

01178



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA**

**ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA TECNOLOGÍA DE  
SILICIO AMORFO ACOPLADO A BOMBEO  
FOTOVOLTAICO**

*Tesis*

**Para obtener el Grado Académico de:**

**MAESTRO EN INGENIERÍA (ENERGÍA)**

**Presenta:**

**ING. JULIO CÉSAR ROSAS PORCAYO**

**Director de Tesis: Dr. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ  
(CIE-UNAM)**

**Mayo de 2005.**

m 343339



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

*Dedico este logro especialmente a mis padres:*

*Luis Rosas Villegas e Irene Porcayo Mejía*

*gracias por hacerme sentir seguro y respaldado*

*a mis hermanos, mi familia*

*Ariel Rosas Porcayo*

*Luis E. Rosas Porcayo*

*Shairot Marquina Navarrete*

*Luis Rosas Marquina*

*L. Christopher Rosas Marquina.*

*Por que ustedes son lo que para mí, en verdad vale en la vida.*

## AGRADECIMIENTOS

*Primeramente a DIOS por permitirme realizar una meta más en mi vida.*

*Agradezco al Dr. Aarón Sánchez Juárez por todo el apoyo brindado durante la realización de éste trabajo, por su excelente dirección y por los consejos recibidos. Gracias.*

*A los integrantes del Comité Tutoral:*

*Dr. Pathiyamatton Joseph Sebastián*

*Dr. Yasuhiro Matsumoto K,*

*Dr. Aarón sánchez Juárez*

*M.C. José Cámpo Álvarez*

*M.C. Robert Foster*

*gracias por su valioso tiempo dedicado a la revisión y la aprobación de éste proyecto de Tesis, por sus atinadas sugerencias y comentarios.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México y al Centro de Investigación en Energía, por las facilidades prestadas.*

*A Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología CONACYT, por el apoyo económico para la realización de mis estudios de Maestría.*

*Un agradecimiento muy especial Al M.C. José Ortega Cruz, por todo el apoyo y asesoría durante los trabajos realizados en este proyecto. A todos mis amigos y compañeros del CIE, gracias por su apoyo y su amistad.*

## **CONTENIDO:**

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	7

### **CAPÍTULO I**

#### **GENERALIDADES DEL EFECTO FOTOVOLTAICO**

I.1 Introducción	9
I.2 Panorama general de la Tecnología Fotovoltaica	9
I.3 Tecnologías Fotovoltaicas comerciales	12
I.4 Principio de operación de una celda solar	14
I.5 Características eléctricas en una celda solar	22
I.5-a Resistencia serie y paralelo en una celda solar.	24
I.5-b Condiciones de corto circuito.	26
I.5-c Condiciones de circuito abierto.	28
I.5-d Efecto de la temperatura	29
I.6 Consideraciones para elaborar celdas solares	31
I.7 Celdas solares de silicio cristalino	34
I.8 Conclusiones	38

### **CAPÍTULO II**

#### **CELDA SOLARES DE SILICIO AMORFO Y SU TECNOLOGÍA ACTUAL**

II. 1 Introducción	40
II.2 Generalidades del Silicio Amorfo	41
II.3 Características ópticas y eléctricas del a-Si:H	44
II.4 El efecto Staebler-Wronski	49
II.5 Las celdas solares basadas en a-Si:H	51
II.6 Degradación en las Celdas de Silicio Amorfo	53
II.7 Celdas y Módulos comerciales	56
II.7-a Celdas de unión simple	56

II.7-b Estructuras tandem	57
II.7-c Estructuras de triple unión	59
II.8 Logros actuales	61
II.9 Conclusiones	63

## CAPÍTULO III

### COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA DE SILICIO AMORFO

III. 1 Introducción	65
III.2 Variables a medir y Planteamiento experimental	65
III.3 Circuito electrónico para el trazado de Curvas $I-V$	68
III.4 Implementación y Certificación del trazador de Curvas $I-V$	71
III.5 Caracterización y desempeño de módulos comerciales de silicio amorfo	73
III.6 Conclusiones	81

## CAPÍTULO IV

### BOMBEO FOTOVOLTAICO CON MÓDULOS DE SILICIO AMORFO

IV.1 Introducción	82
IV.2 Bombas de agua y Características	83
IV.2-a Bombas de Superficie	83
IV.2-b Bombas Sumergibles	83
IV.2-c Bombas Flotantes	84
IV.2-d Bombas de Desplazamiento Positivo	84
IV.2-e Bombas Dinámicas o Centrifugas	88
IV.3 Generalidades en los sistemas de bombeo fotovoltaico	91
IV.4 Desempeño eléctrico experimental de una Bomba de Desplazamiento Positivo	94
IV.5 Acoplamiento Sistema de Bombeo - Generador Fotovoltaico	100
IV.6 Conclusiones	107

CONCLUSIONES GENERALES	109
TRABAJOS A FUTURO	111
REFERENCIAS	112

## INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la tecnología ha traído como consecuencia una demanda mayor de energéticos, lo cual ha producido un grave incremento en el consumo de energía proveniente de la quema de combustibles fósiles. Desafortunadamente, ellos no son un recurso infinito, y en consecuencia, en muchas partes del mundo se ha dado énfasis a la utilización de las llamadas FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA. Tal es el caso de los países europeos, asiáticos, e inclusive, en nuestro país, en donde existen programas gubernamentales para difundir y apoyar el uso de las fuentes de energías renovables tales como la eólica y la solar, que presentan las características de ser abundantes y limpias.

La energía solar es la energía radiante emitida por el Sol y recibida en la Tierra en forma de ondas electromagnéticas. El Sol emite continuamente radiación a todo el espacio. La Tierra intercepta aproximadamente  $1.7 \times 10^{14}$  kW, de tal manera que ella es efectivamente un gran colector solar. Esto significa que en menos de una hora, la energía solar que capta nuestro planeta es la suficiente para satisfacer la demanda energética anual de la población humana del mundo.

De una u otra manera, la energía solar origina gran parte de las fuentes de energía, exceptuando la energía nuclear, geotérmica y maremotriz. Por ejemplo, los combustibles fósiles son energía solar acumulada en forma de energía química. Otras formas de energía como la hidroenergía, la energía del viento (eólica) y la biomasa son generadas por la absorción de la energía solar.

Es conocido que el flujo de potencia de la energía solar que alcanza la superficie terrestre es típicamente del orden de  $1,000 \text{ W/m}^2$  [1,2], variando su magnitud con las estaciones del año y localmente, siendo afectada por las variaciones del clima, las cuales, están fuera del control del hombre. Sin embargo, por las características locales que presenta, su uso puede ser la mejor solución energética a diversas necesidades tanto del sector industrial y comercial como en el ámbito social. Sin embargo, para su aplicación, es necesario el uso de tecnologías que vayan en concordancia con las bondades que tiene esa fuente.

Hay dos formas conocidas en que el ser humano puede aprovechar la energía solar: una es por medio de procesos fototérmicos para calentamiento de fluidos y generar calor de proceso; y la otra, es por medio del *Efecto Fotovoltaico* a través del cuál, la luz solar se convierte en

electricidad sin usar ningún proceso intermedio. Los dispositivos donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad se llaman *Generadores Fotovoltaicos* y a la unidad mínima en la que se realiza dicho efecto se le llama *Celda Solar*. A la integración de generadores fotovoltaicos y cargas eléctricas (aparatos que consumen electricidad) se les llama *Sistemas Fotovoltaicos*.

El *Efecto Fotovoltaico* es un fenómeno conocido desde el siglo XVII (1839) cuando E. Becquerel observó "la generación de corriente eléctrica en una reacción química inducida por luz". Varias décadas después, en 1870's, un efecto similar fue observado en sólidos, en especial en selenio, en el que se obtuvieron eficiencias de conversión entre 1% y 2%. Sin embargo, se tuvo que esperar al avance de la ciencia, en especial en Física Cuántica, para dar una explicación fundamental del fenómeno fotovoltaico. Posteriormente, el desarrollo de la teoría del Rectificador de Estado Sólido (diodo) llevado a cabo por Mott y Schottky a principios de la década de 1940's y el invento del transistor por Bardeen, Brattain y Shockley en 1949, abrieron el camino al descubrimiento de la primera celda solar de silicio cristalino. Este descubrimiento se llevo a cabo en 1954 en los Laboratorios Bell y fue realizado por Chapin, D.M. y colaboradores [3] los que reportaron una eficiencia de conversión, de energía solar a electricidad, del 6%.

Debido al alto costo de producción de las celdas solares de silicio cristalino, las aplicaciones iniciales de la tecnología fotovoltaica estuvieron acotadas en proyectos en donde el precio del producto no era una limitante como es el caso de las aplicaciones espaciales. Sin embargo, a raíz de la crisis petrolera de los años 1970's, y con el objeto de reducir los altos costos de producción, el desarrollo de dicha tecnología ha tenido un fuerte impulso en la investigación y desarrollo tanto de las celdas basadas en silicio como aquellas basadas en nuevos materiales.

La meta ha sido obtener un producto de alta eficiencia y relativamente económico, que pueda ser aplicado en sitios en donde se desee una generación de electricidad limpia. Por esta razón científicos e ingenieros en todo el mundo han estado trabajando sobre el desarrollo de celdas solares con una mejor razón costo/desempeño. Esto se puede hacer aumentando la eficiencia de conversión de las celdas solares y en consecuencia la de los módulos, reduciendo su costo de elaboración, o ambos; o bien, con el uso de materiales en película delgada con alto coeficiente de absorción óptica. Es importante notar que aparte del mejoramiento en el proceso de

elaboración, el escalamiento de la producción en grandes volúmenes es un requisito importante de la reducción de costos.

Como consecuencia de dichas investigaciones, en 1976 Carlson and Wronski [4] fabrican la primera celda solar de silicio amorfo (eficiencia del 2%), material que había sido sintetizado anteriormente por Chittik y colaboradores [5]. Posteriores investigaciones tanto en las propiedades físicas del material como en la fabricación de celdas solares, y el mejoramiento de la eficiencia de conversión, motivan la fabricación de generadores fotovoltaicos con dicho material. Es así como a principios de los 1980's, industrias japonesas tales como la Sanyo, fabrican celdas solares de silicio amorfo para aplicaciones de baja potencia, lanzan al mercado mundial relojes y calculadoras de bolsillo energizados con celdas solares. Desafortunadamente en aquellos años dichos utensilios dejaban de funcionar a los pocos meses debido a problemas de degradamiento en el material. Sin embargo, éste tipo de aplicaciones es lo que da a conocer, de una manera masiva, a las celdas solares.

Desafortunadamente los problemas de degradación que se observaban en las aplicaciones de bolsillo, no hacían atractivo el uso de dicha tecnología en proyectos de alta potencia; y en consecuencia, los sueños de tener una tecnología más barata que la del silicio cristalino se veían muy desalentadores. Sin embargo, el material presenta varias ventajas de las que carece el x-Si que lo siguen haciendo atractivo para dichas aplicaciones.

Entre éstas se tienen a las siguientes: el proceso de elaboración permite sintetizar aleaciones del tipo a-Si:H (silicio amorfo hidrogenado), y su impurificación con boro (a-Si:H tipo-p) y fósforo (a-Si:H tipo-n) que es el material usado para fabricar las celdas solares; el material intrínseco a-Si:H tiene un *alto coeficiente de absorción*, lo que significa que una celda de a-Si requiere solo de unas cuantas micras de espesor para absorber la luz visible (200 veces menor que para el x-Si), lo que reditúa en menos material para su construcción; *voltajes en la unión hasta de 1.3 V*, lo que implica un voltaje a circuito abierto más grande que el que se obtiene en celdas de x-Si; se pueden formar otras aleaciones como a-Si:H:Ge, a-Si:H:C que son usados para elaborar *celdas tipo tanden* que permiten absorber todo el espectro de la luz visible; *se puede integrar en el proceso de elaboración de la celda la interconexión entre ellas para formar módulos*, disminuyendo los problemas debido a resistencias en serie; mejor respuesta espectral; y otras más.

Las características anteriores han motivado a los investigadores para minimizar ó resolver los problemas de degradación que se presentan en el a-Si:H y en las celdas, debido al actualmente conocido Efecto Staebler-Wronski. Como consecuencia de más de 20 años de investigación en dicha área, se tienen actualmente en el mercado módulos fabricados con el silicio amorfo, que según los fabricantes, muestran una estabilidad a largo plazo y que están compitiendo en el mercado internacional con los módulos de x-Si.

Como resultado del esfuerzo en la investigación y desarrollo tecnológico en el área fotovoltaica, actualmente se tienen disponibles en el mercado dos tipos de tecnología fotovoltaica para aplicación terrestre: la del silicio cristalino (x-Si: monocristal y policristal) y la del silicio amorfo en película delgada (a-Si); cuyas eficiencias fluctúan desde el 13% hasta el 22% para el x-Si, del 5% hasta el 11% para el a-Si; dependiendo del fabricante [6].

Aunado al esfuerzo de investigación en las celdas solares, el diseño y fabricación de cargas eléctricas de alta eficiencia (motores, lámparas, electrodomésticos, etc.) ha sido imperativo para el desarrollo e implementación de la tecnología fotovoltaica, ya que, con cargas eficientes se requiere de menos energía, y a menor energía, menor es el costo del generador. Así, los proyectos de aplicación terrestre pueden tener un panorama de competitividad económica con las tecnologías convencionales, para la generación de electricidad, que los hacen muy atractivos para su aplicación en sitios apartados de la red eléctrica.

La generación de electricidad mediante la luz solar ha sido identificada como una tecnología de rápido crecimiento con un potencial de aplicación alto. Por ser modular, puede ser usada en muchas aplicaciones. El mayor obstáculo para su uso en gran escala es el alto costo de inversión inicial. En México, los costos de generación de electricidad están entre los US \$ 0.15 a \$ 1.20 por kW-hr [7] para diferentes tipos de sistemas y diferentes localizaciones, que es muy alto comparado con lo que cuesta el kW-hr obtenido en la red (entre 0.05 a 0.15 US dolar/kW-hr) [8]. En países como Japón y Alemania el costo de la red cuesta US\$ 0.25 y US\$ 0.17 respectivamente, por ésta razón el uso de energías renovables, como la fotovoltaica es tan popular y competitivo en estos países. Como resultado, el uso de los generadores fotovoltaicos esta limitado principalmente a aplicaciones en las que el costo de introducción de la red eléctrica convencional y del consumo de la electricidad es alto, o bien, donde es necesario un generador limpio, silencioso y confiable. Este es el caso de áreas remotas (electrificación rural,

telecomunicaciones, bombeo de agua, señalización, etc.) o para amortiguar los picos de consumo altos. Sin considerar el costo inicial de inversión, la popularidad de la tecnología fotovoltaica se basa en su fácil uso, confiabilidad, relativo bajo mantenimiento y la disponibilidad del recurso solar. Debido a que son modulares, los sistemas fotovoltaicos pueden ser dimensionados para satisfacer las necesidades exactas de energía del usuario, disminuyendo el costo global sistema e incrementando la eficiencia del mismo. Conforme aumentan las necesidades energéticas del usuario, el tamaño energético del sistema se puede expandir.

Se espera que el mercado de los generadores fotovoltaicos se expanda rápidamente cuando la electricidad generada pueda ser colocada, en la red pública, a costos que sean comparables con los costos de generación de electricidad por medio de combustibles fósiles. Este punto puede alcanzarse solo si los costos de fabricación de los sistemas fotovoltaicos se reducen significativamente y si además, se considera el costo social de la energía en comparación con las diferentes tecnologías de generación de electricidad, actualmente la tasa de crecimiento a nivel mundial del uso de la tecnología fotovoltaica oscila del orden de ~35% en promedio en los últimos 10 años.

Actualmente existe un nicho de aplicación que hace de ésta tecnología un atractivo para resolver los problemas de electricidad en el ámbito rural. Hoy en día, la tecnología fotovoltaica disponible comercialmente es una alternativa real para su aplicación en diversas tareas domésticas, industriales y agropecuarias. Sin embargo siempre es necesario hacer un análisis de viabilidad económica y factibilidad técnica si es la más apropiada para tal fin.

El bombeo de agua en pequeña escala con energía fotovoltaica es una aplicación de mucha trascendencia en el mundo; tiene especial impacto en comunidades rurales para aplicaciones que benefician actividades principalmente agrícolas y crianza de ganado donde no hay suministro de energía convencional. Los sistemas de bombeo fotovoltaico se caracterizan por ser de alta confiabilidad, larga duración y mínimo mantenimiento, lo cual se traduce en un menor costo a largo plazo si se le compara con otras alternativas. Otras ventajas de la aplicación de este tipo de tecnologías son que no tienen un impacto ambiental y que son modulares es decir que pueden adecuarse para satisfacer las necesidades específicas del usuario en cualquier momento.

Actualmente hay miles de sistemas de bombeo con energía fotovoltaica (FV) en operación en ranchos ganaderos agrícolas alrededor del mundo. Los primeros sistemas terrestres se

instalaron hace 30 años. Hoy, los sistemas son confiables y económicamente competitivos para el productor rural. Los sistemas solares de bombeo pueden satisfacer un amplio rango de necesidades que van desde unas cuantas decenas de litros diarios para abrevar pequeños hatos o para consumo humano, hasta 50,000 litros diarios para abrevar hatos más grandes e irrigación de pequeñas parcelas. Estos sistemas son sencillos, confiables, requieren de poco mantenimiento y no usan combustible. Desafortunadamente, su costo inicial es alto comparado con sistemas de bombeo a base de motores de combustión.

La limitante de la alta inversión inicial ha motivado al Gobierno de nuestro País a impulsar el financiamiento de proyectos agropecuarios energizados con energía fotovoltaica, siendo los candidatos aquellos proyectos para los cuales se requieran energía que no pueda ser suministrada por las energías convencionales o extensión de la red.

Es así como en 1994 se inicia un programa de Energías Renovables financiado parcialmente por la Agencia de Desarrollo Internacional de los Estados Unidos, USAID/DOE, y por el Programa Alianza para el Campo, mediante el cual se instalaron 205 sistemas de bombeo fotovoltaico usando la tecnología del x-Si (módulos tanto de silicio monocristalino como policristalino y de silicio amorfo en Quintana Roo). El programa fue fortalecido en el año 1998 con una donación del Banco Mundial con un periodo de duración de 6 años. Este programa ha sido promovido, impulsado y manejado por el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), unidad técnica de la Secretaría de Agricultura, Ganadería, Recursos Naturales y Pesca (SAGARPA). Y durante el periodo de 1999 al 2003, se han instalado cerca de 1200 sistemas más de bombeo fotovoltaico de diferentes potencias.

El FIRCO ha tenido la necesidad de emitir Especificaciones Técnicas para regular la calidad y garantizar a los propietarios de los proyectos productivos, equipos de bombeo fotovoltaico de alta confiabilidad y durabilidad.

Dado que en dichas especificaciones no existe limitante con respecto al uso de módulos de una tecnología u otra, ya que existen en el mercado módulos de silicio amorfo, el FIRCO se ha visto en la necesidad de aceptar propuestas de proyectos de bombeo de agua energizados con dichos módulos. A la fecha existen 1200 proyectos de bombeo funcionando en el medio rural.

Aunque los fabricantes de módulos fotovoltaicos basados en silicio amorfo garantizan su producto algunos hasta por 20 años, desafortunadamente a la fecha, se carece de reportes técnicos

confiables de campo que permitan establecer la larga durabilidad y no degradamiento de dichos módulos, y en consecuencia su confiabilidad. Por esta razón, y al hecho de se siguen vendiendo módulos fotovoltaicos de silicio amorfo, se ha desarrollado el siguiente tema de investigación:

*ANALISIS ENERGÉTICO DE LA TECNOLOGÍA DE SILICIO AMORFO ACOPLADO A  
BOMBEO FOTOVOLTAICO.*

## **OBJETIVOS**

El trabajo de tesis desarrollado se planteó con los siguientes objetivos:

- a) Estudiar el comportamiento de la eficiencia con respecto al tiempo en módulos de silicio amorfo; y
- b) Establecer el acoplamiento de dicha tecnología en un sistema de bombeo basado en bombas de diafragma.
- c) En base al acoplamiento de sistemas fotovoltaicos a un sistema de bombeo, hacer una comparación entre dos diferentes tecnologías de módulos de silicio y determinar a partir de los resultados obtenidos, cual de ellas es mejor para éste caso.

Para dar una continuidad de las actividades de investigación realizadas para lograr el objetivo, este trabajo de tesis se ha dividido en 4 capítulos. En el Capítulo I se da información relevante al efecto fotovoltaico y se establecen los principios básicos de operación del mismo, el concepto de celda fotovoltaica, así como las características eléctricas de ellas y las diferentes tecnologías existentes en el mercado. En el Capítulo II se establecen las características físicas del silicio amorfo, las diferentes estructuras de las celdas solares basadas en dicho material, el fenómeno de degradación teórica y experimentalmente, su estabilidad así como los procesos de elaboración de las celdas, y la tecnología existente. En el Capítulo III de este trabajo se hace un análisis energético de la tecnología de los módulos de silicio amorfo, se establecen los equipos de medición y sistemas de adquisición de datos disponibles usados, así como la comparación entre módulos de silicio amorfo nuevos y módulos ya estabilizados. En el Capítulo IV se describe el acoplamiento de la tecnología de módulos de silicio amorfo a sistemas de bombeo, se muestra

algunos tipos de bombas de agua para aplicaciones fotovoltaicas disponibles en el mercado y los componente adicionales utilizados en el bombeo fotovoltaico, se hace una comparación entre la tecnología de silicio cristalino y amorfo acoplados al bombeo fotovoltaico. Por último se presentan las Conclusiones del estudio mostrando las ventajas y las desventajas que el diseñador de un proyecto de bombeo fotovoltaico debe considerar el elegir la tecnología de silicio amorfo.

# CAPÍTULO I

## GENERALIDADES DEL EFECTO FOTOVOLTAICO

### I.1 Introducción

Una de las formas de aprovechar la energía solar es mediante el uso de la tecnología fotovoltaica, la cual es capaz de transformar la luz en electricidad, del tipo directo, sin ningún proceso intermedio. No requiere de combustibles por lo que en la transformación no se desechan contaminantes al ambiente. Al no tener partes móviles ó mecánicas, los requerimientos de mantenimiento son casi nulos. La tecnología fotovoltaica presenta la característica de ser modular, es decir, la cantidad de potencia que generan dependen del área de captación, por lo que son sistemas que pueden operar con factores de planta cercano a la unidad, característica que no es posible de satisfacer para las tecnologías convencionales que se usan para la generación de electricidad. Estas bondades hacen que dicha tecnología sea un candidato aceptable para la generación de electricidad en zonas remotas. De hecho, su primera aplicación fue en proyectos espaciales, y actualmente, se aplica para usos terrestres en lugares apartados de la red eléctrica convencional.

El presente capítulo tiene como objetivo proporcionar las bases físicas del efecto fotovoltaico y establecer las características eléctricas involucradas en los dispositivos fotovoltaicos.

### I.2 Panorama general de la Tecnología Fotovoltaica

Los dispositivos donde se lleva a cabo la transformación de luz solar en electricidad se llaman comúnmente **Generadores Fotovoltaicos** y a la unidad mínima en la que se realiza dicho efecto se les llama **Celdas Solares**.

A partir del descubrimiento del efecto fotovoltaico en la unión  $p-n$  de silicio cristalino realizado en los Laboratorios Bell en 1954 [3], la primera aplicación de las celdas solares con éste

material fue en la industria aeroespacial. Por ser extremadamente caras para una aplicación terrestre, dichos dispositivos no tuvieron cabida en proyectos terrestres. El alto costo y la falta de un mercado terrestre relegaron a las celdas solares fotovoltaicas al estatus de dispositivos únicamente para investigación y curiosidad de laboratorio. Sin embargo, los dispositivos fotovoltaicos demostraron que son ideales para generar electricidad en el espacio: no requieren mantenimiento, no producen desechos y la generación de electricidad solo depende del Sol. Las investigaciones llevadas a cabo a principios de los 1970's mejoraron la eficiencia de conversión y lograron reducir su peso, factor importante para los satélites. De esta manera, grandes arreglos fotovoltaicos pudieron usarse en los satélites y estaciones espaciales, tal como la estación espacial Skylab en 1973.

A raíz de la crisis petrolera en los años 1970's, los programas de desarrollo e investigación en celdas solares para aplicación terrestre comienzan en gran escala, y en relativo corto tiempo, se logran tremendos avances en aumento de eficiencia y reducción de costos. En la Tabla I.1 se muestra un esbozo de lo que ha sido el progreso de la tecnología fotovoltaica.

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 estatus que mantenía la tecnología fotovoltaica como una fuente de generación de energía exótica cara, a un escenario práctico de fuente de energía común con un amplio rango de aplicaciones. De esta manera, la tecnología fotovoltaica se presenta como una de las transformaciones de energía solar más prometedoras para su uso masivo en el futuro.

Así, los generadores fotovoltaicos han sido identificados como una tecnología de rápido crecimiento con un potencial de aplicación alto. Por ser modular, puede ser usada en muchas aplicaciones. El mayor obstáculo para su uso en gran escala es el alto costo de inversión inicial. Los costos de generación de electricidad están entre los US \$ 0.15 a \$ 1.00 por kW-hr para diferentes tipos de sistemas y diferentes localizaciones [8]. Como resultado, el uso de los generadores fotovoltaicos esta limitado principalmente a aplicaciones en las que el costo de introducción de la red eléctrica convencional y del consumo de la electricidad es alto, o bien, donde es necesario un generador limpio, silencioso y confiable. Este es el caso de áreas remotas (electrificación rural, telecomunicaciones, bombeo de agua, señalización, etc.) o para amortiguar los picos de consumo altos. Sin considerar el costo inicial de inversión, la popularidad de la

tecnología fotovoltaica se basa en su fácil uso, confiabilidad, relativo bajo mantenimiento y la disponibilidad del recurso solar. Debido a que son modulares, los sistemas fotovoltaicos pueden ser dimensionados para satisfacer las necesidades exactas de energía del usuario, disminuyendo el costo global sistema e incrementando la eficiencia del mismo. Conforme aumentan las necesidades energéticas del usuario, el tamaño energético del sistema se puede expandir.

