2008). *Solar Engineering of Thermal Processes* (Segunda ed.). New York: John Wiley & Sons, inc.
- Abella, M. A. (2005). *Sistemas Fotovoltaicos "Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica"*. Madrid, España: Era Solar.
- AENOR. (2004). Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis. En AENOR, *Energía Solar Fotovoltaica Normas UNE* (págs. 335-356). Génova: Asociación Española de Normalización y Certificación.
- Agencia Internacional de Energía IEA. (2007). *Reporte Anual 2007*.
- Agencia Internacionl de Energía IEA. (2004). *Energía Renovable en el Mundo*.
- ANES. (2007). PERA, un proyecto único en el mundo. *Revista Solar, Asociación Nacional de Energía Solar ANES* (62), 17-20.
- Archer M.D., R., & Hill. (2001). *Clean Electricity from Photovoltaic*. Londres: Impelial College Press.
- Arkhipov, J. P. (2006). *Thin Film Solar Cells Fabrication, Characterization and Applications*. John Wiley & Sons, Ltd.
- Asociación Nacional De Energía Solar. (2007). La aventura de poner una primera piedra (PERA). *Revista Solar* , 6.
- C. Radue, E. v. (2010). A comparison of degradation in three amorphous silicon PV module technologies. *Solar Energy Materials & Solar Cells* , 617-622.
- Carlsson, T. (2006). *STABILITY DIAGNOSTICS FOR THIN-FILM PHOTOVOLTAIC MODULES*. Espoo, Finland.
- Comisión Federal de Electricidad CFE. (2008). *G0100-04*. México.
- Commission, International Electrotechnical. (2007-10). *Norma Internacional IEC*.
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., & Warta, W. (2010). *Solar cell efficiency tables (version 36)*. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 18:346-352. doi:10.1002/pip.1021. Copyright@ 2010 John Wiley & Sons, Ltd.
- Juárez, A. S. (2009). *Notas del Curso Taller Tecnologías Fotovoltaicas*. Mexico.

Manrique, J. A. (2005). *Energía Solar; Fundamentos y Aplicaciones Fototérmicas*. México: HARLA S.A. de C.V.

Maza, M. A. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica*. México: LIMUSA.

Morgan, D. T. (2007). *AN INVESTIGATION INTO DEGRADATION OF CdTe SOLAR CELLS*. Golden, Colorado.

Nava, I. G. (1996). *Irradiación Solar Global en la Republica Mexicana: Valores horarios medios*. México: Programa Universitario de Energía (UNAM).

S.R., C. K. (1983). *"Thin Film Solar Cells"*. New York: Plenum Press.

Sánchez Juárez, A. (22-25 de abril de 2008). Notas del Curso Taller de Tecnologías Solares. *Tecnologías y Sistemas Fotovoltaicos*. Temixco, Morelos, Mexico.

SANDIA. (s.f.). <http://www.sandia.gov/media/newsrel/nr2000/mexrenew.html>.

Sanyo. (s.f.). <http://solar.sanyo.com>. Recuperado el 13 de Marzo de 2012, de <http://panasonic.net/energy/solar/hit/>

SENER. (2010). *Programa Sectorial de Energía*.

SMN, S. M. (s.f.). <http://smn.cna.gob.mx/>. Recuperado el 2009, de SERVICIO METEOROLOGICO: http://smn.cna.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=19&Itemid=22

UNISOLAR. (s.f.). www.uni-solar.com. Obtenido de www.uni-solar.com.

Zweibel, K. *Issues in Thin Film PV Manufacturing Cost Reduction*. National Renewable Energy Laboratory.