**TABLA I.1.- Reseña histórica de la tecnología fotovoltaica [9].**

<b>PROGRESO DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA</b>			
1839	Descubrimiento del Efecto Fotovoltaico por E. Becquerel		
1870's	Estudios del Efecto Fotovoltaico en sólidos por H. Hertz Celdas solares basadas en selenio con el 1% al 2% de eficiencias de conversión.		
1954	Primera celda solar de silicio cristalino desarrollada en los Laboratorios Bell, USA. 6% de eficiencia de conversión en celdas solares basadas en silicio cristalino. Celdas solares basadas en CdS son reportadas por Reynolds y colaboradores.		
1958	El programa espacial en USA inicia la primera mayor aplicación de celdas solares. El Vanguard I primer satélite espacial con tecnología fotovoltaica para la generación de electricidad.		
1970's	La crisis mundial petrolera y el aumento en los costos de la energía propiciaron el interés de reducir costos en la tecnología fotovoltaica para aplicaciones terrestres.		
<b>REDUCCIÓN DE PRECIOS PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS BASADOS EN SILICIO (en dólares americanos)</b>			
1975	1980	Actualmente	Año 2020
\$ 100/W	\$ 10-12/W	\$ 6-9/W	\$ 1-2/W (estimado)
<b>EFICIENCIAS DE CONVERSIÓN EN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COMERCIALES</b>			
5 AL 16%			
<b>RÉCORD DE EFICIENCIA DE CONVERSIÓN EN CELDAS SOLARES EXPERIMENTALES</b>			
32% AL 35% EN CELDAS SOLARES DE UNIÓN MÚLTIPLE BASADAS EN GaAs			

En países como Alemania y Japón el mercado de los generadores fotovoltaicos se expande rápidamente debido a que electricidad generada se está colocando en la red pública, esto debido a programas gubernamentales que apoyan a éste tipo de tecnologías para reducir al usuario los costos de inversión inicial para que sean comparables con los costos de generación de electricidad por medio de combustibles fósiles. Este punto puede alcanzarse también si los costos de fabricación de los sistemas fotovoltaicos se reducen significativamente.

Por esta razón científicos e ingenieros en todo el mundo están trabajando sobre el desarrollo de celdas solares con una mejor razón costo/desempeño. Esto se puede hacer aumentando la

eficiencia de conversión de las celdas solares y en consecuencia la de los módulos, reduciendo su costo de elaboración, o ambos. Es importante notar que aparte del mejoramiento en el proceso de elaboración, el escalamiento de la producción en grandes volúmenes es un requisito importante de la reducción de costos.

### **I.3 Tecnologías Fotovoltaicas comerciales**

Como se ha mencionado anteriormente, las celdas solares representan la unidad mínima de conversión de potencia eléctrica en un generador fotovoltaico, en el cual, al recibir energía luminosa, ésta la convierte en energía eléctrica. El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico que se puede llevar a cabo en materiales sólidos, líquidos y gaseosos; pero es en sólidos y en especial en los materiales semiconductores, donde se han obtenido las mayores eficiencias. Las celdas solares se fabrican a partir de materiales semiconductores y metales, presentando analogías eléctricas comunes con otros dispositivos electrónicos de estado sólido tales como diodos, transistores, circuitos integrados. Por lo que se puede decir que **una celda solar es un dispositivo semiconductor optoelectrónico que convierte la luz en electricidad**. La generación de potencia eléctrica en las celdas solares es pequeña, por lo que, para incrementar ésta, es necesario interconectarlas entre sí para formar los módulos fotovoltaicos.

Se puede encontrar en el mercado comercial diferentes tipos de celdas y módulos: las más comunes son las basadas en silicio (monocristal, policristal, policristal tipo listón y silicio amorfo). A nivel de investigación, donde se busca obtener de la celda solar la máxima potencia manteniendo los costos de elaboración al mínimo, hay una gama amplia de materiales semiconductores y estructuras en desarrollo. Se han encontrado materiales que sirven para fabricar celdas solares, a nivel laboratorio, con eficiencias de conversión mayores del 30%; sin embargo, las celdas solares que se encuentran a disposición en el mercado tienen eficiencias menores del 2% [10].

El mercado actual de los generadores fotovoltaicos está basado en las celdas solares de silicio cristalino (obtenido a partir de arena), debido a que la tecnología de elaboración de éste semiconductor es muy conocida, considerándose una tecnología madura y confiable. Las celdas solares y módulos fotovoltaicos elaborados con silicio cristalino han mostrado un tiempo de vida

grande (mayor de 30 años) y la mejor eficiencia de conversión en un sistema de producción de laboratorio ha llegado al ~35% [10]. Para reducir los costos de fabricación de los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino se han substituido las celdas solares monocristalinas de silicio por celdas policristalinas, material cuya elaboración es más económica que los monocristales, pero un poco menos eficiente [10].

Gracias al avance en la tecnología de fabricación de semiconductores en película delgada, actualmente se tienen una variedad muy amplia de semiconductores que han sido considerados, con base a sus características ópticas y eléctricas, como buenos candidatos para formar una celda solar. Entre estos materiales, el que ha recibido un fuerte impulso en la investigación y desarrollo tecnológico es el **silicio amorfo hidrogenado**. Debido a esto, se encuentra en el mercado celdas solares en película delgada basadas en dicho material, que es mas barato producirlo en comparación con el silicio cristalino, pero la eficiencia de conversión de las celdas solares de silicio amorfo disponibles comercialmente apenas llega al 8% [10]. El inconveniente de éste material es la degradación debido al conocido efecto Staebler-Wronski [11]. Actualmente el uso de éstas celdas solares es muy común ya que se les puede encontrar en relojes, calculadoras, sistemas de señalización y hasta módulos con 300 W de potencia con los que se puede dimensionar sistemas de potencia.

Se han considerado otros compuestos semiconductores en película delgada para aplicaciones fotovoltaicas como lo son el telurio de cadmio (CdTe) y el cobre-Indio-diselenio (CuInSe<sub>2</sub>). Las celdas solares elaboradas con estos compuestos así como los módulos fotovoltaicos están disponibles en el mercado [10] y aparentemente satisfacen la combinación requerida de bajo costo y eficiencia de conversión aceptable; más sin embargo, no presentan la estabilidad del silicio cristalino [13].

Existen otra clase de celdas solares basadas en monocristales de compuestos semiconductores tales como arsenurio de galio (GaAs) o fosfuro de indio (InP), materiales cuya elaboración es muy cara pero que satisfacen los requerimientos de alta eficiencia y bajo peso, características que las hacen ideales para las aplicaciones espaciales. Este es el caso del GaAs, que en configuración Tandem, presenta el récord de más alta eficiencia 31% [10], Para este tipo de aplicaciones, donde se busca bajo peso y alta eficiencia, la relación costo/beneficio es pequeña.

Se puede establecer que la tecnología de elaboración de celdas solares esta basada en materiales semiconductores monocristalinos, policristalinos y amorfos, los cuales, dependiendo del tipo de semiconductor, se pueden elaborar en película delgada (del orden de 1  $\mu\text{m}$  de espesor) o gruesas (del orden de cientos de micra de espesor). En la tabla I.2 se muestra cual es el estado actual de la tecnología fotovoltaica, pero la información vertida ahí no da a entender que son los únicos materiales donde se realiza tal efecto. Si se consideran las propiedades ópticas y eléctricas de algunos materiales semiconductores, es posible establecer que se tiene una gama amplia de ellos que son candidatos aceptables para formar estructuras fotovoltaicas.

**TABLA I.2.- Estado actual de la tecnología fotovoltaica [10]**

<b>ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA</b>		
	Diseño en homounión	Estatus
TIPO DE TECNOLOGÍA	*Silicio monocristalino (gruesa) *Silicio policristalino (gruesa) *Silicio amorfo (película delgada) Películas delgadas monocristalinas *Arseniuro de Galio (GaAs)	Disponible comercialmente  Bajo desarrollo
	Diseño en Heterounión	Estatus
TIPO DE TECNOLOGÍA	Películas delgadas policristalinas: *Cobre-Indio-Diselenio *Teluriuro de Cadmio	Disponibles comercialmente
	Diseño de unión múltiple	Estatus
TIPO DE TECNOLOGÍA	a-SiC/a-Si; a-Si/a-Si; a-Si/a-SiGe a-Si/poli-Si; a-Si/CuInSe <sub>2</sub> GaAs/GaSb	Bajo Desarrollo
CONFIGURACIÓN DE MÓDULOS	Módulos Planos	Disponible comercialmente
	Módulos con concentrador	Disponible comercialmente

#### **I.4 Principio de operación de una celda solar**

Si en un dispositivo con terminales aparece una diferencia de potencial (voltaje) debido a la absorción de la luz solar, se dice que en el dispositivo se está llevando a cabo el Efecto Fotovoltaico (FV). En estas condiciones, si en las terminales del dispositivo se conecta una carga eléctrica (una resistencia), se producirá una corriente eléctrica capaz de realizar un trabajo en la carga, siendo ésta la evidencia física del Efecto Fotovoltaico (ver Fig. I.1).

Según las referencias bibliográficas [11-14], las celdas fotovoltaicas están constituidas de por lo menos dos capas de material semiconductor con diferente comportamiento eléctrico: se puede decir que una de estas capas tiene características eléctricas positiva ( $p$ ), y la otra negativa ( $n$ ). Estas capas crean dentro del dispositivo un campo eléctrico interno,  $E_i$ , que radica cerca de la unión. Cuando las partículas energéticas provenientes de la luz, conocidas como fotones, impactan en la celda, algunos de éstos son absorbidos por el material semiconductor, haciendo que se genere un par de portadores de carga: negativo y positivo. Ellos son separados por el campo eléctrico interno, haciendo que la carga negativa fluya hacia el semiconductor  $n$  y la positiva hacia el semiconductor  $p$ . De esta manera, aparece en el semiconductor  $n$  una carga fotogenerada tipo negativa, y en el  $p$ , una carga fotogenerada tipo positiva. Éstas forman un potencial eléctrico externo  $V(-)$  y  $V(+)$ , respectivamente que producen una diferencia de potencial externa en el dispositivo de magnitud  $V$ . Si existe un circuito que cierre la capa  $p$  con la  $n$ , se establecerá una corriente eléctrica, de magnitud  $I$ , que fluirá, según la convención eléctrica, desde el semiconductor  $p$  al  $n$ .

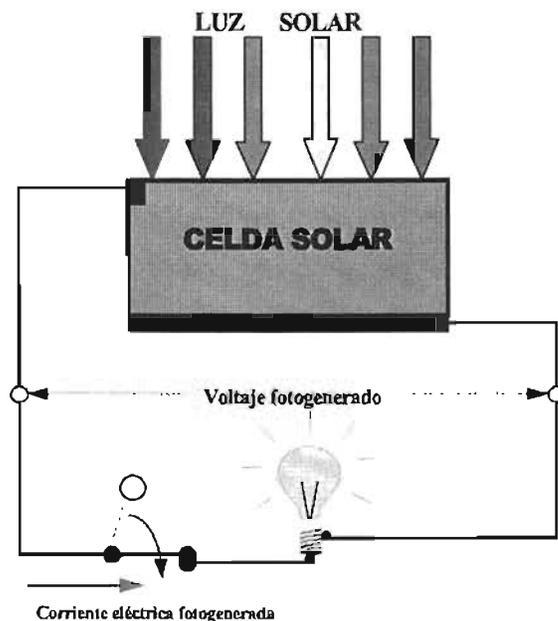


Fig. 1.1.- Evidencia física del Efecto Fotovoltaico.

La magnitud del voltaje producido en este proceso depende del tipo de material usado en la fabricación de la celda fotovoltaica. El voltaje es independiente del tamaño de la celda, contrariamente a la corriente, que depende del área de la celda y la intensidad de la luz [11-14]. Tanto la corriente como el voltaje eléctricos fotogenerados por las celdas solares son del tipo directo (corriente directa, CD).

Consideremos que tenemos una celda solar, es decir, un dispositivo optoelectrónico en el cuál, al recibir una radiación luminosa aparece una fuerza electromotriz en sus terminales (ver Fig. 1). Para entender a que se debe la aparición de dicha fuerza electromotriz y poder explicar dicho fenómeno, apliquemos a las terminales de la celda solar un voltaje externo ( $V$ ) variable, con valores negativos y positivos, y analicemos la corriente ( $I$ ) que fluye a través del dispositivo, cuando a éste se le mantiene en la oscuridad. Un diagrama esquemático de la celda solar en la oscuridad aparece en la Fig. I.2.

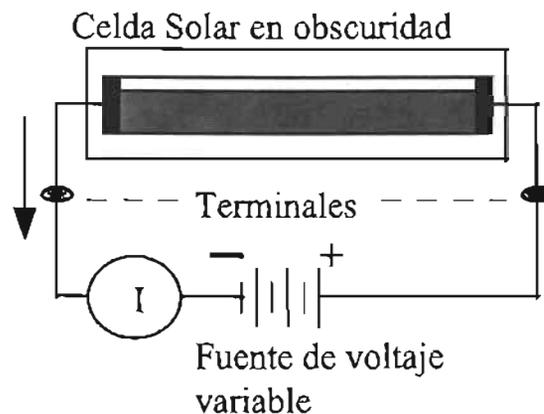


Fig. I.2.- Diagrama esquemático para una celda solar en oscuridad con un voltaje de polarización externo.

Al hacer una gráfica de  $I$  vs  $V$  (ver Fig. I.3-(a)), los resultados indican que la corriente  $I$  depende del voltaje  $V$  a través de una relación algebraica de la forma [15],

$$I_d = I_0 [\exp (qV/kT) - 1], \quad (I.1)$$

que es característica de un DIODO rectificador de corriente, el cual se fabrica por la unión íntima de un semiconductor tipo- $n$  y un semiconductor tipo- $p$ . Esto confirma lo que se ha establecido en las referencias [11-14]. En la Ec. (I.1),  $I_0$  recibe el nombre de corriente inversa de saturación, que

es la carga del electrón,  $A$  es un parámetro que proporciona la calidad de la unión del diodo (su valor ideal es 1),  $k$  es la constante de Boltzman y  $T$  la temperatura absoluta. En la Fig. 1.3-(b) aparece el circuito eléctrico equivalente de una celda solar con un voltaje externo  $V$  aplicado.

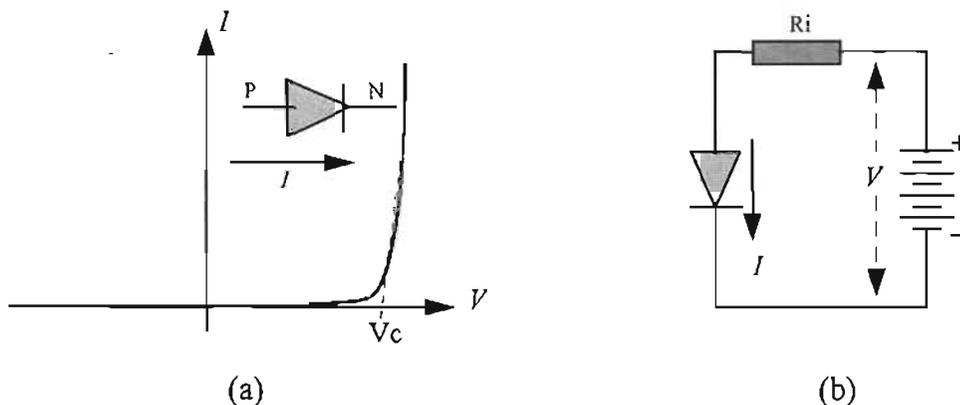


Fig. 1.3.- Comportamiento eléctrico de una celda solar en la oscuridad. En (a) curva  $I$  vs  $V$  mostrando las características rectificadoras; en (b) el circuito equivalente.

Ahora bien, si a la celda solar se le hace incidir un haz luminoso con una potencia de iluminación constante, entonces se genera una máxima corriente  $I_L$  y un máximo voltaje  $V_L$  debido a la radiación luminosa incidente. El comportamiento de la corriente  $I_S$  contra el voltaje aplicado  $V$  así como el circuito equivalente se muestran en la Fig. 1.4-(a) y 1.4-(b), respectivamente. Se observa que  $I_L$  tiene dirección contraria a la corriente de diodo, y su magnitud depende de la intensidad de la potencia luminosa. El valor de la corriente fotogenerada,  $I_L$ , representa la máxima corriente que puede generar la celda solar, que es la que ésta proporcionaría si es que se cortocircuitan sus terminales. Por esto, al valor de  $I_L$  se le conoce con el nombre de *corriente a corto circuito*,  $I_{CC}$ . El valor de  $V_L$  es el voltaje máximo que genera la celda en iluminación y recibe el nombre de *voltaje a circuito abierto*,  $V_{CA}$ , ya que es el valor que se mediría en las terminales de la celda si éstas quedan abiertas.

Considerando el nodo A en el circuito equivalente de la Fig 1.4-(b), y sin considerar el efecto de  $R_i$ , se puede establecer que  $I_S$  esta dada por la relación [15],

$$I_S = -I_L + I_0 [\exp (qV/AkT) - 1] \quad (1.2)$$

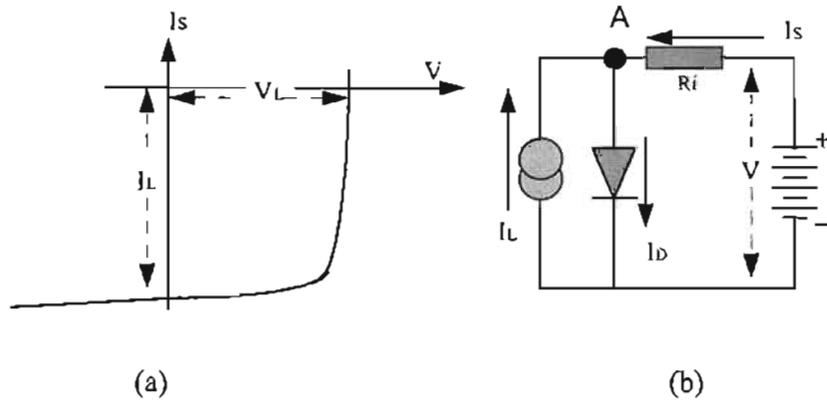


Fig. 1.4.- En (a) se tiene el comportamiento de una celda solar bajo radiación luminosa, y en (b) su circuito equivalente.  $R_i$  es la resistencia interna del dispositivo.

Si la celda no tiene ninguna carga conectada en sus terminales, ó si se cortocircuitan éstas, la potencia de salida será cero. Sin embargo, si se conecta a ella una resistencia de carga,  $R_C$ , el voltaje en la resistencia,  $V_R$ , y la corriente, que fluye a través de ésta,  $I_R$ , estarán dados por el punto de intersección entre la curva  $I$  vs  $V$  de la celda solar y la línea recta representada por la Ley de Ohm,  $V = -IR$ . En dicho punto, la potencia de salida en la resistencia de carga,  $P_S$  será igual a  $IR^2$ . Ajustando el valor de  $R$  se puede encontrar el punto de operación óptimo para el cual la potencia de salida tenga un valor máximo. Sea  $P_M$  dicha potencia. Si  $V_M$  e  $I_M$  son los valores para los cuales la potencia es máxima, entonces [15],

$$P_M = I_M V_M. \quad (1.3)$$

La eficiencia de conversión,  $\eta$ , de la celda solar se define como la razón entre la potencia máxima de salida en la celda solar y la potencia de la radiación,  $P_i$ , que incide en el área efectiva de iluminación en la celda,  $A_{ef}$ , es decir,

$$\eta = (I_M V_M / P_i) \times 100\%, \quad (1.4)$$

donde  $P_i$  es la potencia de la radiación incidente, [15]. Ya que la potencia de la radiación luminosa recibida en un colector depende de su área activa,  $A_e$ , entonces  $P_i$  estará dada como la

magnitud de la irradiancia luminosa,  $H_i$ , (en unidades de  $W/m^2$ ) por el área activa de la celda (en unidades de  $m^2$ ), es decir,  $P_i = H_i \times A_e$ .

Hasta ahora sólo se ha planteado lo que se puede medir externamente en un dispositivo que genera electricidad con la luz, pero no se ha establecido algún principio físico que explique tal efecto. Para esto, se considerará lo siguiente.

Para que exista una corriente eléctrica fluyendo en un circuito primero deben de existir portadores de carga eléctrica libres dentro del sólido, pero *¿quienes son los portadores de carga en una celda solar, responsables de la fotogeneración de electricidad?*. Se sabe que los portadores de carga libres en un metal, están representados por los **electrones de conducción**, que por convención se les ha asignado **carga negativa**. En un semiconductor, a temperatura ambiente, los electrones de las últimas capas de los átomos que forman al sólido, pueden ganar energía debido a las oscilaciones térmicas de la red cristalina y transformarse en electrones de conducción, que son considerados como "libres" ya que no están ligados a algún átomo. La energía de estos electrones forma una banda de energías llamada **banda de conducción**. Los **lugares vacíos dejados por dichos electrones** se comportan como **cargas positivas**, cuyos lugares pueden ser ocupados por electrones de valencia contiguos al "espacio vacío o hueco". Esta ocupación del espacio vacío por un electrón de valencia es equivalente a decir que hubo un movimiento de una carga positiva en dirección contraria al movimiento del electrón de valencia. Por convención, al lugar vacío dejado por la transición de un electrón a un nivel de energía superior se le llama "hueco" y se le asigna **carga positiva**. La energía de los electrones de valencia forman una banda de energías llamada **banda de valencia**. La banda de valencia y la de conducción en un semiconductor están separadas por una brecha energética cuyos valores son prohibidos para los electrones, por lo que recibe el nombre de **ancho de banda de energías prohibidas**, simbolizada por  $E_g$ . Por lo cuál, en un semiconductor, los portadores de carga están representados por electrones de conducción (cargas negativas) que radican en la banda de conducción y por huecos de valencia (cargas positivas) que radican en la banda de valencia, cuyas energías están separadas por una brecha de energía de valor  $E_g$ .

Una de las grandes ventajas que tienen los semiconductores es que se puede controlar, mediante los procesos de elaboración, la concentración de electrones libres, o bien, la de huecos. Esto se logra al agregar al semiconductor pequeñas cantidades de impurezas (átomos diferentes

de los que forman el sólido). De esta manera, si se introducen impurezas que a temperatura ambiente se ionicen y donen electrones, el semiconductor tendrá exceso de electrones "libres" y por lo cual, recibe el nombre de **semiconductor tipo-n**. Éste es el semiconductor negativo del que se hablaba anteriormente. Si la impureza introduce estados vacíos en los enlaces atómicos, que al ionizarse liberan un hueco, entonces el semiconductor tendrá exceso de huecos, recibiendo el nombre de **semiconductor tipo-p**, siendo éste el semiconductor positivo mencionado párrafos arriba. La densidad de átomos de impureza agregadas al material es determinante en los fenómenos de transporte eléctrico. Si hay exceso de electrones (portadores mayoritarios), con densidad  $n$ , la conductividad eléctrica,  $\sigma$ , regida por la relación [12]

$$\sigma = q n \mu_e + q p \mu_h, \quad (1.5)$$

estará dominada por éstos, y recíprocamente si hay un exceso de huecos (portadores mayoritarios con densidad  $p$ ). En la Ec. (1.5),

Analicemos ahora el efecto de la radiación luminosa sobre un sólido de espesor  $x$  (medido en cm). Si llamamos  $I_0$  a la intensidad de la luz incidente, entonces pueden suceder tres fenómenos físicos al interaccionar la luz con el sólido: a) Una fracción de la intensidad incidente se refleje, b) Parte de ella se trasmite, y c) parte de ella se absorba. La Ley de Lambert nos dice que la relación de la intensidad transmitida con respecto a la incidente es de la forma

$$I_T = I_0 \exp(-\alpha x), \quad (1.6)$$

donde  $\alpha$  recibe el nombre de *coeficiente de absorción* con unidades de  $1/\text{cm}$ , el cual depende de la longitud de onda ( $\lambda$ ) de la radiación luminosa incidente y de los parámetros ópticos del material: el índice de refracción y el coeficiente de extinción [12, 13]. Dependiendo de la manera en que  $\alpha$  dependa de  $\lambda$ , los materiales se dividen en absorbedores directos ( $\alpha \geq 10^4$ ) e indirectos ( $\alpha \leq 10^3$ ). En los materiales que presentan absorción directa se requiere de unas cuantas micras de espesor para absorber el 90% de la radiación luminosa; mientras que para los materiales que presentan absorción indirecta, se requiere de cientos de micras para tener el mismo efecto.

Usando la relación de Einstein, la radiación luminosa puede considerarse como un conjunto de partículas, llamadas fotones, con energía bien definida,  $E_f$ , dada por la expresión

$$E_f = h\nu = 1.2406/\lambda, \quad (1.7)$$

donde  $h$  es la constante de Planck y  $\nu$  la frecuencia de la radiación luminosa. Si la longitud de onda  $\lambda$  de la radiación luminosa se mide en micras, entonces  $E_f$  se medirá en electron-volts (eV), [12].

Ahora bien, se ha observado que para que se realice el proceso de absorción en los semiconductores, el valor de la energía del fotón debe ser mayor o igual al valor de  $E_g$ . En el proceso de absorción un electrón de valencia absorbe la energía del fotón y brinca a la banda de conducción, dejando en su lugar un hueco, creándose un par electrón-hueco que se pueden mover libremente por el sólido.

Tomando en cuenta lo anterior, consideremos que la celda solar es una unión  $p-n$ , entonces al recibir la radiación luminosa en forma de fotones, parte de ella será absorbida por algunos electrones de valencia en ambos semiconductores, creándose un electrón fotogenerado y éste deja un hueco fotogenerado. Estos portadores de carga fotogenerados viajan dentro de la estructura hacia la unión, bajo un gradiente de concentración. En dicha unión radica el campo eléctrico interno,  $E_i$ , que actúa sobre éstos y los separa, mandando a los electrones fotogenerados al lado  $n$  y a los huecos al lado  $p$ . La concentración de los electrones fotogenerados en el lado  $n$  y de huecos en el lado  $p$  son los responsables que aparezca un fotovoltaje (un potencial negativo  $V(-)$  en el semiconductor tipo- $n$ , un potencial positivo  $V(+)$  en el semiconductor tipo- $p$ ). Si se coloca una resistencia de carga en los extremos de la celda solar, el potencial impulsará hacia al exterior a dichos portadores de carga, formando una corriente eléctrica  $I_L$ , que fluirá, según la convención, del semiconductor tipo- $p$  al tipo- $n$ . La Fig. I.5 muestra un diagrama esquemático del proceso de generación fotovoltaica en una celda solar. En dicha figura, la radiación luminosa incide sobre la superficie del semiconductor tipo- $n$ . De ésta manera, al incidir la radiación luminosa sobre dicha superficie, una fracción de ella es reflejada y no participa en la fotogeneración (rayo 1). Longitudes de onda corta (rayo 2) después de ser absorbidas crean pares electrón-hueco, los que se pierden por recombinación superficial convirtiendo su energía en energía térmica. Los Rayos (3) y (4) son absorbidos cerca de la unión, creando pares electrón-huecos que son separados por el fuerte campo eléctrico que existe en la unión, llevando a los electrones al lado  $n$  y a los huecos al lado  $p$ . Se crea en ambos lados una energía fotovoltaica que envía, a través de los electrodos, una corriente eléctrica hacia fuera de la estructura, la que se pone de manifiesto al ejercer trabajo sobre una resistencia eléctrica. Longitudes de onda larga (rayo 5) atraviesan la celda sin causar

efecto alguno. Cuando llegan al contacto trasero, son absorbidas y la energía que ceden se transforma en calor.

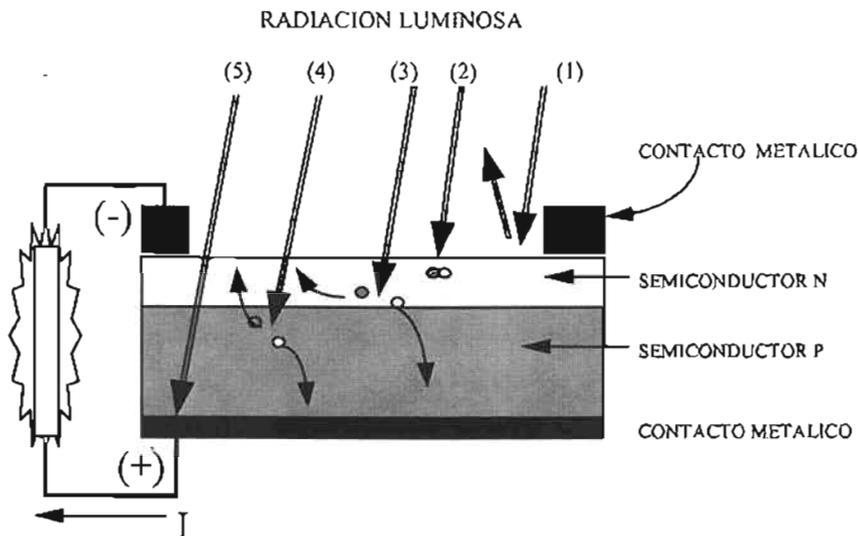


Fig. I.5.- Sección transversal simplificada de una celda solar tipo *p/n*.

## I.5 Características eléctricas en una celda solar

Considérese la Fig. I.4-(a) y trasládese ésta al primer cuadrante para fines nemotécnicos. Al analizar la curva  $I$  vs  $V$  de una celda solar en iluminación, se pueden distinguir 3 puntos de la curva que son los que definen el comportamiento eléctrico de la celda solar. Estos puntos se muestran en la Fig. I.6-(a) y son:

- a) El punto por donde la curva corta al eje horizontal (eje de voltajes). Este punto define el máximo voltaje que puede generar la celda solar, al que se le ha llamado voltaje a circuito abierto ( $V_{CA}$ ).
- b) El punto por donde la curva corta al eje vertical (eje de corrientes). Este punto define la máxima corriente que genera la celda, en términos del área de la misma. Dicha corriente se le conoce como corriente a corto circuito ( $I_{CC}$ ).

- c) El punto para el cuál el producto de  $V$  con  $I$  es máximo. Este punto define la máxima potencia generada por la celda solar y geoméricamente representa el área máxima del rectángulo inscrito en la curva ( $P_M$ ). Si a la celda se le conecta una resistencia de carga,  $R_C$ , cuyo valor esté dado por  $I_M/V_M$  (inverso de la pendiente de la recta mostrada en la figura), la celda entregará su máxima potencia a la resistencia.
- d) El Factor de Forma o de la curva o también llamado Factor de llenado  $I$  vs  $V$ , simbolizado por  $FF$  (Fill Factor), se define como la razón entre la potencia máxima generada por la celda y el producto de los valores de  $I_{CC}$  y  $V_{CA}$ , ver Ec. (1.8). Este es un parámetro geométrico que en el caso de una celda ideal, su valor es la unidad, [15].

$$FF = \frac{I_M V_M}{I_{CC} V_{CA}} \quad (1.8)$$

- e) La eficiencia de conversión de potencia luminosa a potencia eléctrica, simbolizada por  $\eta$ , se ha definido ya en la relación (1.4).

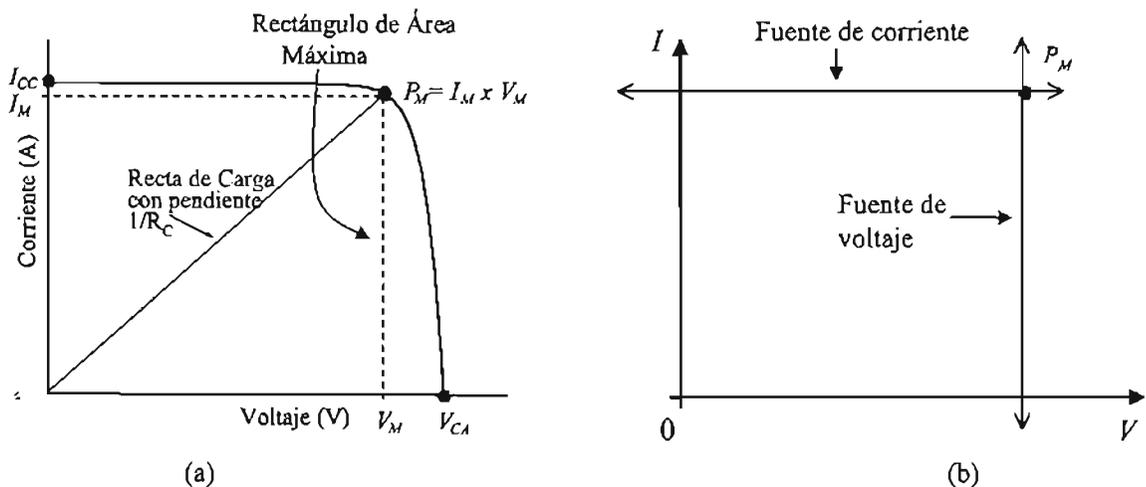


Fig. I.6.- En (a) se muestra la curva  $I$  vs  $V$  de una celda solar bajo iluminación y los parámetros eléctricos importantes de ella, y en (b) se representa el comportamiento ideal de una fuente de voltaje y el de una fuente de corriente.

La forma geométrica de la curva  $I$  vs  $V$  de la celda solar mostrada en la Fig. I.6-(a) sugiere que, en el caso ideal con  $FF = 1$ , la celda solar se comporta como una fuente de voltaje a corriente constante (recta vertical en la Fig. I.6-(b)), y como una fuente de corriente a voltaje

constante (comportamiento a la derecha del punto  $P_M$ ). Este tipo de comportamiento hacen de las celdas solares elementos ideales para almacenar energía eléctrica en acumuladores basados en reacciones electroquímicas, como es el caso de las muy conocidas baterías de plomo-ácido. Además, al ser elementos que pueden trabajar a voltaje constante, son ideales para acoplarse a motores eléctricos [15].

Con el fin de que los fabricantes de celdas solares reporten las características eléctricas de sus productos de una manera estandarizada, especialmente la eficiencia de conversión, se ha convenido usar como parámetros para la caracterización fotovoltaica los siguientes valores: luz solar con una intensidad de  $1000 \text{ W/m}^2$  ( $100 \text{ mW/cm}^2$ ) con un espectro correspondiente a una *masa de aire* AM 1.5, incidiendo normalmente sobre la celda, y manteniendo a ésta a una temperatura de la celda de  $25^\circ\text{C}$ . A éstas condiciones se les llama Condiciones Estándares de Medición, STC, por sus siglas en inglés: *Standard Test Conditions*.

El desempeño de una celda solar depende de varios factores, los inherentes a su fabricación los cuales afectan el desempeño eléctrico de la celda; y los inherentes a su operación, entre éstos los más importantes habiendo definido las condiciones STC son la magnitud de la irradiancia y la temperatura. Todos ellos se discutirán en las siguientes secciones.

### **I.5-a Resistencia serie y paralelo en una celda solar.**

La Ec. I.2 proporciona el comportamiento  $I$  vs  $V$  de una celda solar en el caso ideal. Sin embargo, como todo dispositivo que genera potencia eléctrica, la celda solar tendrá asociada una resistencia intrínseca al dispositivo (representado por  $R_i$  en Fig I.4-(b)). Si consideramos el comportamiento eléctrico dual que presenta la celda solar cuando es iluminada (fuente de corriente y de voltaje), cuyos circuitos equivalentes se muestran en la Fig. I.7, entonces el circuito equivalente para la celda solar será aquel que incluya una resistencia en serie,  $R_s$ , y una resistencia en paralelo  $R_p$ , tal y como se muestra en la Fig. I.7-(c).

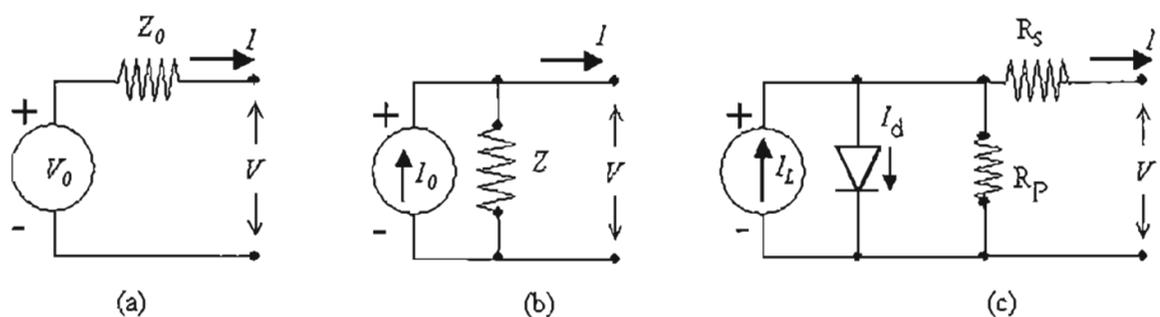


Fig. I.7.- Diagramas eléctricos equivalentes para fuentes de potencia. En (a) se tiene una fuente de voltaje, en (b) se muestra una fuente de corriente, y en (c) la celda solar.

Así, para éste circuito y considerando la dirección de la corriente de salida que ahí se muestra, la ecuación que rige al comportamiento de la celda será [15],

$$I = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q(V + R_S I)}{AkT}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S I}{R_P}. \quad (I.9)$$

La resistencia en paralelo,  $R_P$ , es debida a las corrientes de fuga en la unión y a la recombinación de portadores dentro del volumen del material. Su magnitud depende sobre la calidad del material (pureza y cristalinidad) y el método elegido para formar la unión [13, 14]. El valor ideal de  $R_{SH}$  es infinito. Si no es así, valores pequeños implican que existirá una corriente fluyendo a través de ella, propiciando una caída de voltaje a la salida de la celda. Esto es observable por un aumento en la pendiente de la curva  $I$  vs  $V$  en la zona en donde la celda se comporta como una fuente de corriente (zona a la izquierda del punto  $P_M$  en la Fig. I.6). Externamente se detecta una disminución en el voltaje a circuito abierto; es decir, una disminución en el valor de  $R_P$  del valor ideal repercute en una disminución del voltaje a circuito abierto (ver Fig. I.8-(a)).

La resistencia en serie,  $R_S$ , depende principalmente de la resistencia de los contactos eléctricos en la salida de la celda y de la resistividad de la capa  $p$ . Su valor ideal es cero. Si no es así, cualquier valor de  $R_S$  limitará la corriente de salida de la celda, trayendo como consecuencia una reducción de la pendiente de la curva  $I$  vs  $V$  en la zona en donde la celda se comporta como

una fuente de voltaje (región vertical en la Fig. I.6). Externamente se observará una disminución en la corriente a corto circuito cuando la  $R_S$  tienda a aumentar (Ver Fig. I.8-(b)), [15].

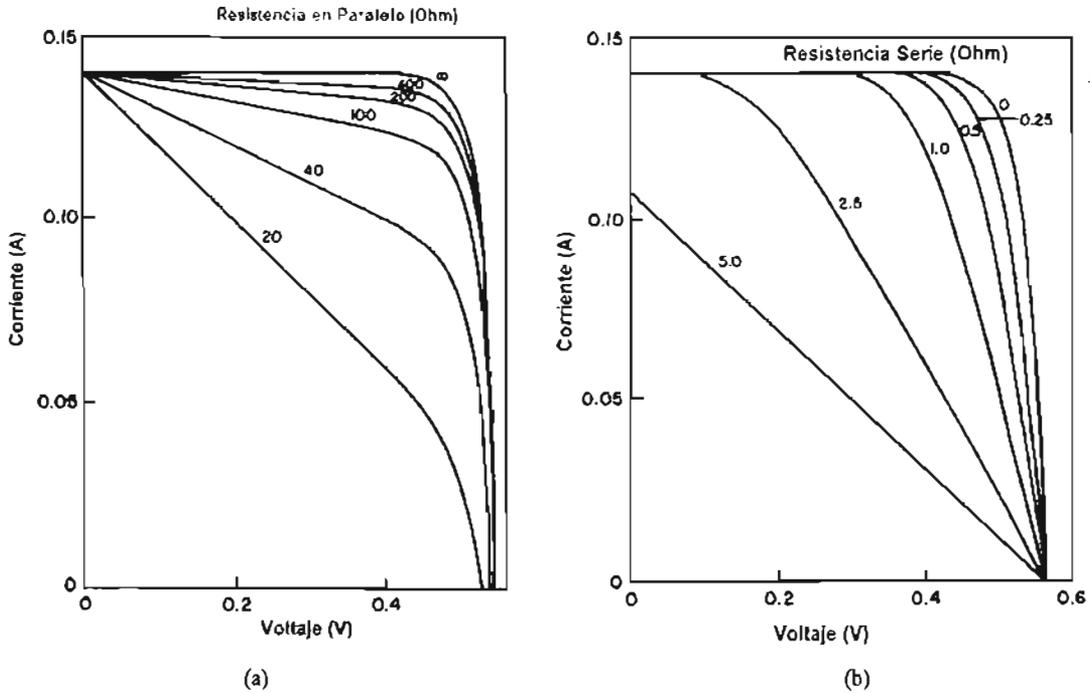


Fig. I.8.- Efecto de la resistencia serie y paralelo sobre las características  $I$  vs  $V$  de una celda solar. En (a) se muestra únicamente el efecto de  $R_P$ , y en (b) únicamente el efecto de  $R_S$ .

### I.5-b Condiciones de corto circuito.

Las condiciones de corto circuito se generan cuando las terminales de la celda son cortocircuitadas sin existir resistencia de carga alguna. De ésta manera, el voltaje de salida será cero, es decir,  $V = 0$ . De la Ec. (I.9) se sigue que, bajo condiciones de corto circuito,  $V = 0$ , y entonces  $I = I_{CC}$ , de donde

$$I_{CC} = I_L - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q R_S I_{CC}}{A k T}\right) - 1 \right] - \frac{R_S I_{CC}}{R_P} \quad (I.10)$$

Para valores de la irradiancia,  $H_i$ , menores del valor extraterrestre (es decir, sin concentración), los efectos de la resistencia en serie son despreciables bajo las condiciones de corto circuito, y en consecuencia,  $I_{CC}$  puede ser considerada equivalente a la corriente fotogenerada  $I_L$ , o sea

proporcional a la magnitud de la irradiancia  $H_i$  [11-15], es decir, se puede establecer una relación de la forma

$$I_{cc} \approx I_L = C H_i \quad (I.11)$$

donde  $C$  es una constante que depende del material con el que se ha fabricado la celda solar y de su área. Ésta dependencia se muestra en la Fig. I.9 para el caso de una celda solar de silicio cristalino.

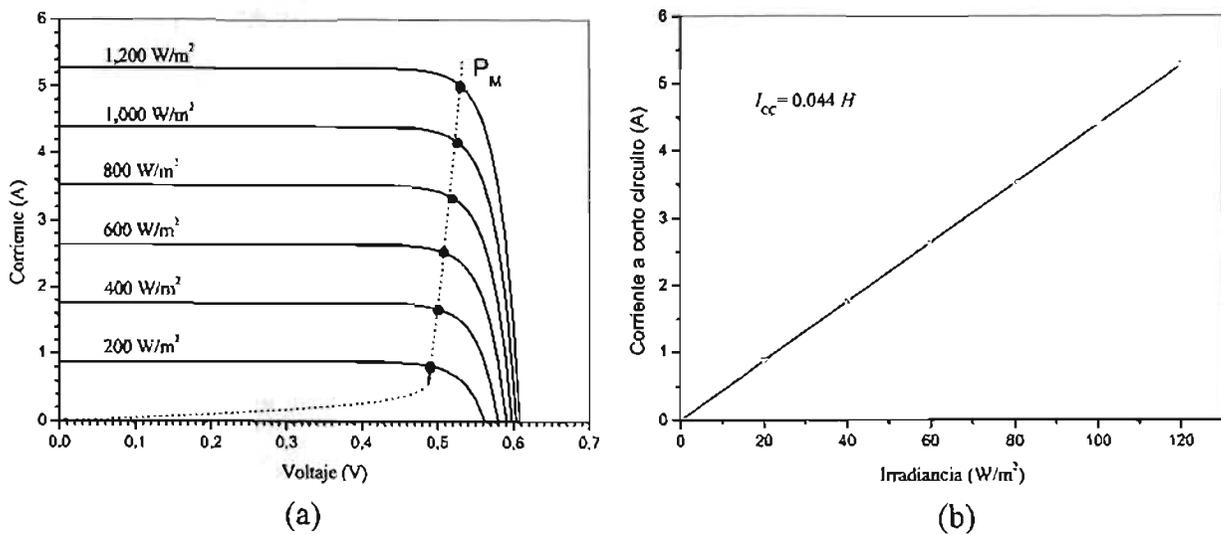


Fig. I.9.- Dependencia de la corriente de corto circuito con respecto a la irradiancia solar.

Desde el punto de vista microscópico, la magnitud de  $I_L$  es función de la absorción del material la cual depende del flujo de fotones y su energía que incide sobre la celda y la tasa de generación de los portadores de carga debido a la absorción de los fotones. Lo anterior puede expresarse mediante la relación [14]

$$I_L = Aq \int_0^{\lambda_m} F(\lambda)[1 - R(\lambda)]SR(\lambda)d\lambda \quad (I.12-a)$$

donde  $A$  es el área de la celda;  $q$  la carga eléctrica de los portadores;  $\lambda_m$  es el valor de la longitud de onda definida por la brecha del semiconductor;  $F(\lambda)$  es el número de fotones incidentes por unidad de área (cm<sup>2</sup>) por unidad de tiempo (s) por longitud de onda ( $\mu\text{m}$ ), o sea, es la distribución

espectral de la radiación de la luz con respecto a la longitud de onda;  $R(\lambda)$  es la fracción de fotones reflejados en la superficie; y  $SR(\lambda)$  es la respuesta espectral, definida por la relación:

$$SR(\lambda) = \frac{J(\lambda)}{qF(\lambda)[1 - R(\lambda)]} \quad (\text{I.12-b})$$

donde  $J$  es la densidad de corriente generada (expresada en  $A/cm^2$ ) debido a la absorción del flujo de fotones que por unidad de área y unidad de tiempo inciden sobre el material, [15]. De la Ec. I.12-a se observa que una mayor respuesta espectral se traduce en una mayor corriente de iluminación.

Este comportamiento lineal de la corriente fotogenerada (ó corriente a corto circuito) con la irradiancia, hacen de las celdas solares dispositivos aceptables para medir la intensidad de la luz. Por otra parte, la eficiencia de la celda puede considerarse “*constante*” con los cambios en el valor de la irradiancia ya que ha sido definida como el cociente de la potencia de salida entre la potencia de la radiación luminosa. Para fines prácticos se puede establecer que en el rango de 200 a  $1000 \text{ W/m}^2$ , la eficiencia de la celda no cambia. El cambio que se observa en el voltaje  $V_M$  que define al punto de máxima potencia, es muy pequeño con respecto al cambio en la irradiancia, por ello se ha permitido considerar que en las celdas solares el voltaje es mas constante, y no así la corriente que cambia proporcionalmente con la irradiancia, lo cual hace posible que sea posible calibrar una celda solar y utilizarla como un medidor de irradiancia.

### **I.5-c Condiciones de circuito abierto.**

Las condiciones de circuito abierto son establecidas cuando no existe alguna resistencia de carga conectada a la celda, por lo cual,  $I = 0$ , y el voltaje de salida  $V$  será igual al  $V_{CA}$ . Con ésta condición y de la Ec. (I.2) se tiene que [15,16]:

$$V_{CA} = \frac{AkT}{q} \ln \left( \frac{I_L + I_0}{I_0} \right) \quad (\text{I.13})$$

Dado que  $I_L$  depende únicamente de la manera en que el semiconductor absorbe la luz, del tiempo de vida, de la longitud de difusión y su respuesta espectral según la Ec. (I.12),  $V_{CA}$  esta determinado por el valor de la corriente inversa de saturación,  $I_0$ . La magnitud de dicha corriente

depende de la brecha de energía del semiconductor y de la densidad de impurezas aceptoras y donadoras en los semiconductores tipo-*p* y tipo-*n*, respectivamente, las que definen la densidad de portadores intrínsecos. Ésta dependencia se determina por la expresión [12, 15]

$$I_0 = A q C \exp\left(\frac{-E_g}{kT}\right) \quad (I.14)$$

donde *A* es el área del dispositivo y *C* es una constante que depende de la densidad de estados permisibles en la banda de valencia, la banda de conducción y de la temperatura, de la densidad de átomos de impurezas donadoras y aceptoras, de la longitud de difusión de los electrones y huecos, y del tiempo de vida de ambos portadores [ver ref.12, pag. 794]. Mediante las Ecs. (I.13) y (I.14), se puede establecer que el valor del voltaje a circuito abierto depende directamente de la magnitud de la brecha del material semiconductor, [14]. Una relación simplificada esta dada como:

$$V_{CA} = kT/q [\ln (I_L/qAC)] + E_g/q \quad (I.15)$$

donde el primer término es del orden de -0.5 volts. Así que para un material con brecha del orden de 1.12 eV (caso del silicio cristalino), se espera obtener un voltaje a circuito abierto de 0.62 V.

#### **I.5-d Efecto de la temperatura**

La temperatura tiene efectos fuertes sobre las características eléctricas de la celda solar. La corriente fotogenerada aumentará ligeramente con un aumento en la temperatura de la celda debido a una disminución ligera en el valor de la brecha de energía del semiconductor. Sin embargo, el efecto fuerte aparece en el voltaje a circuito abierto, ya que la corriente inversa de saturación presenta un crecimiento exponencial con la temperatura. De hecho, la corriente inversa de saturación es una corriente de portadores minoritarios creados por la excitación térmica. A mayor temperatura, mayor densidad de éstos portadores se tiene en el semiconductor, y en consecuencia, un aumento en la corriente inversa de saturación. Y como  $V_{CA}$  depende de  $I_0$  a través de la Ec. (I.13), se puede establecer que la relación funcional de  $I_0$  con *T* esta dada por [15, 16]

$$I_0 = D T^3 \exp(-E_{g0}/kT), \quad (I.16)$$

donde  $D$  y  $E_{g0}$  (la brecha a 0 K) son constantes con la temperatura.

Tomando en consideración la Ec. (I.9) y la Ec. (I.16), se puede deducir la siguiente ecuación para el voltaje a circuito abierto [16].

$$V_{CA}(T) = \frac{E_{g0}}{q} - \frac{kT}{q} \ln \frac{DT^3}{I_L} \quad (I.17)$$

La Ec.(I.17) predice que el  $V_{CA}$  decrece conforme aumenta la temperatura. Dicho decrecimiento puede observarse más claramente por medio de la derivada con respecto a la temperatura del  $V_{CA}$ ,  $dV_{CA}/dT$ , [16], el cual es conocido como el coeficiente de variación térmica. De la Ec. (I.17) se tiene que:

$$\frac{dV_{AC}}{dT} = -\frac{1}{T} \left[ \frac{E_{g0}}{q} - V_{CA}(T) \right] \quad (I.18)$$

Lo anterior se puede observar gráficamente en la Fig. I.10.

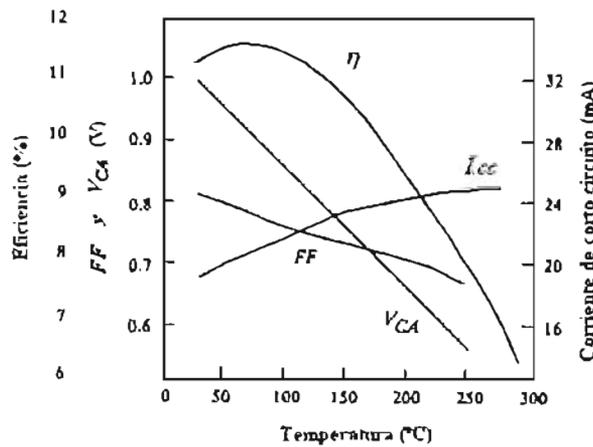


Fig. I.10.- Variación de los parámetros eléctricos con la temperatura, [16].

Ya que los parámetros eléctricos,  $I$  y  $V$ , bajo condiciones de operación, se ven afectados por la temperatura, entonces los valores en el punto de máxima potencia,  $I_M$  y  $V_M$ , también se afectarán aumentando ligeramente la corriente y disminuyendo el voltaje. Como resultado, la potencia máxima generada por la celda disminuirá con un incremento en la temperatura de ésta. De lo anterior, la eficiencia de la celda disminuye con la temperatura. La Fig. I.11 muestra el comportamiento  $I$ - $V$  de una celda solar con diferentes temperaturas.

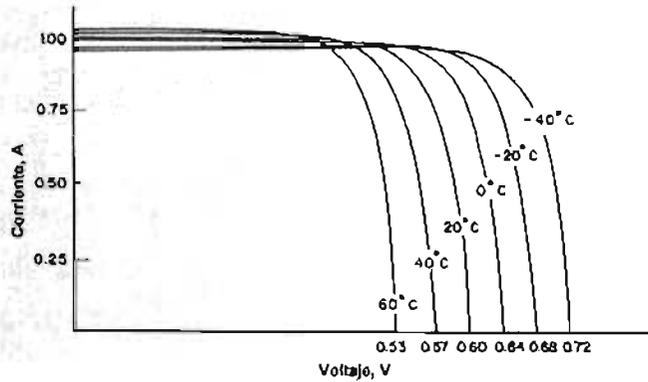


Fig. I.11.- Efecto de la temperatura sobre los parámetros eléctricos de una celda solar, [15].

## I.6 Consideraciones para elaborar celdas solares

Por lo antes mencionado es necesario que se satisfagan por lo menos cuatro requerimientos básicos para que un dispositivo optoelectrónico sea considerado como una celda solar. Estos son:

- 1). Absorción de la radiación luminosa y debido a ésta, la generación de portadores de carga, electrones y huecos, en exceso de su concentración de equilibrio.
- 2). Existencia de un campo eléctrico interno en la unión para separar y coleccionar a los portadores de carga fotogenerados. Esto exige la unión rectificadora entre dos materiales de diferente conductividad eléctrica.
- 3). Longitud de difusión de los portadores fotogenerados grande para que puedan llegar a la zona de existencia del campo eléctrico.
- 4) Pocos centros de recombinación para que el tiempo de vida promedio de los portadores fotogenerados sea grande y puedan ser recolectados por los contactos eléctricos.

Al material en donde se vaya a realizar la absorción y generación de la pareja de portadores de carga se le puede llamar "absorbedor-generador". Como se ha encontrado que, en los semiconductores tipo-*p*, la magnitud de la longitud de difusión de los electrones (distancia que puede avanzar un electrón excitado antes de recombinarse) así como su tiempo de vida (tiempo de duración del estado de excitación de un electrón) son más grandes que la de los huecos [13, 14], se recomienda que el material absorbedor sea el semiconductor tipo-*p*.

Para realizar la absorción, la brecha de energía  $E_g$  del material absorbedor deberá tener un valor que se acople a la zona en donde el espectro de la radiación solar (ver Fig. I.12-(a)) tenga la mayor densidad de energía, la que corresponde a longitudes de onda desde  $0.45 \mu\text{m}$  hasta  $1.2 \mu\text{m}$ . Sin embargo, con respecto al valor óptimo de la brecha, estudios teóricos respecto de la variación de la eficiencia con respecto al valor de  $E_g$  (ver Fig. I.12-(b)) han mostrado que el valor de éste, que maximiza la eficiencia de conversión, debe tener un valor entre  $1.4 \text{ eV}$  y  $1.5 \text{ eV}$  [13, 14].

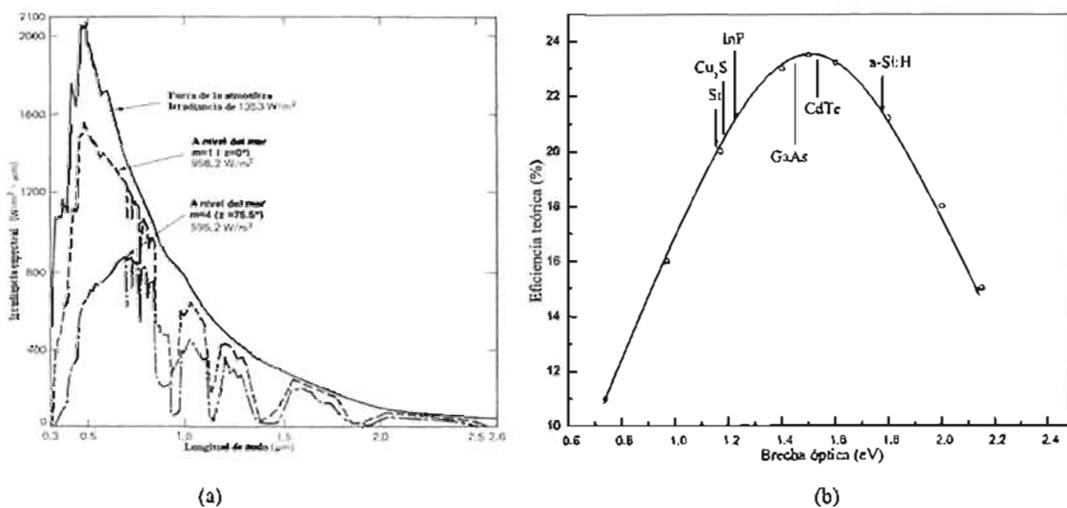


Fig. I.12.- En (a) el espectro de la radiación solar en función de la longitud de onda del fotón, y en (b) la dependencia de la eficiencia de conversión respecto de la magnitud de la brecha, [15].

Además, para absorber todo el espectro de la radiación luminosa, el espesor del material deberá ser optimizado con base en su coeficiente de absorción a través de la Ley de D'Lambert (Ec. (I.6)).

Esto significa que si es de baja absorción ( $\alpha < 10^2 \text{ cm}^{-1}$ ), su espesor debe ser del orden de los cientos de micras ( $300 \mu\text{m}$  para el caso del silicio); y si es de alta absorción ( $\alpha > 10^4 \text{ cm}^{-1}$ ), el espesor debe ser del orden de unas cuantas micras ( $0.5 \mu\text{m}$  para el caso del silicio amorfo).

Por otra parte, como la creación de un campo eléctrico interno es consecuencia de la unión entre dos materiales con diferente conductividad eléctrica, las alternativas para lograrlo pueden ser por medio de las uniones siguientes:

- (a) semiconductores tipo- $p$  y tipo- $n$  (**unión  $p-n$** );
- (b) un metal y un semiconductor (**unión tipo Schottky M-S**);
- (c) un metal, un aislante y un semiconductor (**unión tipo M-I-S**);
- (d) un semiconductor tipo- $p$ , un aislante y un semiconductor tipo- $n$  (**unión tipo S-I-S**).

Ya que se ha recomendado como material absorbedor al semiconductor tipo- $p$ , el semiconductor tipo- $n$  necesario para formar el campo eléctrico interno deberá de tener un espesor que satisfaga ciertos requerimientos.

Por una parte, si la luz va a incidir sobre de él, su espesor debe de optimizarse para que no absorba mucha porción de ella, reduciendo la recombinación superficial; y si no es así, el espesor también debe optimizarse para reducir las pérdidas de electrones fotogenerados por procesos de dispersión en la banda de conducción [14]. Dado que la tarea del semiconductor tipo- $n$  es la de construir el campo eléctrico interno para separar las cargas fotogeneradas y recolectarlas, se le suele llamar colector-convertidor.

Se conoce que la movilidad de los portadores de carga depende de características estructurales y de parámetros externos, como lo es la temperatura [13,14]. Si el material es un monocristal, la existencia de centros de recombinación de portadores de carga serán mínimos, la movilidad será mayor y en consecuencia, las pérdidas en la corriente fotogenerada tenderán a minimizarse.

Sin embargo si es un policristal ó un amorfo (no hay periodicidad atómica a largo alcance), las fronteras de grano generalmente actúan como centros de recombinación, disminuyendo la movilidad electrónica y en consecuencia, la corriente fotogenerada puede disminuir drásticamente.

Así, los materiales que pueden ser candidatos para formar una celda solar deben satisfacer, en forma general las características que en la tabla I.3 se especifican.

**TABLA L3.- Criterios para seleccionar sistemas de heterounión para celdas solares FV**

PROPIEDAD	CRITERIO
Brecha de energía óptica (Eg) para el material absorbedor	Valor cercano a 1.4 eV para maximizar la absorción de la radiación solar, al mismo tiempo para mantener la corriente del diodo al mínimo que es un limitante para Voc. Absorción óptica directa, para que los portadores se generen cerca de la unión Longitud de difusión de los portadores minoritarios grande
Brecha de energía óptica (Eg) para el material ventana	Tan grande como sea posible manteniendo la resistencia en serie con un valor bajo
Conductividad eléctrica	El material absorbedor debe tener conductividad eléctrica tipo- <i>p</i> dado que la longitud de difusión de los electrones es más grande en estos materiales; mientras que el material ventana debe ser tipo- <i>n</i> , lo más delgado posible
Afinidad electrónica	Los materiales absorbedor y ventana deben de elegirse de tal manera que no ocurran picos de potencial en la unión para los portadores minoritarios fotoexcitados
Voltaje de difusión	Tan grande como sea posible, ya que el $V_{CA}$ es proporcional al voltaje de difusión
Desacoplamiento de redes cristalinas	El desacoplamiento en las constantes de redes cristalinas entre los dos materiales debe ser tan pequeño como sea posible, para minimizar la densidad de estados interfacial y las pérdidas por recombinación debido a tales estados
Métodos de depósito	Los materiales deben de ser elaborados con métodos de depósito y control disponibles para películas delgadas
Contactos eléctricos	Debe ser posible formar contactos eléctricos de baja resistencia en ambos materiales, tipo- <i>p</i> y tipo- <i>n</i>
Disponibilidad de materiales	Debe existir una fuente de suministro de material suficiente para la producción de áreas grandes de celdas solares
Costo del material	Los costos de los materiales deben ser competitivos con los sistemas alternativos
Toxicidad del material	Los materiales no deben ser tóxicos o su toxicidad debe ser controlable
Estabilidad y tiempo de vida de la celda	La celda debe tener un tiempo de vida de operación suficientemente grande para reestablecer el pago de los costos económicos y de energía para producir el dispositivo

## 1.7 Celdas solares de silicio cristalino

Hasta ahora, las mejores eficiencias de conversión en celdas tipo homounión han sido obtenidas en silicio cristalino [10]. La fabricación de celdas solares y módulos fotovoltaicos basados en silicio cristalino, involucra tres pasos principales: primero la fabricación de la oblea de silicio monocristalino o policristalino partiendo de arena; segundo la elaboración de la unión rectificadora y de la celda solar; y tercero, la fabricación de los módulos fotovoltaicos.

La tecnología de crecimiento de monocristales de silicio, esta basada en el método de Czochralski, con el que se puede crecer lingotes de más de 300 mm de diámetro y hasta 1.5 m de largo. El método consiste en el refinamiento de óxido de silicio para convertirlo a silicio. Este proceso se realiza de la siguiente manera: se prepara silicio grado metalúrgico al des-oxidar en un horno de arco (alta temperatura) una mezcla de  $\text{SiO}_2$  y carbón. El material obtenido (silicio con 97-98% de pureza) es procesado usando triclorosilano para producir silicio de alta pureza



policristalino. Este material es fundido posteriormente, y por medio del método de Czochralsky (CZ) o por el de zona flotante (FZ), se crecen los monocristales en forma de lingote cilíndrico cuyo diámetro puede ser desde unos cuantos centímetros hasta 150 mm [11]. Durante la formación del lingote, el silicio es impurificado con boro para obtener la conductividad tipo-*p* del material (Si tipo-*p*). El material policristalino se obtiene mediante el proceso de fundido y solidificación direccional del silicio. Mediante esta tecnología se crean lingotes de sección cuadrada. Posteriormente, ya sea el material monocristalino o policristalino, los lingotes se rebanan por medios mecánicos en obleas delgadas (del orden de 100 a 300  $\mu\text{m}$  de espesor) que sirven como base para la elaboración de las celdas solares. La tecnología de crecimiento del silicio es una tecnología muy conocida y bien establecida en muchos países. De hecho, esta es la tecnología que ha mantenido la producción a gran escala de la industria fotovoltaica.

Las obleas producidas tipo-*p* son posteriormente impurificadas con fósforo en hornos de difusión a altas temperaturas para elaborar la homounión *p-n*, que se requiere para producir el efecto fotovoltaico. Teniendo la unión *p-n*, es necesario colocar contactos eléctricos en el lado  $-p$  y en el lado  $-n$  para colectar a los portadores de carga fotogenerados. La celda se diseña para que la luz incida por el lado  $-n$ . En el lado  $-n$  se coloca una rejilla metálica, preferentemente de plata [17], Ti/Pd/Ag [16], elaboradas mediante procesos de serigrafía y sinterizado; ó Ni/Cu/Ag por electrólisis [18]. Esta es la terminal negativa ya que en ella se encontrarán acumulados los electrones fotogenerados. Sobre éste enrejado se conecta uno de los conductores del circuito exterior. Usando serigrafía y sinterizado, por el lado  $-p$  se coloca aluminio, el cual es sintetizado a altas temperaturas para producir una capa de silicio  $p^+$  para fortalecer el contacto óhmico entre el silicio y el metal. Sobre ésta capa se conecta el otro conductor del circuito exterior. Dado que el silicio refleja la luz con un valor promedio en el visible del 38% [14], es necesario el uso de películas antireflectoras para disminuir dicho valor. Generalmente cuando la celda se fabrica con silicio monocristalino, sobre el lado  $-n$  se realiza un texturizado químico para disminuir la reflexión de la celda hasta un 18%. Otra técnica usada comúnmente para disminuir dicha reflexión es el depositar películas antireflectoras ( $\text{Ta}_2\text{O}_5$ ,  $\text{TiO}_2$ ). De hecho, el uso del texturizado más una película antireflectora de  $\text{Ta}_2\text{O}_5$ , reduce la reflectividad hasta un 2%. En la Fig. I.13 se muestra un diagrama esquemático típico de las celdas comerciales de silicio cristalino. Las celdas solares de silicio monocristalino presentan un color negro a la reflexión debido a su superficie texturizada, mientras que en las policristalinas, el color bajo reflexión se debe al antirreflejante.

Las mejores celdas solares elaboradas siguiendo procesos iguales o equivalentes descritos anteriormente presentan los parámetros eléctricos que se muestran en la Tabla I.4. La eficiencia más alta obtenida a la fecha es de 22 %.

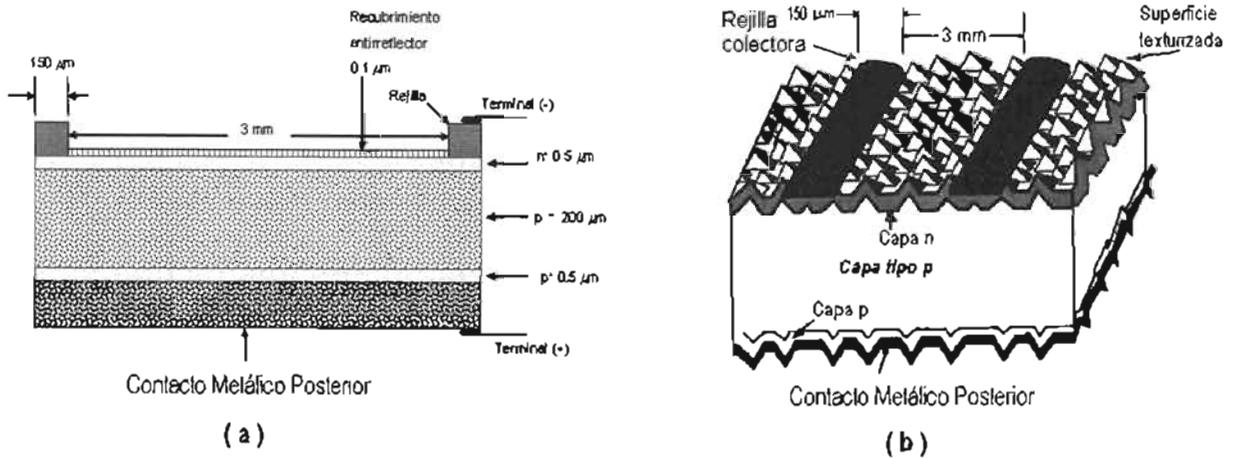


Fig. I.13.- Celda solar de silicio cristalino. En (a) se muestra un diagrama esquemático de la estructura. En (b) un corte transversal de la celda solar mostrando la textura de la capa frontal. Esta celda tiene una apariencia negra bajo la luz normal debido a que casi no refleja la luz solar.

**TABLA I.4.- Valores mínimos y máximos reportados para los parámetros eléctricos de celdas solares de silicio cristalino bajo condiciones estándares de prueba [9-11].**

Tipo	$V_{CA}$ (V)	$J_{CC}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	FF	$dV_{CA}/dT$ (mV/°C)	$dJ_{CC}/dT$ (A/°C)	Eficiencia (%)
Monocristalino	0.60-0.70	39.2-42.2	0.78-0.82	2.2	0.08-0.8	18.2-24.2
Policristalino	0.57-0.65	30.0-38.1	0.65-0.8	2.3	0.3-0.5	13.5-19.8

Es sabido que la cantidad de corriente producida en una celda solar es proporcional a la potencia de la radiación luminosa que incide sobre ella y al área de captación. De esta manera, la corriente fotogenerada se incrementa aumentando el área de la celda solar. Sin embargo, el fotovoltaje depende solamente del material con que está elaborada la celda solar. Todas las celdas de silicio cristalino para fines comerciales producen del orden de 0.6 volts independientemente del área de la celda solar, así que su potencia generada esta limitada al área. Con densidades de

corriente aproximadamente de  $40 \text{ mA/cm}^2$  y áreas de  $100 \text{ cm}^2$ , una celda puede generar bajo condiciones STC hasta 2 W. Dada la baja potencia que producen las celdas solares, es necesario crear una estructura que generen mayor potencia. Generalmente, las celdas se interconectan, y se laminan entre un vidrio templado a prueba de impactos frontales y un polímero a prueba de agua, para formar una estructura llama módulo fotovoltaico (ver Fig. I.14). Cada módulo contiene típicamente 36 celdas soldadas en serie para tener un generador eléctrico que proporcione voltajes para cargar acumuladores de plomo-ácido de 12 V nominales. La corriente de salida del módulo depende del tamaño de la celda y de la irradiancia. Valores típicos fluctúan entre 2 a 5 A. El empaquetamiento consiste de un polímero laminado sobre un vidrio el cual contiene las 36 celdas conectadas en serie. La manufactura de un módulo debe estar respaldada por una garantía en la potencia de salida de 10 a 25 años. Las eficiencias típicas de los módulos comerciales oscilan en un rango de 12-16%, sin embargo existen módulos de menor eficiencia que por contener espacios grandes entre las celdas el rango de estos es de 10-13%. Sin embargo, en unos pocos años se espera poder tener en el mercado celdas producidas con tecnología mas avanzada con eficiencias del orden del 17-18% y módulos con eficiencias de en un rango del 14-15% [11].

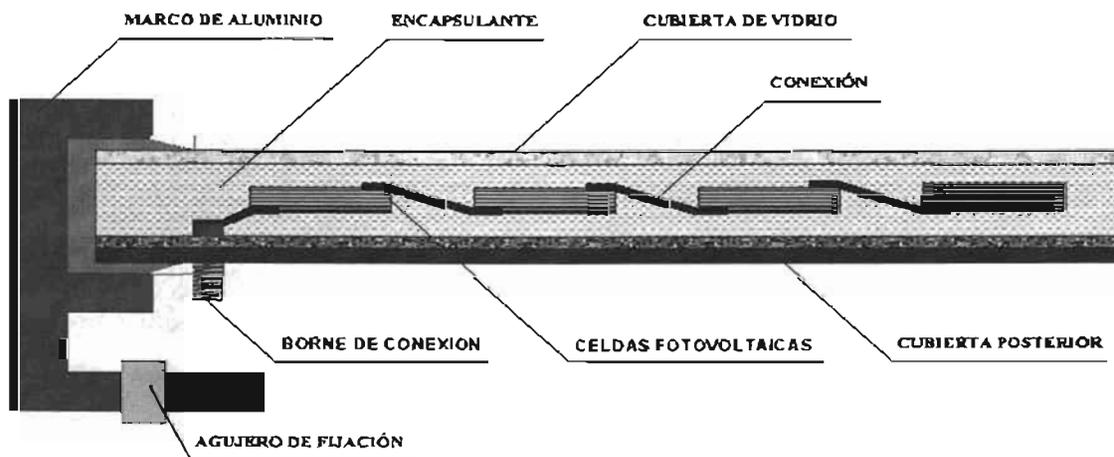


Fig. I.14.- Corte transversal de un módulo fotovoltaico

## I.8 Conclusiones

Las celdas solares transforman la luz solar en electricidad. Este efecto puede aparecer en materiales sólidos, líquidos, e inclusive gases, pero es en sólidos, en especial en los semiconductores en donde se ha desarrollado toda una tecnología de fabricación tanto para aplicaciones terrestres como espaciales.

Para formar una celda solar es necesario la unión íntima entre dos materiales con diferente conductividad eléctrica, uno tipo positivo (tipo- $p$ ) con otro tipo negativo (tipo- $n$ ). La magnitud del voltaje a circuito abierto y de la corriente fotogenerada depende de las características ópticas del semiconductor, especialmente de la brecha de energía.

Una celda solar genera potencia eléctrica. La cantidad de corriente producida en ella es directamente proporcional a la potencia de la radiación luminosa que incide sobre su superficie y al área de captación. De esta manera, la corriente fotogenerada se incrementa aumentando el área de la celda solar. Sin embargo, el fotovoltaje depende solamente del material con que esta elaborada la celda solar (brecha de energía).

Las celdas solares trabajan muy bien con la radiación directa, pero también lo hacen con la radiación difusa y en días nublados. Su respuesta es inmediata ante los cambios en la irradiancia. Presentan el inconveniente de que si se sombrea completamente no generan electricidad. Tiene un buen número de cualidades que las hacen candidatos óptimos para generar electricidad de una manera limpia y confiable.

La generación se realiza de una manera silenciosa ya que no hay partes mecánicas, al no usar combustibles fósiles para su operación no generan desechos contaminantes, y prácticamente, no requieren de algún operador para su funcionamiento. Sin embargo, para obtener una energía útil para la mayoría de las aplicaciones, la potencia generada por una celda solar es muy pequeña, de aquí la necesidad de crear una estructura que produzca la suficiente potencia para una aplicación práctica, de aquí entonces que en el mercado existen comercialmente celdas encapsuladas en los llamados módulos fotovoltaicos, el empaquetamiento consiste de un polímero laminado sobre un vidrio el cual contiene las 36 celdas conectadas en serie.

La manufactura de un módulo debe estar respaldada por una garantía en la potencia de salida de 10 a 25 años. Las eficiencias típicas de los módulos comerciales oscilan en un rango de

12-16%, sin embargo existen módulos de menor eficiencia que por contener espacios grandes entre las celdas el rango de estos es de 10-13%.

Sin embargo, recientemente la compañía Sanyo ha puesto en el mercado celdas producidas con tecnología mas avanzada con eficiencias del orden del 17-18% y módulos con eficiencias de en un rango del 14-15%.

## CAPÍTULO II

# CELDA SOLARES DE SILICIO AMORFO Y SU TECNOLOGÍA ACTUAL

### II. 1 Introducción

El silicio amorfo, a-Si, es un material semiconductor que carece de una estructura cristalina geométrica, y cuyas propiedades ópticas y eléctricas, son totalmente diferentes a las del silicio cristalino. Sin embargo, dicha característica y el hecho de que sus propiedades optoelectrónicas pueden modificarse a través de los procesos de elaboración, son lo que han hecho de éste material un foco de atención mundial por parte de los investigadores y desarrolladores de tecnología. Debido a que presenta transiciones ópticas del tipo directo, este material es un buen candidato para formar celdas solares en película delgada. Aunque el a-Si es un aislante (material intrínseco, tipo-*i*) con una conductividad eléctrica en oscuridad ( $\sigma_D$ ) muy baja, las aleaciones con hidrógeno, a-Si:H, mejoran su conductividad bajo iluminación ( $\sigma_L$ ), obteniéndose fotorespuestas ( $\sigma_L/\sigma_D$ ) del orden de  $10^5$ . Además, es posible impurificarlo con boro (a-Si tipo-*p*) o con fósforo (a-Si tipo-*n*); y en consecuencia, generar estructuras rectificadoras del tipo *p-i-n*. Dado que los procesos de elaboración producen éste material en película delgada, a la fecha el a-Si es usado ampliamente en fotocopiadoras como recogedor de imágenes, transistores en película delgada para cristales líquidos, y quizá la más conocida de sus aplicaciones, son las celdas solares de silicio amorfo hidrogenado.

La primera celda solar de a-Si en área pequeña fue elaborada con una eficiencia de conversión del orden del 2%. Sin embargo, los problemas de degradación que se presentan en el material fue una de las grandes barreras a vencer para lograr eficiencias estables. Actualmente y gracias al desarrollo de la tecnología, se fabrican pequeños paneles de aproximadamente  $900 \text{ cm}^2$  con eficiencias estabilizadas del 10%; y con ellos módulos fotovoltaicos hasta de 116 W-p (Unisolar US-116).

El progreso en la tecnología de las celdas solares basadas en a-Si se debe a los avances concurrentes en las áreas de nuevos materiales, diseño de celdas y técnicas de depósito para áreas

grandes adecuadas para producción en masa. Gracias a éstos, se encuentran en el mercado módulos fotovoltaicos de silicio amorfo hechos con celdas solares de una unión, dos uniones y de triple unión; produciéndose actualmente más de 60 MW-pico por año de celdas solares basadas en dicho material.

Sin embargo, los problemas de degradación y/o estabilidad no han sido resueltos, mostrándose este fenómeno en toda la tecnología de celdas de a-Si que se encuentra disponible en el mercado. Este tipo de fenómeno afecta el comportamiento energético de los módulos comerciales y en consecuencia el tiempo de operación de las cargas eléctricas. En este capítulo se presentarán de una manera somera las propiedades físicas del a-Si para entender el problema de estabilidad del material y obtener un marco de referencia que permita discutir, los resultados experimentales productos de éste trabajo de tesis, que han sido obtenidos al monitorear el desempeño energético de módulos fotovoltaicos de a-Si acoplados a cargas eléctricas específicas.

## **II.2 Generalidades del Silicio Amorfo**

Para entender la palabra “amorfo” es necesario especificar lo que es un sólido cristalino ó cristal. De una manera general se dice que un cristal es aquel sólido en el que sus átomos están distribuidos en el espacio siguiendo una estructura geométrica periódica. Cuando los átomos no siguen una estructura geométrica periódica se dice que el sólido es un amorfo. En pocas palabras, el estado amorfo es un estado no cristalino. Para entender este estado en el caso del silicio, se debe recordar que dicho elemento pertenece al grupo IV de la Tabla Periódica; es decir, cada átomo de Si tiene 4 electrones de valencia para generar enlaces tipo covalente con sus átomos vecinos. La Fig. II.1-(a) muestra la estructura cristalina del c-Si. Esta corresponde a la estructura típica del diamante, sus 4 átomos posicionados en los ápices de un tetraedro regular están enlazados covalentemente con un átomo de silicio posicionado en el centro. El parámetro de red es de 5.43 Å, formando sus átomos una red cristalina tridimensional periódica. En contraste, los átomos que forman al a-Si no muestran una periodicidad debido quizá a que no todos los enlaces están completos. Los átomos individuales de Si en el a-Si dan la impresión de estar dispersados formando al sólido manteniendo la característica covalente de los enlaces; es decir, el número de enlaces, el ángulo, y la longitud del enlace de un átomo individual de Si son similares a aquellos del c-Si, manteniendo una regularidad a muy corto alcance. Sin embargo, la periodicidad a largo

alcance no se preserva. Quizá se deba al hecho de que en este estado hay muchos enlaces Si-Si incompletos. Tal condición es expresada comúnmente como el estado amorfo del silicio, o simplemente a-Si. La Fig. II.1-(b) muestra una representación artística de los enlaces atómicos en el a-Si.

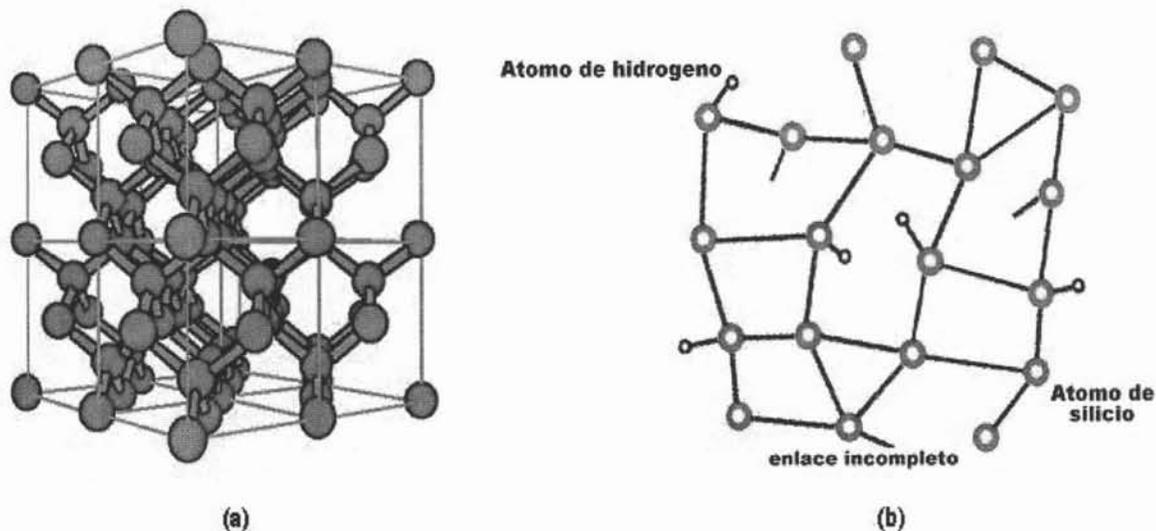


Fig. II.1.- En (a) se tiene la estructura cristalina tetraédrica del c-Si. En (b) se muestra el arreglo atómico para el a-Si, y los enlaces incompletos pasivados con hidrógeno, [11].

Los enlaces incompletos (*dangling bonds*) en el a-Si producen defectos que crean niveles de energía dentro de la brecha de energía (*band gap*) y el achicamiento de la posición de las bandas de valencia y conducción (*band tail*). La Fig. II.2 muestra la representación esquemática del modelo de bandas para el c-Si y para el a-Si. En general, en un semiconductor cristalino, la energía de los electrones puede ser representada en dos zonas llamadas bandas, la de **valencia** que es la que nos da la energía de los electrones enlazados a los átomos, y la de **conducción**, que es la que adquieren aquellos electrones que no están enlazados a los átomos, y es en donde se realiza la conducción electrónica, teniendo los portadores de carga una movilidad eléctrica grande. Entre la banda de valencia y la de conducción hay una región de energías llamada la **brecha prohibida de energías** (*band gap*). En el caso del c-Si, la brecha de energía es de 1.1 eV. Para el caso del a-Si, cuando los niveles de energía dentro de la brecha, creados por los defectos,

son muy numerosos, las colas de las bandas se juntan en sus orillas y no es posible determinar la estructura de las bandas de energías, ni tampoco definir una brecha de energía (ver Fig. II.2-b). Los niveles de energía dentro de la brecha son llamados **estados localizados**. La conducción eléctrica en estos estados se realiza mediante saltos (hopping conduction) presentando los portadores de carga una movilidad muy pequeña. Además, no se observan cambios al impurificar el material con boro o fósforo, ya que los estados localizados son del orden de la densidad atómica.

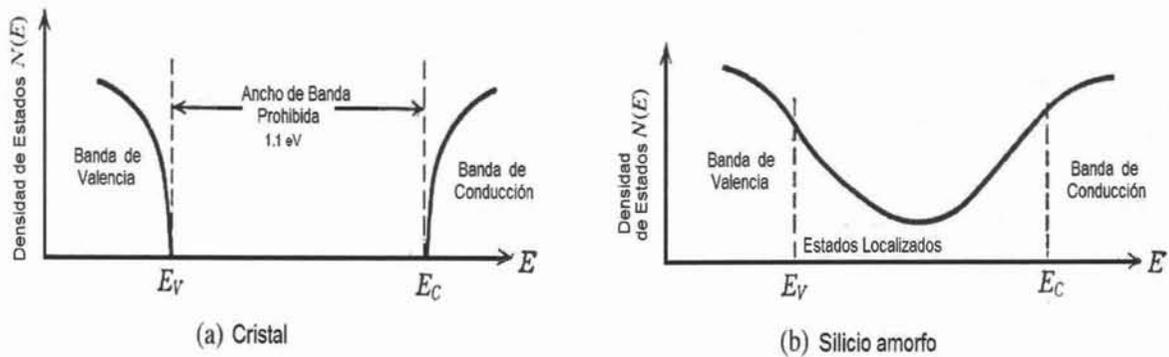


Fig. II.2.- Diagrama de bandas de energía. En (a) c-Si, y en (b) a-Si, [16].

El a-Si puede ser elaborado por varios procesos, dentro de los cuales, los más usados son: depósito por vapor químico asistido por plasma (PECVD por sus siglas en inglés: plasma enhanced chemical vapor deposition), depósito por vapor químico térmico (thermal chemical vapor deposition, TCVD), evaporación al vacío, pulverización catódica [19]. El material elaborado por evaporación al vacío tiene muchos enlaces incompletos (*dangling bonds*), del orden  $10^{22} \text{ cm}^{-3}$  [20], y el preparado por pulverización catódica, con asistencia de hidrógeno tiene valores mínimos del orden de  $10^{18} \text{ cm}^{-3}$ . Con tal cantidad de estados localizados, el material no es adecuado para una aplicación fotovoltaica.

El material que se usa para las celdas solares se elabora mediante PECVD. Empleado por primera vez por R. C. Chittick y colaboradores en 1969 [5], esta tecnología se mantiene vigente debido a su capacidad de producción en masa y a que el material producido es de buena calidad optoelectrónica. Realmente el material que se obtiene por PECVD es una aleación de Si con H, lo

que se representa como a-Si:H. Los átomos de hidrógeno que se incorporan a la red del a-Si lo hacen bloqueando los enlaces incompletos. Y cuando el H se enlaza al Si, los defectos se mueven hacia dentro de la banda de valencia y de conducción, disminuyendo drásticamente los estados localizados, y en consecuencia, el material puede ya impurificarse tipo-*n* o tipo-*p*.

La densidad atómica de los átomos de H que se incorporan al a-Si cuando éste se produce por PECVD esta entre el 5% y 15%. Actualmente, una película delgada de a-Si:H de buena calidad tiene  $\approx 15\%$  de contenido de hidrógeno; y la densidad de estados localizados mínima que se ha logrado a la fecha es de  $10^{15} \text{ cm}^{-3} \text{ eV}^{-1}$ . El H no solo sirve para llenar los enlaces incompletos si no también para relajar el estrés local y preservar un orden a corto alcance. Además, como la energía del enlace Si-H (3.4 eV) es mas grande que la del enlace Si-Si (2.2 eV), la brecha de energía aumenta al adicionar hidrógeno. La Fig. II.3 muestra una representación del comportamiento de la densidad de estados para el a-Si y para a-Si:H [20]. Así mismo se muestra una representación del diagrama de banda plana para el c-Si y el a-Si:H.

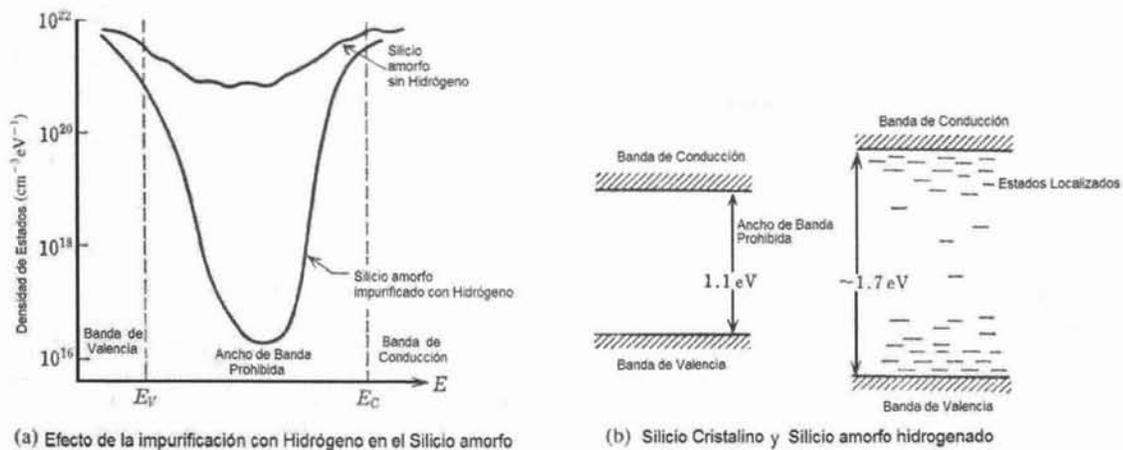


Fig. II.3.- Diagrama de bandas de energía mostrando el efecto de la adición de hidrógeno, [11].

### II.3 Características ópticas y eléctricas del a-Si:H

En esta sección se proporcionarán las características optoelectrónicas del a-Si:H elaborado mediante el proceso de PECVD ya que con él se producen las mejores películas delgadas para aplicaciones en celdas solares.

El proceso de PECVD consiste en una cámara de reacción, al vacío, en donde se tienen dos electrodos por donde se hace pasar un potencial de radiofrecuencia (RF), generalmente 13.56 MHz, ó un alto voltaje en corriente directa. La configuración de los electrodos puede ser tipo capacitivo ó inductivo. En ambos casos, se envía un gas de proceso a través de los electrodos, y al energizarse estos, se produce un plasma frío o descarga incandescente [21]. En los sistemas de RF, uno de los electrodos, normalmente el “vivo” de la radiofrecuencia, tiene un calentador con control de temperatura para calentamiento de sustratos.

Para elaborar a-Si:H sin impurificar, se usa como gas de proceso al silano ( $\text{SiH}_4$ ), en algunas ocasiones diluido con hidrógeno ( $\text{H}_2$ ) ó con argón (Ar). Los parámetros de depósito tales como la tasa de flujo del gas precursor (medida en centímetros cúbicos por minuto estándares, sccm por sus siglas en ingles), la temperatura de sustrato (medida en grados centígrados), la presión de trabajo (medida en torr, donde 1 atmósfera es 760 torr; y  $1 \text{ Pa} = 7.5 \text{ mtorr}$ ) y la potencia de la RF (medida en Watts) afectan determinantemente las propiedades del material producido. El intervalo de valores para los parámetros de depósito que propician el crecimiento de películas delgadas de a-Si:H con una mínima densidad de estados son los mostrados en la Tabla II.1 [11, 20]. En ella podemos constatar que la temperatura del proceso es pequeña comparada con las temperaturas que se requieren en sistemas de CVD térmico.

**TABLA II.1.- Parámetros de elaboración en el proceso PECVD que producen las mejores películas delgadas para aplicaciones en celdas solares.**

PARÁMETRO	CONDICIONES
Gas precursor	$\text{SiH}_4$ puro ó diluido con $\text{H}_2$ o Ar
Presión de trabajo	0.1 hasta 10 torr
Temperatura de sustrato	$250 \pm 20 \text{ }^\circ\text{C}$
Potencia de la radiofrecuencia	20-25 $\text{mW}/\text{cm}^2$
Tasa del flujo del gas precursor	20-30 sccm ( $\text{cm}^3$ por min) de $\text{SiH}_4$

Con valores para los parámetros comprendidos en el rango mostrado en la Tabla II.1, el material que se obtiene tiene una conductividad eléctrica en la oscuridad ligeramente tipo-*n*, pero para fines prácticos es considerado como intrínseco. Para impurificar al material tipo-*n* ó tipo-*p*

se adiciona a la cámara de reacción pequeñas cantidades de fosfina (PH<sub>3</sub>) ó diborano (B<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), respectivamente, diluídos en H<sub>2</sub> o SiH<sub>4</sub>. Las características optoelectrónicas para el material a-Si:H se muestran en la Tabla II.2 [13, 14, 19, 20]. Así mismo, en la columna de la derecha de dicha tabla, se han colocado las características físicas del silicio cristalino con el objeto de establecer una comparación.

**TABLA II.2.- Valores típicos de las características físicas de películas delgadas de a-Si:H y del c-Si.**

CARACTERÍSTICA	VALOR	
	a-Si:H	c-Si
Estructura cristalina	Amorfa	Cúbica tipo diamante
Contenido de hidrógeno	8-15 porcentaje atómico (at. %)	0 at %
Densidad de estados localizados	10 <sup>16</sup> cm <sup>-3</sup> eV <sup>-1</sup> dentro de la brecha	0
Coefficiente de absorción, $\alpha$ .	1.5x10 <sup>5</sup> cm <sup>-1</sup> ( $\lambda \approx 0.5 \mu\text{m}$ );	2.5x10 <sup>3</sup> cm <sup>-1</sup> ( $\lambda \approx 0.5 \mu\text{m}$ );
Tipo de transición óptica	directa	indirecta
Brecha de energía	1.6 a 1.8 eV	1.1 eV
Conductividad en oscuridad (sin impurificación)	10 <sup>-9</sup> a 10 <sup>-10</sup> ( $\Omega \text{ cm}$ ) <sup>-1</sup>	Intrínseco, menor de 10 <sup>-10</sup> ( $\Omega \text{ cm}$ ) <sup>-1</sup>
Conductividad bajo iluminación (100 mW/cm <sup>2</sup> )	10 <sup>-4</sup> a 10 <sup>-5</sup> ( $\Omega \text{ cm}$ ) <sup>-1</sup>	---
Energía de activación	0.7 eV	0.55 eV
Movilidad de portadores de carga	$\mu_e \approx 1 \text{ cm}^2/\text{Vs}$ ; $\mu_h \approx 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{Vs}$	$\mu_e \approx 1900 \text{ cm}^2/\text{Vs}$ ; $\mu_h \approx 495 \text{ cm}^2/\text{Vs}$
Conductividad tipo-n	0.01 a 0.1 ( $\Omega \text{ cm}$ ) <sup>-1</sup>	$\approx 1-100 (\Omega \text{ cm})^{-1}$
Conductividad tipo-p	0.001 a 0.01( $\Omega \text{ cm}$ ) <sup>-1</sup>	$\approx 0.5 (\Omega \text{ cm})^{-1}$

Como puede observarse en la Tabla II.2, el material c-Si presenta mejores características eléctricas que las del a-Si:H tal y como era de esperarse. Los portadores de carga en el c-Si tienen mucha mayor movilidad eléctrica que en el a-Si:H. Sin embargo, el silicio amorfo presenta

mejores características ópticas que el cristalino. Sus transiciones ópticas son del tipo directo con una brecha de energía promedio de 1.7 eV, lo que implicaría celdas solares con voltaje a circuito abierto del orden de 0.85 V [14, 19, 20], 0.25 V más que para el c-Si. Con un coeficiente de absorción 100 veces mayor que el del cristalino, el silicio amorfo sólo requerirá de la centésima parte del espesor del c-Si para absorber el mismo porcentaje de la radiación luminosa que incide en éste material. Esto es lo que hace atractivo al a-Si:H para formar estructuras fotovoltaicas ya que se requerirá de un espesor muy delgado, del orden de 0.7  $\mu\text{m}$ , para absorber alrededor del 90% de la radiación luminosa. Esto significa que se requiere muy poco material para elaborar una celda solar. Por ejemplo, las celdas solares de una sola capa, tipo *p-i-n*, con un espesor de 0.7  $\mu\text{m}$  y con una eficiencia del 7%, solo usan 0.023 gr. de silicio por watt generado, que es aproximadamente la milésima parte de la cantidad de silicio que se usa en la elaboración de celdas solares de c-Si [20]. Lo anterior debe de repercutir en el costo final del producto. En consecuencia, se puede decir “a priori” que el costo por Watt de las celdas solares hechas con a-Si:H deben ser mas barato que aquel para celdas de c-Si.

Además del coeficiente de absorción, existe otro parámetro que hace del silicio amorfo un material aceptable para dicha aplicación. Esta característica es la respuesta espectral, es decir, la manera en que el material responde a la absorción de la luz. En la Fig. II.4 se muestra la respuesta espectral normalizada para el a-Si y el c-Si [20].

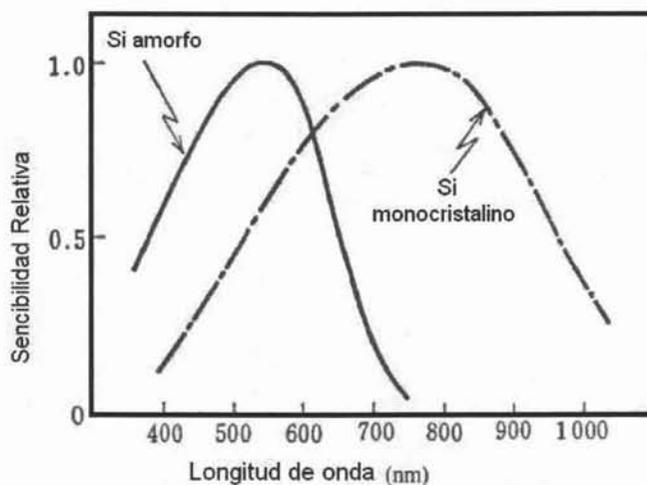


Fig. II.4.- Respuesta espectral de los materiales a-Si y c-Si, [11].

Como se puede ver, el a-Si se acopla más hacia la zona en donde el espectro de la radiación luminosa tiene la mayor densidad de fotones [13], presentando un pico máximo en la respuesta espectral situado alrededor de  $\lambda=550$  nm (verde), mientras que el del c-Si, esta movido hacia longitudes de onda que corresponden cercano al infrarrojo ( $\lambda=800$  nm arriba del rojo). Lo anterior indica que los fotones de mayor energía serán absorbidos en el a-Si:H más eficientemente, produciendo pares de portadores de carga que participarán en la conducción de electricidad, disminuyendo los efectos de calentamiento, mientras que, en el c-Si, los fotones de mayor energía producen calentamiento.

Otra particularidad que tiene el a-Si:H es que con la adición de elementos tales como Ge, C ó Sn, el valor de la brecha de energía puede controlarse, y de esta manera, generar estructuras que no solamente absorban la porción del visible si no que tiendan a absorber eficientemente la mayor parte del espectro de la radiación luminosa. De hecho, esta es la filosofía de las celdas tipo tandem o de unión múltiple. La Fig. II.5 muestra el espectro de la radiación solar y las zonas de acoplamiento de algunos semiconductores que propician la conversión luminosa a electricidad.

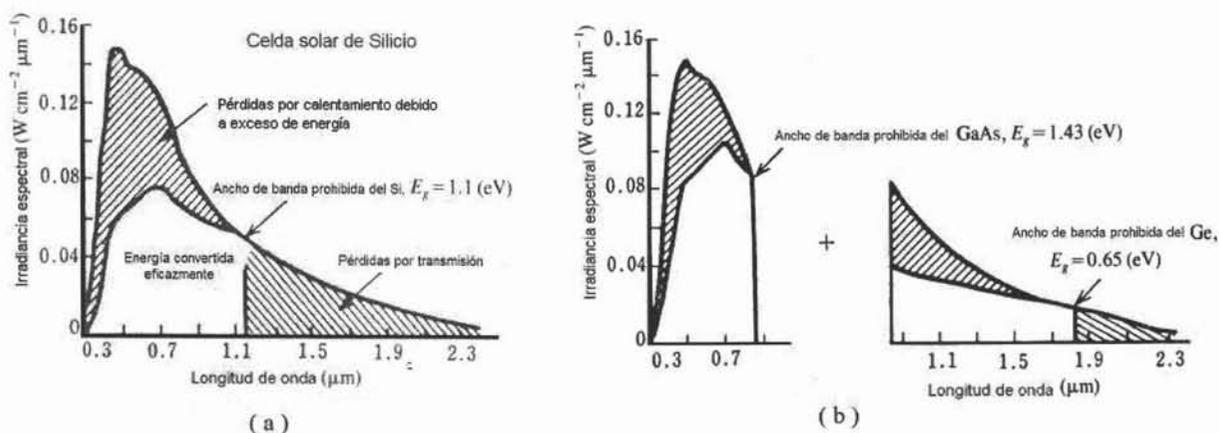


Fig. II.5.- Espectro de la radiación solar mostrando en las zonas sombreadas las pérdidas en el proceso de conversión debido al desacoplamiento entre éste y la brecha del semiconductor, [11].

En la Fig. II.5-(a) se observa que para el caso del c-Si, aproximadamente el 31% de la energía de los fotones es perdida por calor y el 21% no es absorbida [22]. Para mejorar la

conversión, se han propuesto la creación de celdas con diferente brecha que puedan absorber tanto los fotones de menor energía como aquellos de mayor energía, y/o aprovechar más eficientemente a los de mayor energía (ver Fig. II.5-(b)). Este tipo de absorción puede realizarse al conectar en serie un conjunto de celdas con capas absorbedoras que tengan brechas cuyo valor aumente gradualmente, digamos desde 0.65 eV hasta 1.9 eV [11, 20]. A este tipo de estructuras fotovoltaicas se les llama celdas tipo tandem o de unión múltiple. La Fig. II.6 muestra una concepción artística de tal estructura.

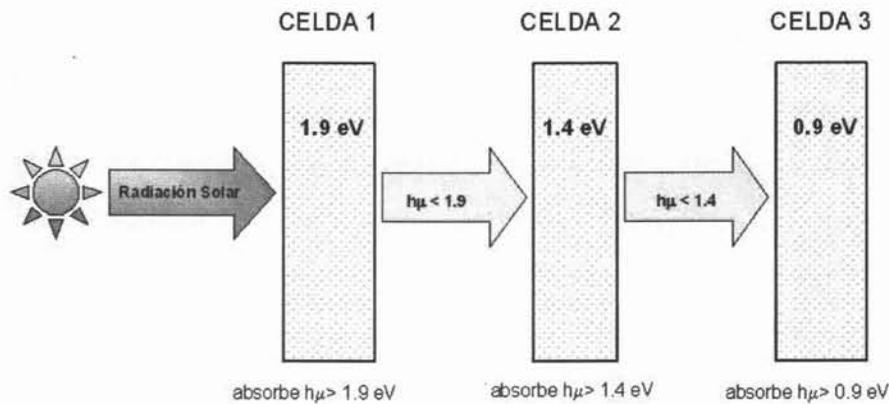


Fig. II.6.- Representación esquemática de la absorción casi total de la radiación solar en tres celdas conectadas tipo tandem para aumentar la eficiencia de conversión.

Siguiendo dicha filosofía y como consecuencia de la relativa facilidad con que se pueden elaborar aleaciones de a-Si:H, ha sido posible el elaborar celdas solares tipo tandem de a-Si:H con eficiencias del 10.4% [10].

#### II.4 El efecto Staebler-Wronski

Aunque el material a-Si:H presenta buenas características ópticas que lo han hecho un material bastante atractivo para hacer celdas solares, los problemas de degradación e inestabilidad que surgieron desde su aparición en el mercado a comienzos de 1980 en aplicaciones tales como relojes, calculadoras y pequeños sistemas de iluminación, que solo operaban unos cuantos meses,

ha traído como consecuencia una desconfianza de los usuarios sobre su aplicación terrestre aun en la actualidad.

Las películas delgadas de a-Si:H presentan un comportamiento de inestabilidad en la conductividad eléctrica cuando son expuestas a la luz, observándose que tanto la conductividad en oscuridad como la de iluminación, tienden a disminuir conforme aumenta el tiempo en que permanecen bajo iluminación. Los cambios inducidos por la luz en la conductividad eléctrica en éste material fueron estudiados primeramente por D.L. Staebler y C. R. Wronski en 1977 [19, 20]. Ellos descubrieron que al incidir luz sobre una capa delgada de a-Si:H, con potencias del orden de  $100 \text{ mW/cm}^2$  ( ó un sol =  $1,000 \text{ W/m}^2$ ), la conductividad tanto bajo oscuridad como en iluminación, presentan el comportamiento mostrado en la Fig. II.7. Más sin embargo, un tratamiento térmico posterior a la exposición de la luz, a temperaturas mayores de  $160^\circ\text{C}$ , recobra los valores iniciales de la conductividad.

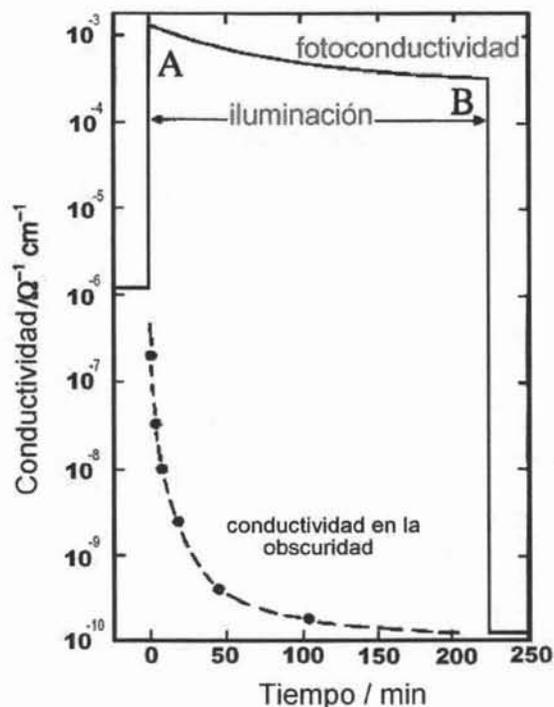


Fig. II.7.- Efecto de la luz solar sobre la conductividad eléctrica del a-Si:H. Se muestra aquí los cambios observados por Staebler y Wronski cuando hicieron incidir luz con una intensidad de 2 soles sobre una película delgada de a-Si:H de  $0.7 \mu\text{m}$  de espesor (tomada de ref. [11,20])

Al fenómeno descrito anteriormente se le conoce actualmente como el efecto Staebler-Wronski (SWE), y a la fecha, sigue siendo sujeto de estudio debido a su correlación con el fenómeno de estabilidad en celdas solares basadas en a-Si:H y sus aleaciones. Inicialmente, estos cambios fueron atribuidos a los efectos de la luz sobre los fenómenos de transporte eléctrico de los portadores, los que son completamente reversibles realizando tratamientos térmicos a 160°C por un par de horas. Actualmente se conoce que dichos cambios son el resultado de la introducción de defectos metaestable cuya tasa de generación y densidad depende de la intensidad luminosa y de la temperatura. Aunque el efecto SWE ha sido muy estudiado, poco se ha avanzado en su comprensión debido a la naturaleza compleja y las diferencias en la microestructura del a-Si:H. Los defectos metaestable crean en el material centros de recombinación que reducen el tiempo de vida de los portadores y en consecuencia la fotoconductividad. Su presencia dentro de la brecha mueve el nivel de Fermi hacia el centro de la brecha, reduciendo la concentración de electrones libres y en consecuencia reduciendo la conductividad en oscuridad. Aunque no hay un consenso de cómo se crean dichos defectos o sus mecanismos, hay un consenso de que el hidrógeno juega un papel muy importante en la creación de los mismos.

Actualmente, los resultados de las investigaciones hechas durante muchos años han mejorado notable las propiedades del a-Si:H, reduciendo el SWE. Como un resultado importante, actualmente se elaboran celdas solares de una sola unión con eficiencias de conversión inicial del 10% [10], pero más importante aun, su desempeño es estable después de haberse degradado y alcanzado su “estado de operación” bajo condiciones de iluminación de un sol. Además, el tiempo en que alcanzan su “estado de operación” se ha reducido de miles de horas a aproximadamente 100 horas de exposición a la luz solar. Estos resultados sobre las investigaciones del SWE y sus productos hacen de las celdas solares y módulos de a-Si:H dispositivos atractivos para aplicaciones terrestres.

## **II.5 Las celdas solares basadas en a-Si:H**

Las celdas solares de silicio amorfo hidrogenado se fabrican con diferentes estructuras, estas incluyen las de unión simple, las de barrera Schottky (unión metal-semiconductor), celdas MIS (metal- aislante-semiconductor) y diferentes tipos de celdas de unión múltiple o tipo tandem. Como substratos se usan diferentes tipos de vidrios, plásticos, o láminas de metal.

Las celdas solares de unión simple se elaboran al depositar, sobre el substrato, un sándwich de tres capas sucesivas de a-Si:H, siguiendo un orden específico que puede ser: una capa tipo-*p* usando boro como impurificante, una capa intrínseca simbolizada por *i*, y la capa tipo-*n* obtenida mediante la impurificación con fósforo; o el proceso inverso. La estructura así formada corresponde a un diodo rectificador de corriente. El método usado para elaborar las tres capas es PECVD dada las bondades que tiene dicho proceso respecto de otros [19]. Dependiendo del substrato y por donde se ilumine, la celda puede fabricarse en dos estructuras, las que suelen representarse por las siglas *n-i-p* ó *p-i-n*, en donde la primera letra indica la capa por donde se hace incidir la luz. Un diagrama esquemático de dichas estructuras se muestra en la Fig. II.8.

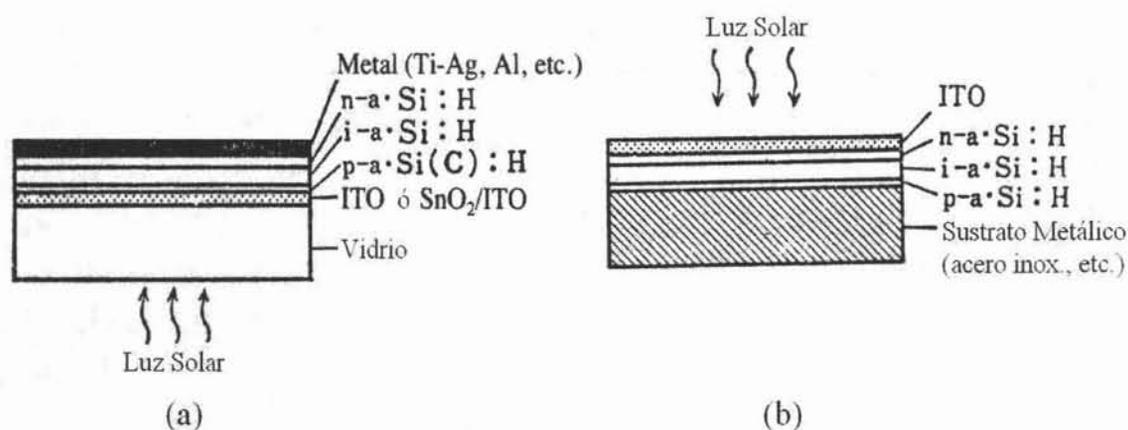


Fig. II.8.- Dos de las estructuras típicas de las celdas solares basadas en a-Si:H. En (a) la estructura tipo *p-i-n*, y en (b), la estructura *n-i-p*, [11].

Como se muestra en la Fig. II.8, la celda está formada por un substrato de vidrio, un contacto conductor transparente (CCT), una capa *p* siguiéndole la intrínseca *i*, la capa *n*, y un contacto metálico. En general, la fabricación de celdas solares basadas en silicio amorfo con eficiencias hasta del 10% ha sido posible al optimizar los parámetros físicos de cada una de las capas que intervienen en ellas. Cabe destacar que el uso de CCT's ha sido necesario para colectar eficientemente a los portadores de carga fotogenerados en el a-Si:H, dado que ellos, tienen valores pequeños en su movilidad y longitud de difusión. Por otra parte, el uso de un material

ventana como el a-Si:C:H tipo-*p* mejora tanto la corriente a corto circuito como el voltaje a circuito abierto y el factor de forma de la curva *I-V*. La Fig. II.9 muestra la estructura de una celda típica tipo *p-i-n* con un espesor de 20 nm, 500 nm, y 10 nm, respectivamente para cada una de las capas. En la misma figura se observa las características eléctricas y la curva *I-V* de dicha celda. Si se compara dichos valores con aquellos para las celdas solares de silicio cristalino, es evidente que la celda de a-Si:H tiene menor eficiencia dadas su característica amorfa. Sin embargo es importante recalcar que ellas generan mayor voltaje usando únicamente la 1/300 parte de material, y por consecuencia, los costos involucrados en su fabricación, deben ser menores comparados con aquellos para el c-Si. Esto es lo que resulta atractivo del a-Si:H.

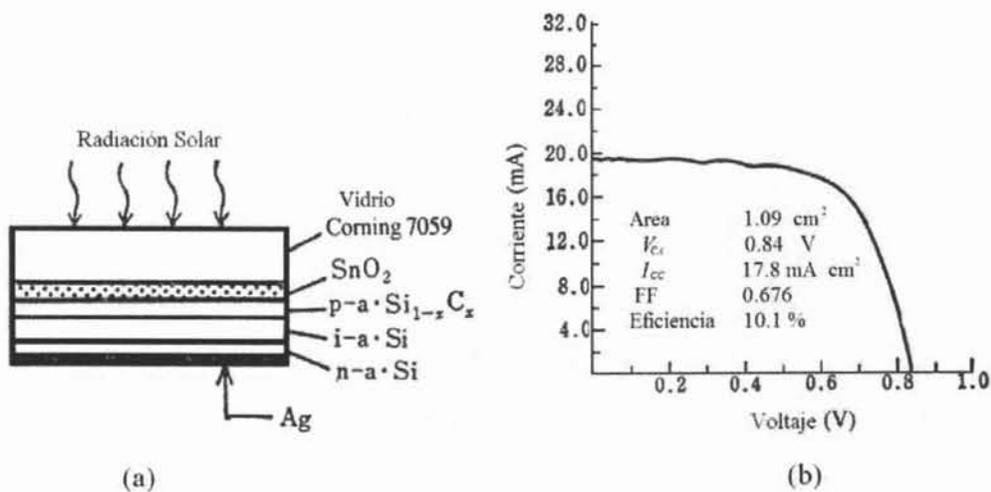


Fig. II. 9.- Estructura típica de una celda solar tipo *p-i-n* de a-Si:H con una eficiencia inicial del 10%. Cuando la celda recibe una intensidad luminosa de 98.6 mW/cm<sup>2</sup>, ésta genera 10.1 mW/cm<sup>2</sup> [20].

## II.6 Degradación en las Celdas de Silicio Amorfo

Termodinámicamente hablando, una película delgada de silicio amorfo esta en un estado de quasi-equilibrio, lo que trae como consecuencia una serie de cuestiones con respecto a su confiabilidad, que no se presentan para el material c-Si, el cual esta completamente en un estado de equilibrio térmico. Los primeros reportes de inestabilidad del material fueron observados por D. L. Staebler y colaboradores [23] sin especificar la causa de dicho efecto. Así que las

investigaciones posteriores que se hicieron sobre ese tema, buscando las posibles causas que lo producen, han estado centradas en el contenido de hidrógeno en el material, la densidad de estados en la brecha, el espesor de la capa *i* la cual se relaciona con la intensidad de campo eléctrico de la unión, etc., así como las diferentes estructuras.

Los problemas de inestabilidad se observan en el decaimiento que sufren los parámetros eléctricos de la celda ( $V_{CA}$ ,  $I_{CC}$ ,  $FF$  y la eficiencia de conversión) durante largos periodos de iluminación. La Fig. II.10 muestra el comportamiento  $I-V$  de una celda solar tipo  $n-i-p$  (estructura del tipo CCT/ $n-i-p$ /acero inoxidable) cuando es iluminada por la capa  $n$  bajo condiciones estándares de medición. Como puede verse, si se compara con el estado inicial, hay un decrecimiento en el valor del  $V_{CA}$ , en la  $I_{CC}$ , y en el factor de forma de la curva ( $FF$ ). Más sin embargo, los valores iniciales pueden ser recobrados si la celda se somete a un tratamiento térmico alrededor de los  $150^{\circ}\text{C}$  después del periodo de iluminación; demostrando que el fenómeno de degradación y estabilidad son debidos a una reacción reversible.

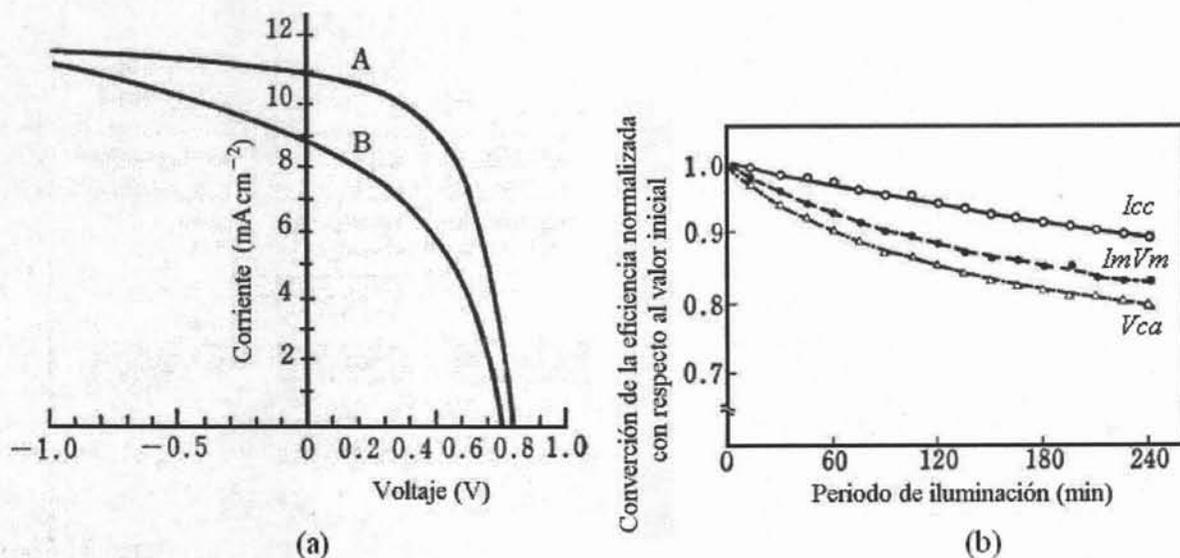


Fig. II.10.- Degradación observada en los parámetros eléctricos de una celda solar de unión simple tipo  $n-i-p$ . En (a) se muestra las curvas  $I-V$  siendo la curva A el estado inicial, y la curva B, el estado después de 10 horas de iluminación con una intensidad de  $100 \text{ mW/cm}^2$ . En (b) se observa la dependencia de los parámetros eléctricos respecto del tiempo de iluminación [23].

Actualmente, gracias a la labor de investigación y desarrollo, la degradación en las celdas solares y módulos fotovoltaicos de a-Si:H y sus aleaciones puede ser prevenida, minimizada y neutralizada. La Fig. II.11 muestra los resultados de campo obtenidos sobre el comportamiento de los parámetros eléctricos en función del tiempo de exposición a la luz, de un módulo fotovoltaico de 45 cm x 60 cm fabricado con 20 celdas de a-Si:H de 10 cm<sup>2</sup> de área.

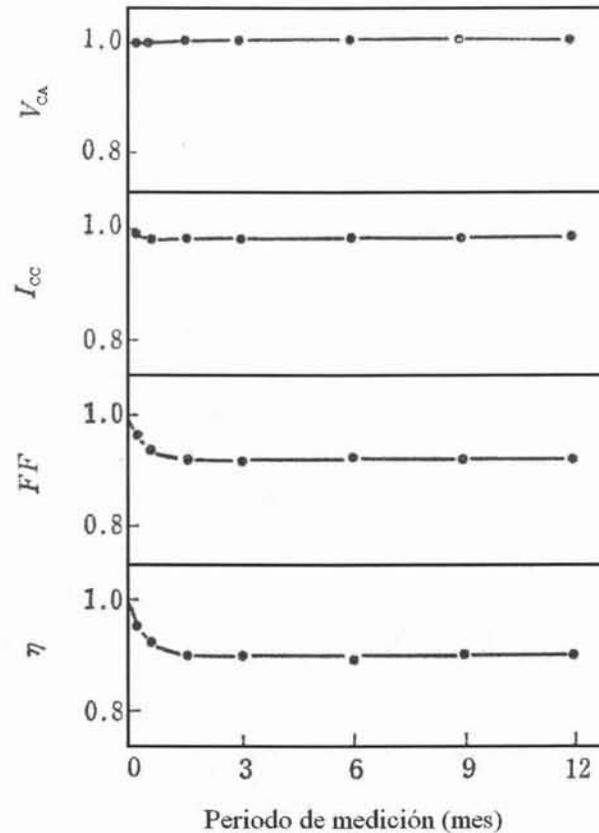


Fig. II.11.- Prueba de campo obtenida sobre el comportamiento de los parámetros eléctricos en un módulo fotovoltaico comercial [11].

La gráfica muestra que, después de que el módulo es sometido a la luz, la eficiencia decae rápidamente alrededor de un 10% de su valor inicial. Sin embargo, después de un mes de iluminación, el valor de la eficiencia permanece estable, no observándose cambios ni después de un año de monitoreo. Es así como el producto comercial, muestra una degradación inicial en las primeras horas de iluminación, pero posteriormente, el producto alcanza una estabilidad en sus parámetros eléctricos que lo hacen confiable para cualquier aplicación.

## II.7 Celdas y Módulos comerciales

Un gran número de compañías están involucradas en el desarrollo y comercialización de celdas solares basadas en silicio amorfo hidrogenado. También existen muchos laboratorios de investigación, universidades y organizaciones realizando investigación básica en el material y sus aleaciones. En consecuencia, para el caso de celdas solares, existen por lo menos tres productos que están disponibles en el mercado ya como un producto terminado. A continuación, se describirán brevemente cada uno de ellos.

### II.7-a Celdas de unión simple.

En productos que requieren de bajas potencias se aplica la tecnología de celdas solares con estructura del tipo de unión simple  $p-i-n$  depositados sobre sustratos de vidrio. La Fig. II.12 muestra un corte transversal de la estructura de dicha celda. Ésta se elabora sobre un sustrato de vidrio que tiene una película delgada de óxido de estaño texturizado de  $0.6 \mu\text{m}$  de espesor, el que actuará como el contacto frontal. La texturización de esta capa se requiere para disminuir la reflexión del material. El diodo  $p-i-n$  se forma depositando, sobre dicho sustrato, primero una película de silicio amorfo aleado con carbón impurificado con boro (capa- $p$  de  $a\text{-SiC:H}$ ) con un espesor de  $0.01 \mu\text{m}$ ; seguida de  $250 \mu\text{m}$  de silicio amorfo hidrogenado sin impurificar o intrínseco (capa- $i$  de  $a\text{-Si:H}$ ), y luego una capa de silicio amorfo hidrogenado impurificado con fósforo (capa- $n$  de  $a\text{-Si:H}$ ) con un espesor de  $0.03 \mu\text{m}$ . Como contacto posterior se usa aluminio depositado por pulverización catódica con un espesor de  $0.4 \mu\text{m}$ .

También hay celdas de unión simple, disponibles en el mercado, elaboradas usando la configuración  $n-i-p$ , las cuales, son depositadas sobre sustratos de metal para aplicaciones en algunos productos. En general, la mayor desventaja de una simple unión en celdas solares de silicio amorfo es una típica degradación del 22-25% antes de haberse estabilizado durante su exposición inicial a la luz, y los módulos comerciales, se estabilizan generalmente con una eficiencia en el rango  $\sim 10\%$ .

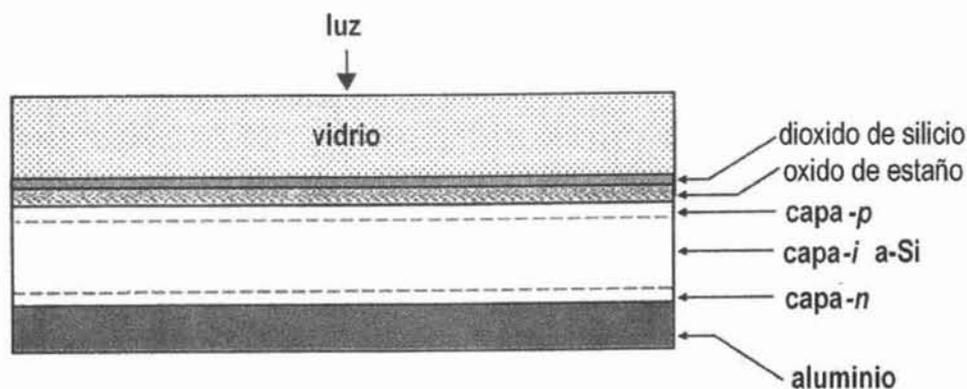


Fig. II.12.- Diagrama esquemático de una unión simple en una celda solar comercial depositada en un sustrato de vidrio, [11].

### II.7-b Estructuras tandem

En los últimos años algunas compañías han introducido al mercado módulos fotovoltaicos multiunión ya que éstas presentan una mejor estabilidad que las de simple unión. Teóricamente la razón de la ventaja radica en que pueden absorber un rango mayor de longitudes de onda del espectro solar y en consecuencia se obtiene un mayor voltaje de salida. La eficiencia teórica de una celda de unión simple ideal es del 28%, mientras que una de celda tandem ideal es de 36% y para una celda de triple unión la eficiencia teórica es aproximadamente del 42% [18-20]. En el caso del silicio amorfo, otro factor importante que favorece la selección de uniones múltiples es el hecho de que la estabilidad de la celda se mejora por el uso de una capa *i* muy delgada.

La mayoría de los módulos comerciales tipo tandem tienen la estructura mostrada en la Fig. II.13. Se usa el hecho principal de que la aleación de silicio amorfo con germanio, a-SiGe:H, tiene una brecha óptica de 1.47 eV que es menor que la del a-Si:H (1.75 eV).

La celda tipo tandem se fabrica construyendo primero una unión simple, usando una capa intrínseca *i* con una brecha óptica  $\sim 1.78$  eV, que será la celda frontal. Sin embargo, después de haber depositado la capa *n*, se deposita sobre ésta una capa *p* para formar una unión *n/p* llamada unión "túnel" que servirá de conexión entre la celda frontal y la nueva que se depositará sobre la capa *p*. La segunda celda se forma al depositar sobre la capa *p*, una película delgada intrínseca *i*

de silicio amorfo hidrogenado aleado con germanio (capa *i* de a-SiGe:H), y por último la capa *n* de a-Si:H usando fósforo como impurificante. Esta estructura representa la unión eléctrica tipo “serie” de dos fuentes de energía que deben generar la misma corriente.

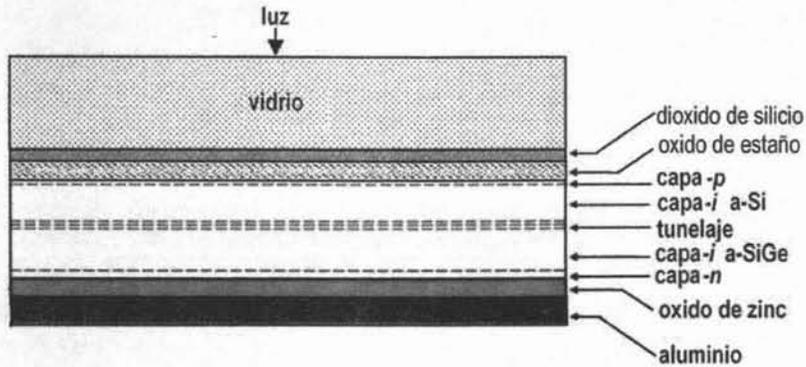


Fig. II.13.- Diagrama esquemático de una estructura tandem fabricada sobre substratos de vidrio, [11].

La compañía BP Solarex, construyó celdas tandem usando una capa de a-SiGe:H con una brecha óptica gradual en la capa *i* con valores comprendidos en el rango de 1.45 eV a 1.70 eV. Las capas *i* frontal y posterior tiene un espesor de  $\sim 0.15 \mu\text{m}$ , y son seleccionadas de tal forma que la fotocorriente de ambas uniones alcanzan el mismo valor después del proceso de degradación.

En general, el elaborar celdas tipo tandem toma más tiempo que aquel para una celda de unión simple; sin embargo, las celdas tipo tandem muestran mejores características eléctricas y los tiempos en que se estabilizan son menores que aquel que se requiere en una celda de unión simple.

La Fig. II.14 muestra el comportamiento optoelectrónico típico inicial para una celda tandem de unión doble. En (a) se muestra la curva *I-V*. Bajo condiciones estándares de medición, la celda genera una densidad de corriente a corto circuito de  $10.67 \text{ mA/cm}^2$  que es creada en cada una de las celdas simples. La celda genera un voltaje a circuito abierto de 1.65 V que es la suma de los voltajes a circuito abierto de cada celda individual. La eficiencia inicial es del 12.61%, con un factor de forma de 0.716. En (b) se muestra la eficiencia cuántica como una función de la

longitud de onda para la celda tandem y las celdas individuales después de 600 horas de iluminación, y habiendo alcanzado su estabilidad.

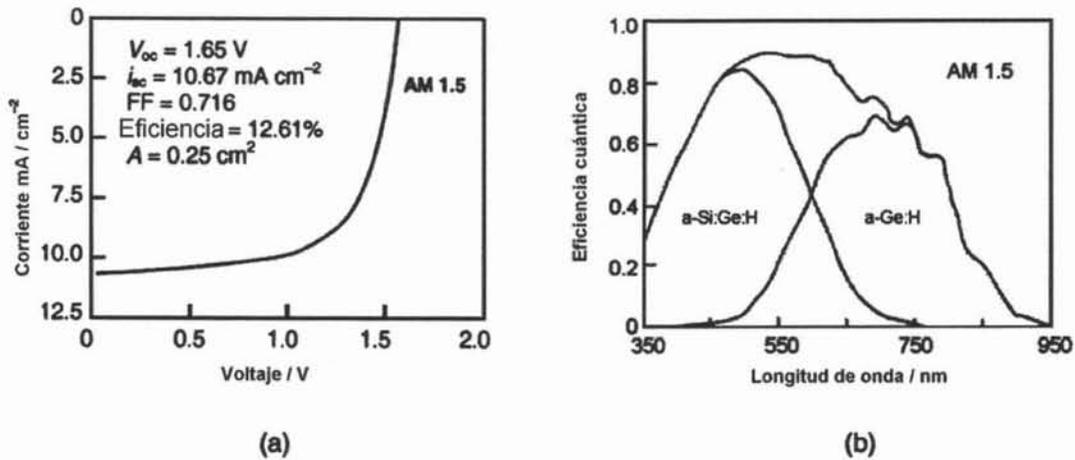


Fig. II.14.- En (a) curva I-V en el estado inicial. En (b) eficiencia cuántica después del proceso de degradación, teniendo la celda una eficiencia estable del 11.1%, [11].

Bajo condiciones de estabilidad la celda muestra una eficiencia del 11.1%. Es importante recalcar que en ésta estructura, la celda muestra una respuesta espectral que abarca toda la región del visible. En la misma gráfica se muestra la eficiencia cuántica para el Germanio amorfo hidrogenado.

El producto fabricado por BP Solarex mostraba una degradación al incidirles la luz en el rango del 13 al 17%.

### II.7-c Estructuras de triple unión

La más alta eficiencia y mejor estabilidad para celdas solares de silicio amorfo hidrogenado se observa en las de triple unión [24]. Las mejores celdas de triple unión han sido obtenidas sobre sustratos de acero inoxidable recubiertos con capas texturizadas de óxido de plata (aluminio para el caso comercial) y óxido de zinc. La celda esta formada por tres uniones simples *p-i-n*: una superior o frontal, una en la mitad, y la otra en el fondo. Las tres uniones se conectan entre sí por

dos uniones  $p/n$  tipo túnel, cada una formada con una capa de silicio microcristalino tipo  $p$  ( $a\text{-Si:H}$  boro como impurificante) y una capa tipo  $n$  de  $a\text{-Si:H}$  (fósforo como impurificante), cada una con un espesor de  $0.01\ \mu\text{m}$ . Los espesores de cada union  $p-i-n$  son aproximadamente de  $0.1\ \mu\text{m}$ ,  $0.11\ \mu\text{m}$  y  $0.13\ \mu\text{m}$ , respectivamente en el orden en que fueron mencionadas. En la Fig. II.15 se muestra un corte transversal de dicha celda.

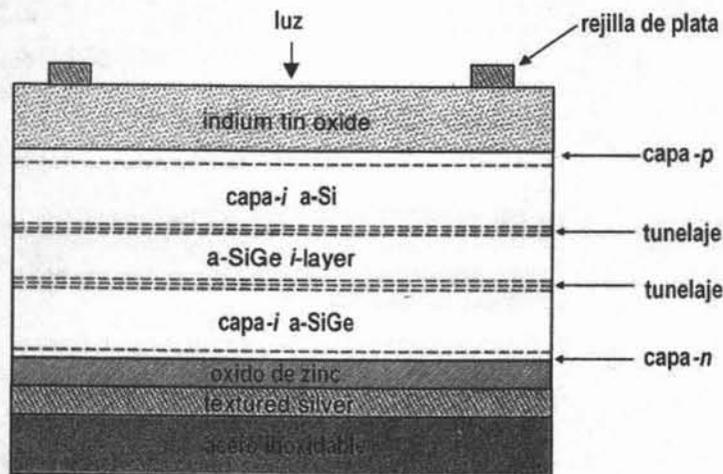


Fig. II.15.- Diagrama esquemático de una estructura de triple unión fabricada sobre un sustrato de acero inoxidable, [11].

Las características optoelectrónicas de dichas celdas se muestran en la Fig. II.16. La más alta eficiencia se ha obtenido en celdas usando una combinación de tres celdas individuales, en la cual el proceso de absorción se realiza por intervalos. Cada celda es seleccionada de tal forma que se satisfaga lo siguiente: la celda de arriba (la primera unión  $p-i-n$ ) captura los fotones en el rango del azul debido a la brecha de la capa  $i$  ( $\approx 1.8\ \text{eV}$ ); la celda de en medio es seleccionada para que su capa  $i$  absorba la porción cercana al verde ( $\approx 1.6\ \text{eV}$ ); y la celda del fondo, se selecciona para que capture fotones en el rango del rojo ( $\approx 1.4\ \text{eV}$ ).

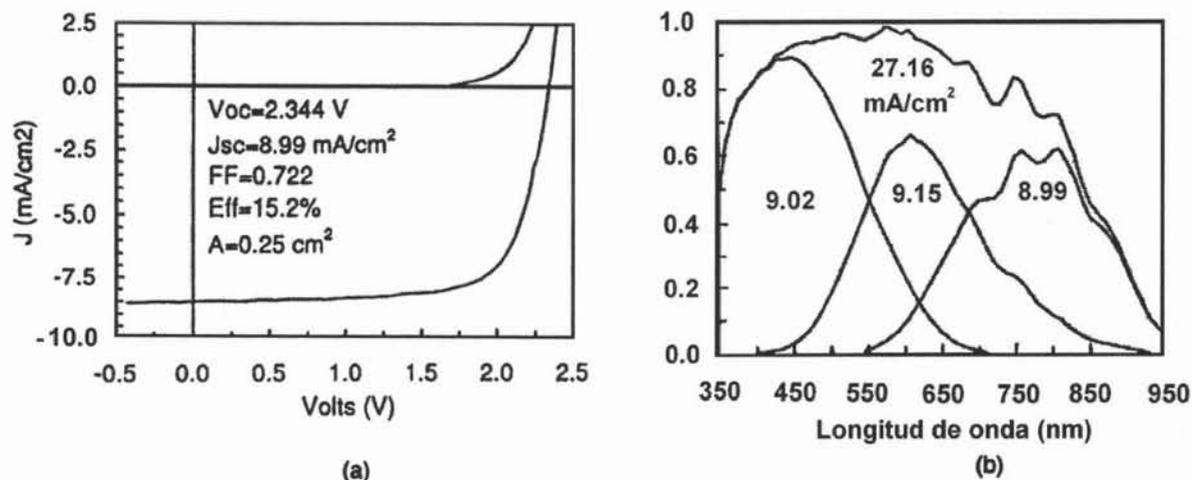


Fig. II.16.- (a) Características  $I$ - $V$  de una celda típica triple unión con una eficiencia inicial del 15.2%. En (b) se muestra la eficiencia cuántica en función de la longitud de onda para la celda ya estabilizada, [11].

Como se puede observar, la eficiencia inicial de la celda triple unión (15.2%) es más grande que aquella para la doble unión mostrada en la Fig. II.14. La introducción de la tercera celda incrementa el  $V_{CA}$ , pero baja ligeramente la  $I_{CC}$  de la estructura. Esto puede verse claramente si se compara la celda doble (ver Fig. II.14) con ésta celda: el  $V_{CA}$  se incrementa desde 1.65 V hasta 2.34 V, pero la  $I_{CC}$  baja de 12.6 a 8.99 mA/cm<sup>2</sup> debido a que cada celda absorbe una porción pequeña del espectro solar. En la Fig. II.16-(b) se muestra como las tres celdas aprovechan muy bien el espectro solar, generando cada una casi la misma corriente. La corriente total de 27.16 mA/cm<sup>2</sup> correspondería al valor obtenido por las tres celdas si es que estas estuvieran conectadas en paralelo. Es importante recalcar que esas corrientes se generan en celdas cuyos espesores son muy delgados comparados con los espesores para una celda de unión simple, minimizando así los problemas de inestabilidad debidos al efecto SWE.

## II.8 Logros actuales

Los avances en la investigación y desarrollo tecnológico en el silicio amorfo hidrogenado y sus aleaciones han permitido que las empresas dedicadas a la fabricación de módulos fotovoltaicos basados en dicho material, oferten productos que tienden a tener cierta estabilidad en sus

características eléctricas. La producción de módulos fue iniciada por la compañía Sanyo Corporation en 1980 para su uso en relojes y calculadoras. Durante la década de los 80's y 90's varias compañías entre ellas Arco Solar, Energy Conversión Devices, Fuji Electric, Sharp, y Solares, estuvieron fabricando celdas y módulos de unión simple, llegando a producir algunas hasta 1 MW-p al año.

En los últimos 10 años, compañías como Solarex (BP Solar) y Unisolar Corporation (United Solar Ovonic Corporation, USOC) han seguido con la investigación y desarrollo de celdas tipo tandem de doble unión (Solarex-BP Solar) y de triple unión (USSC).

La Tabla II.3 muestra una relación de las estructuras para celdas solares basadas en a-Si:H fabricadas por varias organizaciones así como su eficiencia inicial y la estabilizada posteriormente a un proceso de iluminación. Se puede observar que la máxima eficiencia inicial corresponde a una estructura triple unión.

**TABLA II.3.- Características de estabilidad en la tecnología de silicio amorfo [24]**

Formación de la estructura	Eficiencia (%) Inicial / estabilizada)	Organización
Acero / Ag / ZnO / <i>n-i-p</i> / <i>n-i*-p</i> / <i>n-i*-p</i> / ITO	15.2 / 13.0	USOC
Acero / Ag / ZnO / <i>n-i-p</i> / <i>n-i*-p</i> / ITO	14.4 / 12.4	USOC
Vidrio / SnO <sub>2</sub> / <i>p-i-n</i> / <i>p-i-n</i> / ZnO / Ag	12.5 / 9.0	Fuji Electric
Vidrio / SnO <sub>2</sub> / <i>p-i-n</i> / ZnO / Ag	12.0 / 8.9	Sanyo
Vidrio / SnO <sub>2</sub> / <i>p-i-n</i> / <i>p-i*-n</i> / ZnO / Ag	11.6 / 10.0	BP Solar

Nota: *i\** representa una capa *i* de a-SiGe.

La Tabla II.4 muestra las compañías que han estado elaborando celdas y módulos fotovoltaicos basados en el silicio amorfo hidrogenado y sus aleaciones. Esta Tabla condensa los valores de la eficiencia de conversión, supuestamente estabilizada, del producto comercial. Como puede verse, la máxima eficiencia que se tiene en un módulo comercial corresponde al de la compañía USOC.

**TABLA II.4.- Compañías que comercializan módulos de silicio amorfo hidrogenado y sus eficiencias estabilizadas.**

<b>Compañía</b>	<b>Mejor Eficiencia Estabilizada</b>	<b>Configuración del módulo</b>
ASE GMBH	5 – 6 % (0.6 m <sup>2</sup> )	Capas iguales en tandem sobre vidrio
Fuji Electric	7.3 % (0.32 m <sup>2</sup> )	Capas iguales en tandem sobre plástico
Kaneka	8.1 % (0.414 m <sup>2</sup> )	Unión simple sobre vidrio
Interpolar	5 % (0.28 m <sup>2</sup> )	Unión simple sobre vidrio
Iowa Thin Films	6 % (0.1 m <sup>2</sup> )	Capas iguales en tandem sobre plástico
Sanyo	9.5 % (0.12 m <sup>2</sup> )	Tandem sobre vidrio
BP Solarex	8.1 % (0.36 m <sup>2</sup> )	Tandem sobre vidrio
USOC	10.1 % (0.09 m <sup>2</sup> )	Triple unión sobre acero

## **II.9 Conclusiones**

La tecnología de silicio amorfo es un material que presenta muchas ventajas sobre la de silicio cristalino, como se pudo observar el silicio amorfo tiene la característica de que absorbe más eficientemente la mayor parte del espectro solar, además de que son fabricadas en películas delgadas del orden de 0.7  $\mu\text{m}$  en celdas simples de una sola capa que aprovechan el 90% de la radiación luminosa incidente, esto trae como consecuencia que para su elaboración se utilice mucho menos material que en la fabricación de celdas de silicio cristalino, lo cual se ve reflejado en los costos finales de manufactura.

El material que se usa para las celdas solares se elabora mediante predominantemente por la técnica de PECVD desde 1969, esta tecnología se mantiene vigente debido a su capacidad de producción en masa y a que el material producido es de buena calidad optoelectrónica. Realmente el material que se obtiene por PECVD es una aleación de Si con H, lo que se representa como a-Si:H.

Este tipo de celdas proporciona la posibilidad conectar en serie un conjunto de celdas en tandem, con capas absorbedoras que tengan brechas cuyo valor aumente gradualmente, digamos desde 0.65 eV hasta 1.9 eV. Como consecuencia de la relativa facilidad con que se pueden

elaborar aleaciones de a-Si:H, ha sido posible el elaborar celdas solares tipo tandem de a-Si:H con eficiencias del 10.4%.

Efectivamente esta tecnología ofrece ciertas ventajas, pero debemos considerar que también trae implícito un fenómeno de degradación conocido como efecto Staebler-Wronski, los problemas de degradación e inestabilidad debido a este efecto que surgieron desde su aparición en el mercado a comienzos de 1980 en aplicaciones tales como relojes, calculadoras y pequeños sistemas de iluminación, que solo operaban unos cuantos meses, esto ha creado desconfianza sobre la utilización de la tecnología. Esta degradación consiste en una disminución de su eficiencia en las primeras horas de exposición a la radiación solar, afortunadamente después de muchos años de investigación se ha logrado que las celdas lleguen a su estado estable en las primeras horas de su exposición. Todo esto ha permitido a las empresas manufactureras de módulos fotovoltaicos basados a-Si:H, producir módulos que ofrecen cierta estabilidad en sus características eléctricas.

## CAPÍTULO III

# COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA DE SILICIO AMORFO

### III. 1 Introducción

El objetivo general de la investigación en la industria fotovoltaica es encontrar altas eficiencias y bajos costos de fabricación en celdas y módulos. El término *reducción de costos* va direccionado a reducir la cantidad de material por cada celda unitaria maximizando la eficiencia de conversión. Lo anterior ha llevado, tanto a los laboratorios de investigación en todo el mundo como a las compañías manufactureras de celdas solares, al estudio y utilización de películas delgadas para su aplicación en el efecto fotovoltaico. Es así como el silicio amorfo hidrogenado y las celdas solares basadas en éste material, en especial, la tecnología de silicio amorfo de triple unión, se han introducido al mercado como una tecnología que puede abatir el costo por Watt de electricidad generado comparado con la tecnología cristalina. Además de su bajo costo, dicha tecnología ofrece muchas ventajas para aplicaciones terrestres, siendo una de ellas, un mayor rango de absorción del espectro de la luz solar. Sin embargo, hay que saber que este material en el pasado ha mostrado tener problemas de inestabilidad, permanecen actualmente. En la actualidad se tiene un mejor control y conocimiento en éste tema de la degradación, sin embargo, cualquier aplicación de dicha tecnología deberá de contemplar las posibles disminuciones de potencia que aparezcan en ella debido a la exposición ambiental, en el presente trabajo se pretende demostrar esta tecnología es confiable para aplicaciones de bombeo en este caso.

En éste capítulo se presenta el estudio de la caracterización eléctrica de módulos de silicio amorfo de triple unión con el objeto de discernir si existe o no una estabilidad en sus parámetros eléctricos, y en consecuencia, estimar su “tiempo de vida” con base en las observaciones realizadas en nuestros experimentos.

### III.2 Variables a medir y Planteamiento experimental

Una caracterización experimental desde el punto de vista eléctrico implica una selección de parámetros a medir. En los generadores fotovoltaicos (GFV) la selección se hace al identificar

cuales son los parámetros eléctricos de interés y aquellos que están relacionados con éstos. Entre los primeros deben estar el voltaje a circuito abierto ( $V_{CA}$ ), la corriente a corto circuito ( $I_{CC}$ ), la manera en que el generador fotovoltaico entrega potencia a una resistencia de carga, es decir, el trazado de la curva corriente-voltaje ( $I-V$ ), el voltaje y la corriente que definen la máxima transferencia de potencia ( $V_M$ ,  $I_M$ , y  $P_M$ ), el factor de forma de la curva  $I-V$  (FF), y la eficiencia de conversión ( $\eta$ ). Entre los parámetros que influyen en las características eléctricas del GFV están la temperatura ambiente ( $T_A$ ), la temperatura que alcanza el GFV bajo condiciones de operación ( $T_P$ ), la velocidad del viento sobre el GFV, la irradiancia en el plano del GFV ( $H$ ), y su orientación. Los parámetros eléctricos anteriores en el GFV quedarán definidos si se logra trazar la curva  $I-V$  del GFV, se mide su temperatura de operación y la irradiancia en un instante dado. Así que el problema de caracterización eléctrica se reduce a medir el comportamiento  $I-V$  del GFV bajo condiciones de operación.

Para determinar la estabilidad del GFV se debe realizar un seguimiento de los valores de los parámetros eléctricos seleccionados tanto en el corto como en largo plazo. Eso implica mediciones continuas de los parámetros seleccionados. Además, dado que la  $P_M$  del GFV depende casi linealmente con la irradiancia, la que no es constante durante el día y el año, cualquier cambio instantáneo en el valor de ella afectará la cantidad de potencia generada por el GFV. En consecuencia, si se desea realizar un estudio del comportamiento de los parámetros eléctricos antes mencionados y de estabilidad, se deberá de contar con un sistema de adquisición de datos automatizado. Este debe permitir identificar los valores de los parámetros medidos y la variación de los parámetros que afectan las variables eléctricas. Con ellos se podrá discernir a que se deben los posibles cambios en las características eléctricas del GFV bajo estudio.

Para realizar lo anterior es necesario partir de un GFV nuevo y un conjunto de transductores que permitan medir y monitorear los parámetros seleccionados. Ellos deben tener la capacidad de detectar cambios instantáneos en los parámetros dado que se espera cambios en la irradiancia. Por otra parte, es claro que si se logra trazar la curva  $I-V$  del GFV en un instante dado, entonces los demás parámetros eléctricos quedarán determinados automáticamente (ver Fig. III.1). Así, el tiempo requerido para realizar una medición debe ser tal que la medida no presente fluctuaciones en ese tiempo, lo que se traduciría en una curva  $I-V$  cuya forma no presentará variaciones abruptas. Lo anterior no se puede hacer manualmente, lo que implica, como se ha dicho, tener un sistema de adquisición de datos cuya velocidad de

adquisición sea tan grande como para evitar las fluctuaciones en los parámetros medidos debido a los cambios instantáneos en la irradiancia. La Fig. III.1 muestra un diagrama esquemático de un sistema de adquisición de datos (DAS por sus siglas en inglés) así como los transductores mínimos que se requerirán para realizar medidas automáticas de los parámetros de interés en el GFV.

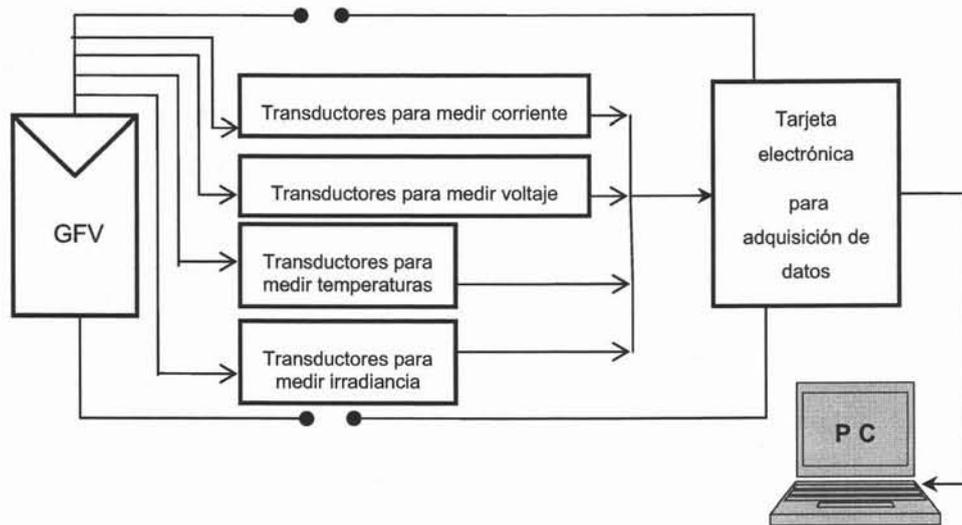


Fig. III.1.- Diagrama esquemático de los componentes más importantes para realizar un proceso de medición de los parámetros eléctricos en un GFV.

La programación que se usa en este tipo de DAS permite medir los parámetros de interés, como pueden ser: la temperatura ambiente, la temperatura de módulo, el valor de la corriente y voltaje de acoplamiento a una carga eléctrica y la irradiancia. De ésta manera y seleccionando los transductores en función de la magnitud de las variables a medir, se diseñó y construyó un DAS con una programación en lenguaje Pascal para medir y adquirir, de una manera discreta, los valores de los parámetros de interés. Sin embargo no se tiene la versatilidad de llevar a cabo un barrido de valores  $I-V$  del GFV. Para realizar lo anterior es necesario implementar un circuito electrónico que haga las funciones de un trazador de curva, es decir, que simule una resistencia de carga variable desde  $0 \Omega$  (corto circuito) hasta valores de  $M\Omega$  (circuito abierto), y que para cada valor de dicha resistencia, el sistema sea capaz de medir el voltaje y la corriente; y el programa de adquisición, de identificar dichos valores y

graficarlos en un plano cartesiano  $I$  vs  $V$ . El circuito eléctrico debe ser capaz de manejar la potencia máxima del GFV, mostrar versatilidad, en este sentido debe ser sencillo, de fabricación simple y lo más ligero que sea posible con el objeto de que sea portable y de fácil uso. Con dicho circuito adicional y con el uso de los transductores apropiados, será posible medir el comportamiento eléctrico de cualquier GFV bajo las condiciones de operación.

Dadas las necesidades de trazado de curvas  $I-V$ , se diseñó y construyó el circuito electrónico que se expone en la siguiente sección.

### **III.3 Circuito electrónico para el trazado de Curvas $I-V$**

El principio básico para obtener una curva  $I-V$  experimental en un GFV es controlando la corriente fotogenerada que fluye hacia una carga eléctrica específica. Existen tres formas de llevar a cabo éste control: usando una resistencia variable, ó un capacitor, ó un transistor [15, 25, 26]. Sí se usa una resistencia variable, ésta debe tener un valor en el rango desde  $0 \Omega$  hasta  $M\Omega$ , de tal forma que limite la corriente desde el valor de corto circuito ( $I_{CC}$ ) hasta cero. Sí se usa un capacitor, el voltaje que adquirirá éste será el de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) del generador, y la corriente que se inyectara en él, pasará desde un valor máximo hasta cero dependiendo de su estado de carga. Para el caso de un transistor, éste regulará la cantidad de corriente que circula por el circuito si es que se controla externamente la corriente de base, lo que implica variar su resistencia. Las tres formas presentan ventajas y desventajas que son importantes tener presente desde un punto de vista de adquisición de datos. En el caso de una resistencia, hay dos limitantes importantes a considerar, una de ellas es la capacidad de conducción eléctrica que limita la potencia del GFV a medir, y la otra, la falta de versatilidad para la automatización y adquisición de datos. Para el caso de un capacitor, el voltaje de diseño limita el voltaje del GFV a medir, y la razón a la que se carga, depende de la magnitud de la capacitancia ( $C$ ). Este valor es el que limita el tiempo de adquisición de datos, ya que al tener un valor pequeño, el capacitor se carga rápidamente (razón de carga alta) exigiendo velocidades de adquisición altas para la captura de datos. Para el caso de un transistor, aunque los tiempos de conducción son cortos (en función de la potencia), se puede controlar su resistencia interna de una manera gradual permitiendo la adquisición de datos en tiempos relativamente largos. Además, se tiene la versatilidad de elegir la potencia de operación en el rango de la potencia del GFV a medir. Su limitante radica en la necesidad de una fuente de

corriente externa para el control de la base del transistor, la que será alta si la potencia de éste es grande.

Existe otro elemento electrónico que ha sido usado como resistencia de carga para el trazado de la curva  $I-V$  de un GFV. Éste es el transistor de efecto de campo (MOSFET) [15, 27], el que presenta la versatilidad de llevar el control por medio de un voltaje externo en la compuerta y un bajo consumo de corriente.

El diseño de medición elegido corresponde a un sistema que usa como resistencia de carga a un capacitor ó carga capacitiva. El circuito utilizando se muestra en la Fig. III.2, el cual no es otra cosa más que un circuito RC acoplado en paralelo al GFV. La apertura y cierre del circuito se realiza a través de un relevador de carga dos polos un tiro que se encuentra normalmente cerrado (NC). Debido a que el tiempo de carga y descarga de un capacitor esta regido por los valores del capacitor (C) y la resistencia ( $t=RC$ ); para este trabajo el valor del capacitor fue de **400**  $\mu\text{F}$  y para la resistencia R, de **0.055**  $\Omega$ , teniendo un tiempo de carga menor de 2 ms. Dicho valor aparentemente dificulta los tiempos para realizar la medición; sin embargo, cuando las mediciones se realizan de una manera rápida y automática, utilizando un sistema de adquisición de datos, el problema es simple de resolver.

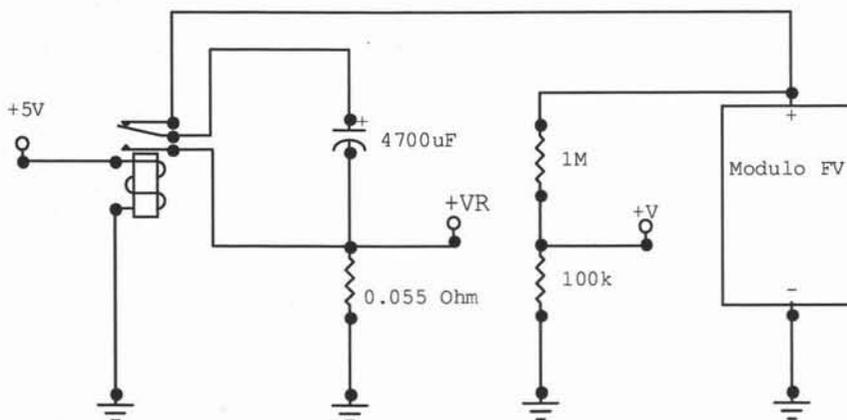


Fig. III.2.- Diagrama del sistema de medición de la curva I-V de un módulo fotovoltaico, utilizando un circuito RC.

La manera en que opera el sistema de medición es controlando la apertura y cierre del relevador. En la posición NC, el GFV se encuentra a circuito abierto (corriente cero) y el capacitor esta cargado. Cuando se requiere realizar una medición  $I-V$  (ver Fig. III.2), el relevador cambia de la posición NC a abierto (NA), el polo que queda cerrado es el que va hacia la resistencia, entonces, el capacitor se descarga a través de ella, acto seguido, se vuelve a pasar a la posición NC para que el capacitor empiece a cargarse y en ese instante es cuando se adquiere el voltaje de carga en C, que es el voltaje de acoplamiento ( $V$ ) y se mide la caída de tensión  $V_R$  en la resistencia R ( $I=V_R/R$ ), y así realiza la medición de la curva  $I-V$ .

Para realizar las mediciones, se tuvieron que satisfacer las siguientes regulaciones [1]:

- La temperatura se debe de medir con una precisión de  $\pm 0.1$  °C.
- El voltaje y la corriente deben ser medidas con una precisión de  $\pm 0.5$  % o menor.
- La corriente de corto circuito debe ser medida preferentemente a un voltaje cero, usando un dispositivo electrónico, alternativamente esta medición también se puede realizar, midiendo la caída de voltaje en una resistencia de precisión (Shunt), tal que el voltaje medido no exceda el 3 % del voltaje a circuito abierto.
- Los voltímetros deben tener una resistencia interna de por lo menos 1 M $\Omega$ .
- La calibración de todos los instrumentos deben estar certificados, con los requerimientos mínimos de precisión a la hora de realizar las mediciones.

Dado que se tuvo que cumplir con los requerimientos antes citados, la parte de acondicionamiento de señales de las variables a medir (voltaje, corriente, temperatura e irradiancia), se tuvo que ajustar a valores entre 0 y 5 volts, ya que éste es el valor del voltaje de entrada del convertidor análogo-digital ADC0831 [28].

Para ajustar la medición de voltaje, se usó un divisor de voltaje formado por dos resistencias de 1M $\Omega$  y 100 k $\Omega$  (ver Fig. III.2), el cual disminuye el valor de acoplamiento del módulo aproximadamente 10 veces. El divisor de voltaje fue calibrado mediante una fuente de potencia programable marca HP con rangos de operación de 0-60 V y 0-10 A. La fuente se varió de 0-24 V, y la señal de voltaje reducida  $V$  se midió con un multímetro de precisión marca KITHLEY (TRMS, modelo 179A).

Para medir la corriente se amplificó la señal  $V_R$  aproximadamente 5 veces mediante un amplificador de voltaje LM317, la calibración se realizó haciendo circular una corriente por la resistencia shunt, con la fuente de potencia descrita anteriormente.

Para medir la irradiancia se usó una celda calibrada de silicio Licor, modelo LI-200SA calibrado con una incertidumbre del 5%, la cual tiene una respuesta de  $132 \text{ mv} = 1000 \text{ W/m}^2$ . Debido a que su señal es muy pequeña se amplificó aproximadamente 15 veces mediante un amplificador de voltaje.

Para medir la temperatura tanto ambiente como de contacto del módulo se recurrió a dos circuitos integrados LM335 [28], cuyo voltaje de salida es directamente proporcional a la temperatura absoluta ( $10 \text{ mv/K}$ ) y para calibrarlo se recurrió un calibrador de temperatura digital marca AMETEKJOFRA INSTRUMENTS (Modelo D55SE) en el cual se fija la temperatura con una resolución de  $\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### III.4 Implementación y Certificación del trazador de Curvas $I-V$

Con el objeto de certificar el buen desempeño del circuito construido y su versatilidad, así como la confiabilidad en las mediciones realizadas, fue necesario comparar su operación con un equipo equivalente que existe en el mercado. Para esto se consiguió un trazador de curvas  $I-V$  comercial, marca DayStar [29] modelo DS-100. Este trazador de curvas hace uso de una carga capacitiva y realiza una medición  $I-V$  en un tiempo de 200 ms. El rango de operación es de 0 a 600 V; de 0 a 100 A, y potencia desde 30 W-p a 50 kW-p. La Tabla III.1 muestra las especificaciones provistas principales del trazador.

Este equipo fue diseñado para medir las características eléctricas de módulos y arreglos fotovoltaicos cuyos parámetros eléctricos, corriente y voltaje, sean mayores del 10% del rango seleccionado. Sin embargo, hemos comprobado que el equipo no presenta buena resolución de datos para GFV's cuyos parámetros eléctricos sean menores que dicho porcentaje, como es el caso de los módulos de silicio amorfo tipo tandem a-Si/a-SiGe (doble unión) hechos por BP Solarex (modelo GF 43 con una potencia pico de 43 W,  $V_{CA} = 194 \text{ V}$  y  $I_{CC} = 0.4 \text{ A}$ , módulo elaborado especialmente para la compañía Grundfos). Salvo por ese inconveniente, el DayStar DS100 es un equipo de alta confiabilidad que es usado por laboratorios de certificación tales como el SouthWest Technology Development Institute de New Mexico State University y Sandia Nacional Laboratorios de los Estados Unidos.

**TABLA III.1.- Especificaciones del DayStar DS100**

TABLA III.1.-		precisión $\pm$ C
Dimensiones	36.8 x 47 x 19.5 cm	
Peso	11.3 $\text{kg}$	
Alimentación	120/240 VAC; 50/60 Hz; 12 VCD	
Tiempo de operación	$>6$ horas	
Temperatura de operación	0-50°C	
Especificaciones	Rango	Resolución
	10 A	2.4 mA
	100 A	24 mA
	60 V	15 mV
	600 V	146 mV

Para hacer la comparación de ambos equipos de medición y conocer el desempeño de nuestro trazador de curvas se seleccionaron un conjunto de módulos a medir. La Fig. III.3 muestra la curva  $I-V$  de un módulo policristalino marca Solarex, modelo SXL60 de 36 celdas obtenida tanto por la tarjeta de adquisición de datos construida en el CIE-UNAM como por el trazador comercial. Como dato adquirido se determinó que, en el instante de hacer la medición, la irradiancia en el plano del módulo fue de  $950 \text{ W/m}^2$  y la temperatura de placa del módulo fue de  $56 \text{ }^\circ\text{C}$ .

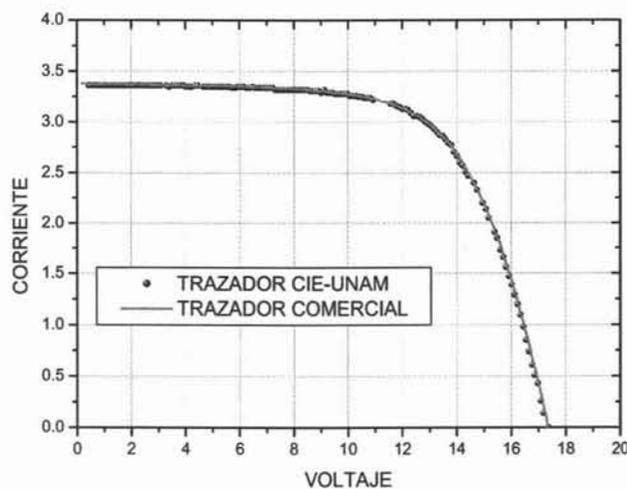


Fig. III.3.- Curva  $I-V$  de un módulo fotovoltaico policristalino obtenida mediante nuestro trazador y por el comercial DS100.

Como se puede observar, las curvas obtenidas por ambos sistemas son semejantes; sin embargo, el tiempo de adquisición en nuestro sistema es de 50 milisegundos, menor que el del sistema comercial. De la curva anterior se obtuvieron los datos que se muestran en la Tabla III.2. Analizándolos podemos obtener un criterio de comparación y conocer la confiabilidad con que podemos realizar las mediciones con el sistema de adquisición elaborado en el CIE-UNAM.

**TABLA III.2.- Valores de parámetros eléctricos medidos en el módulo SXL60.**

<b>Trazador</b>	$I_{CC}$ <i>Amper</i>	$V_{CA}$ <i>Volts</i>	$I_M$ <i>Amper</i>	$V_M$ <i>Volt</i>	$FF$
DS-100	3.38	17.35	3.03	12.94	0.668
CIE	3.36	17.30	2.98	12.83	0.657
$\Delta X$	0.02	0.05	0.05	0.11	0.011

Según el fabricante del equipo Daystar DS100, la precisión en su equipo es del 1% en las medidas de las variables; mientras que la precisión en el sistema desarrollado por nosotros, calculada a través de las componentes electrónicas es del 2.5%. Dado que la incertidumbre al realizar las medidas es del orden del 2.5%, y los valores medidos con ambos sistemas son los mismos, dentro del rango de incertidumbre, podemos concluir que el trazador de curvas diseñado por nosotros es de alta confiabilidad para realizar las mediciones eléctricas en generadores fotovoltaicos. Sin embargo, la potencia que maneja nuestro trazador de curvas no es mayor de 200 W.

### **III.5 Caracterización y desempeño de módulos comerciales de silicio amorfo**

Para determinar el desempeño de la tecnología de silicio amorfo y determinar su posible degradación, se eligieron módulos nuevos de la tecnología de triple unión con una potencia nominal de 64 W-p, a los que llamaremos (a-Si)M1. Para esto se instaló un módulo en una estructura de ángulo variable, manteniéndolo con un material opaco a la luz. Se cableó hacia nuestro sistema de adquisición de datos y se esperó a que llegara el medio día solar. El cable usado fue dimensionado para que las pérdidas de energía fueran del 1% tomando como base

la máxima corriente producida por el módulo y la distancia del módulo al sistema de adquisición de datos. La primera medición del comportamiento  $I-V$  se realizó aproximadamente al medio día solar del día 30 de Septiembre del 2003. Desde ese día hasta el 10 de Febrero del 2004, se llevaron acabo tres días de medición a la semana para realizar un conjunto de mediciones de la curva  $I-V$ . Estas mediciones se hicieron cada hora, desde las 9:00 hasta las 16:00 horas del día elegido. Se procuró que al momento de obtener la curva  $I-V$ , los rayos solares incidieran perpendicularmente al módulo.

Según el fabricante, bajo condiciones estándares de prueba (STC: AM1.5, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C), el módulo (a-Si) M1 usado en éste trabajo tiene los valores de placa (valores de identificación) que se muestran en la Tabla III. 3. En ésta Tabla, el factor de forma FF fue determinado usando la Ec. I.8, mientras que la eficiencia de conversión  $\eta$ , se determinó usando la Ec. I.4 tomando como área activa el producto del largo por el ancho del módulo.

**TABLA III.3.- Valores de placa del módulo (a-Si)M1 de triple unión.**

Parámetro eléctrico	Valor Medido
Voltaje a circuito abierto	23.8 volt
Corriente de corto circuito	4.8 Amper
Voltaje en el punto de máxima potencia	16.5 volt
Corriente en el punto de máxima potencia	3.88 Amper
Potencia pico nominal	64 Watt
Factor de forma de la curva	0.56
Eficiencia Nominal	6.3%
Dimensiones (largo x ancho)	1.37 m x 0.742 m

La primera medición de la curva  $I-V$  fue obtenida bajo condiciones de irradiancia instantánea de  $850 \pm 25$  W/m<sup>2</sup> a incidencia normal. La Fig. III.4 muestra la curva  $I-V$  de la primera medición realizada. De los valores medidos se obtuvo el  $V_{CA}$ , la  $I_{CC}$ , y el voltaje y corriente para la máxima potencia,  $P_M$ . Los cálculos realizados nos dan como resultado una potencia máxima de 62.6 W ( $P_M = 62.6$  W) y un factor de forma de 0.652 (FF=0.652)

Aunque el módulo estaba cubierto, las condiciones de irradiancia trajeron como consecuencia un incremento de temperatura en éste, de tal forma que, al momento de efectuar la medición  $I-V$ , la temperatura del módulo fue de  $52 \pm 1$  °C. Las características eléctricas del módulo obtenidas mediante el trazador de curvas se muestran en la Tabla III. 4.

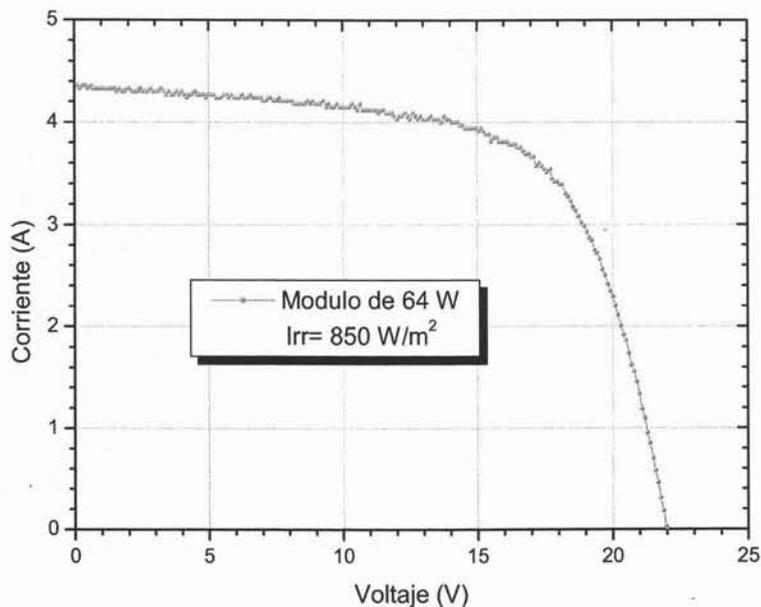


Fig. III.4.- Curva I-V del modulo (a-Si)M1. De estos datos se obtuvieron los valores que aparecen en la Tabla III.4

**Tabla III.4.- Características eléctricas iniciales del módulo bajo estudio.**

Parámetro	Valor medido	Valor normalizado a STC *
Voltaje a circuito abierto	22.01 V	24.656 V
Corriente de corto circuito	4.36 A	5.105 A
Voltaje en el punto de máxima potencia	17.69 V	19.094 V
Corriente en el punto de máxima potencia	3.54 A	4.162 A
Potencia pico nominal	62.6 W	---
Potencia Máxima	---	79.46 W
Temperatura de placa	52.2 °C	25°C
Irradiancia	850 W/m <sup>2</sup>	1000 W/m <sup>2</sup>
Factor de Forma FF	0.65	0.63
Eficiencia	7.25 %	7.8%

\*Condiciones Estándar de Medición, (Standard Test Condition), 1000 W/cm<sup>2</sup> a 25°C.

Los valores que corresponden a la columna identificada como STC fueron obtenidos al considerar tanto el efecto de la temperatura como el de la irradiancia en los parámetros eléctricos del módulo y, según datos del fabricante, con los coeficientes de temperatura, obtenidos para este modelo y para este tipo de tecnología [30, 31]:

$$\alpha I_{CC} = 0.9 \text{ mA/}^\circ\text{C}, \quad \alpha I_M = 1.0 \text{ mA/}^\circ\text{C}, \quad \beta V_{CA} = -0.098 \text{ V/}^\circ\text{C}, \quad \text{y} \quad \beta V_M = -0.052 \text{ V/}^\circ\text{C}.$$

La corriente al 100% de la irradiancia fue obtenida al considerar que la corriente generada por el módulo es directamente proporcional a ésta. Con estos valores se ha llegado a la conclusión que el producto sale de fabrica por lo menos con una eficiencia del 6.3 % [32].

A los 90 minutos después de haber realizado la primera medición y con una irradiancia de  $1020 \pm 30 \text{ W/m}^2$ , el módulo alcanzó una temperatura de operación de  $62^\circ\text{C}$ . Bajo éstas condiciones, se generó la curva  $I-V$  que se muestra en la Fig. III.5. De ella se obtuvieron los valores de los parámetros eléctricos que se muestran en la Tabla III. 5,

**TABLA III.5.- Valores eléctricos del módulo (a-Si) M1 a los primeros 9 minutos de exposición al Sol.**

Parámetro	Valor medido a $62^\circ\text{C}$	Valor normalizado a STC
Voltaje a circuito abierto	21.28 V	24.9 V
Corriente de corto circuito	5.16 A	5.03
Voltaje en el punto de máxima potencia	16.6 V	18.5 V
Corriente en el punto de máxima potencia	4.24 A	4.12
Potencia pico	70.4 W	76.2
Temperatura de placa	$62^\circ\text{C}$ .	$25^\circ\text{C}$
Irradiancia	$1020 \pm 30 \text{ W/m}^2$	$1000 \text{ W/m}^2$
Factor de Forma FF	0.64	0.61
Eficiencia	6.8%	7.5%

Al comparar los valores normalizados, el inicial y a los 90 minutos de exposición, estamos observando que hay una disminución en la magnitud de los parámetros eléctricos en ese lapso de tiempo. Por ejemplo, en el caso de la potencia pico, el valor inicial normalizado fue de  $78.8 \pm 2 \text{ W}$ , y después de ese tiempo de exposición fue  $76.3 \pm 2 \text{ W}$ . Si consideramos la

potencia pico inicial como el 100%, entonces después del tiempo de exposición, el módulo ha perdido 4.1% de potencia eléctrica.

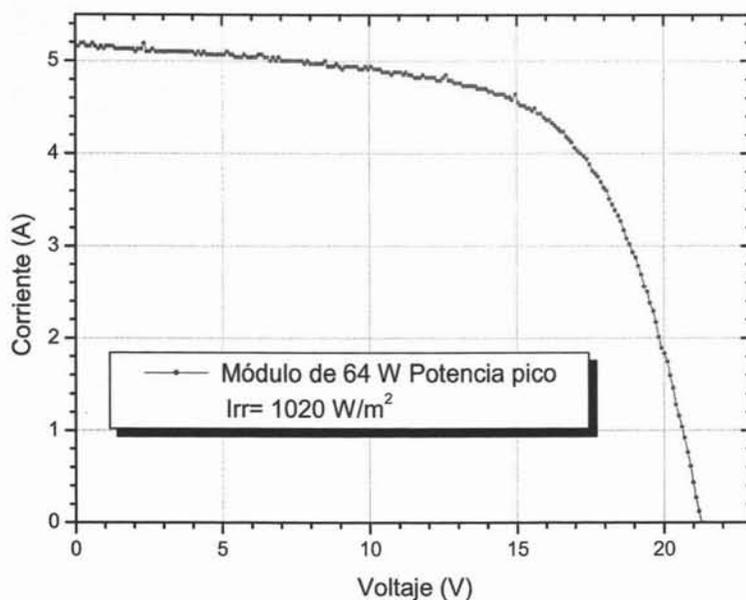


Fig. III.5.- Curvas  $I-V$  que muestra el modulo bajo estudio a los 90 minutos de su exposición inicial a la radiación solar.

El proceso de monitoreo se continuó posteriormente realizando una medición de la curva  $I-V$  cada hora durante los siguientes 60 días. La Fig. III.6 muestra el comportamiento de la potencia pico normalizada del módulo medido así como el comportamiento de la eficiencia calculada y normalizada.

Se observa un decaimiento muy marcado en dichos parámetros, que pueden ser atribuidos a la degradación del producto por el Efecto Staebler-Wronski. Sin embargo, se observa que dicho decaimiento presenta una tendencia de disminución observada por su pendiente, ya que después del 50<sup>avo</sup> día, la pendiente de la curva tiende a ser la de una recta horizontal, indicando una disminución en la potencia no tan drástica. Valores tomados posteriores al 60<sup>avo</sup> día muestran que la potencia normalizada del producto tiende a un valor constante.

La Tabla III.7 muestra los algunos valores de los parámetros eléctricos medidos y normalizados a condiciones estándares de prueba (STC). En ella podemos notar una disminución fuerte en la potencia para los primeros días, la que tiende a ser gradual para días posteriores de exposición al Sol. La Fig. III.7 muestra el comportamiento de la potencia pico normalizada hasta el día 270 de exposición al Sol. Al considerar los errores en los sistemas de medición y considerarlos en la gráfica, se puede establecer que el periodo de tiempo al que el módulo alcanza su estabilidad en los parámetros eléctricos es alrededor del 70<sup>avo</sup> día.

**Tabla III.7.- Valores de los parámetros eléctricos del módulo bajo estudio.**

Fecha de Medición	Irradiancia ( $W/m^2$ )	Potencia máxima	Potencia máxima normalizada	Eficiencia (%)	Eficiencia normalizada (%)	FF Normalizado
30-SEPT-	978	66.85	74.61	6.77	7.38	0.619
01-OCT-	894	59.22	72.19	6.55	7.14	0.620
04-OCT-	1046	64.44	68.37	6.01	6.76	0.643
23-OCT-	688	43.39	66.79	6.24	6.61	0.599
24-OCT-	917	56.35	66.95	6.08	6.63	0.593
24-OCT-	950	58.63	66.19	6.11	6.5	0.603
05-NOV-	1013	59.82	65.48	5.73	6.48	0.595
10-DIC-2003	983	57.30	62.91	5.77	6.22	0.603

Por otra parte, si se compara la potencia inicial medida con los valores de placa proporcionada por el fabricante, se determina que el módulo sale al mercado con un 23% más de su potencia de identificación (potencia especificada en la placa). Con esto, el fabricante esta proporcionando al usuario una potencia adicional a la que compra con el objeto de que, después de que el módulo pase su periodo de degradación, éste alcance su estabilidad con una potencia igual a la especificada en la placa de identificación.

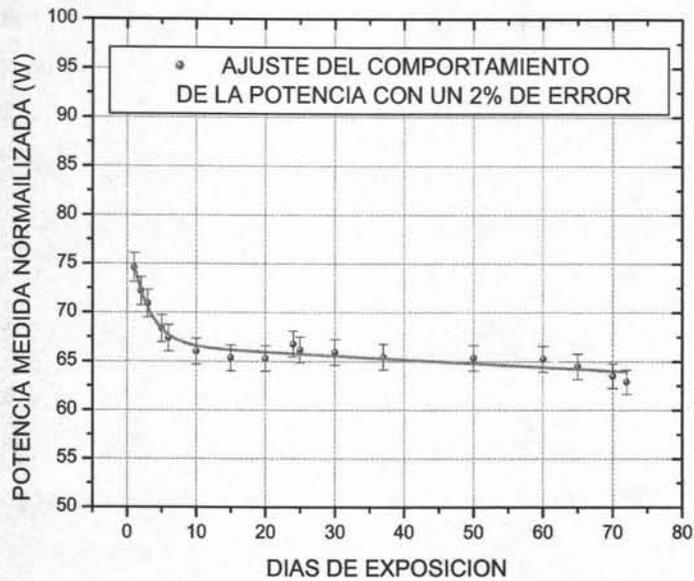


Fig. III.6.- Comportamiento de la Potencia del modulo en los primeros setenta días desde su exposición inicial a la radiación solar.

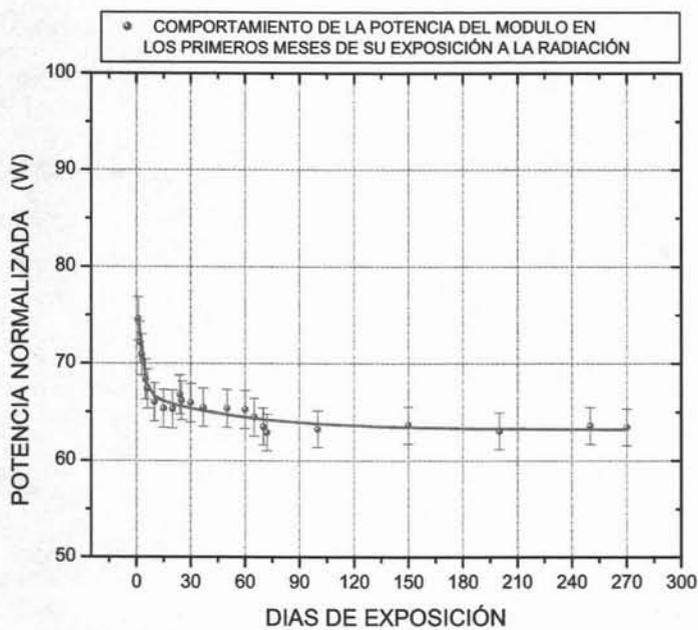


Fig. III.7.- Comportamiento de la eficiencia del modulo en los primeros meses desde su exposición inicial a la radiación solar.

Como se puede observar, el módulo tiende a estabilizarse después de 70 días de estar sometido a la luz solar, en donde se observa un decrecimiento en la potencia del 15%. El resultado obtenido es congruente con estudios realizados anteriormente, los que indican que en este mismo tipo de tecnología existe una degradación en la potencia máxima del orden del 11% en los primeros 13 días de su exposición inicial [3]. Y podemos afirmar que la potencia que genera el módulo bajo estudio después de alcanzar su estado de estabilidad es aproximadamente de 64 W, la cual es aproximadamente igual al valor de placa.

Otro parámetro importante es el Factor de forma FF, el cual se calcula con la Ec. I.8. Este parámetro muestra también un decremento de su valor inicial, que calculado a los 90 días de exposición a la luz, resulto tener una disminución del 13 % de su valor inicial. Después de 270 días de exposición, se determinó que el FF se mantiene con un valor constante de 0.55. El valor obtenido después de 90 días de exposición a la luz es similar al valor que proporciona el fabricante, tal y como se muestra en la Tabla III.6.

**TABLA III.6.-Valores del FF del módulo bajo estudio, en diferentes fechas desde su exposición inicial (  $\approx$ STC )**

Modulo: US64	FF	$V_{ca}$ (Votl)	$I_{cc}$ (Amper)	$I_m$ (Amper)	$V_m$ (Volt)	Pm (Watts)	$\eta$ (%)
<b>Fabricante</b>	0.53	23.8	4.8	3.88	16.5	64	6.3
<b>Inicial *</b>	0.63	24.656	5.105	4.162	19.094	79.46	7.8
<b>Estabilizado * (05-DIC-04)</b>	0.55	23.13	4.35	3.18	17.53	55.76	5.52
<b>Estabilizado * (16-JUN-04)</b>	0.55	23.19	4.78	3.81	16.1	61.34	6.07

### III.6 Conclusiones

Como resultado del monitoreo energético realizado en la tecnología fotovoltaica de silicio amorfo de triple unión, se puede concluir lo siguiente:

- a) El dispositivo fotovoltaico de silicio amorfo estudiado, al ser expuesto a la luz solar, muestra problemas de degradación en su potencia eléctrica que son evidentes desde el primer día de exposición.
- b) Se ha determinado que existe un tiempo promedio de dos meses (70 días en el caso analizado) durante los cuales, la potencia eléctrica de dicha tecnología se estabiliza con una potencia promedio equivalente a la que proporciona el fabricante en su dato de placa.
- c) En el caso estudiado se observó una degradación del 15% en el valor de la potencia inicial.
- d) El fabricante, conciente de la parte débil de esta tecnología, coloca en el mercado módulos fotovoltaicos con potencias iniciales mayores a las especificadas en la placa de identificación.
- e) El generador fotovoltaico tiende a estabilizarse en sus parámetros eléctricos, los que se manifiestan por un valor casi constante en el valor de su FF, como es visible en la Tabla III.7.

## **CAPITULO IV.**

# **BOMBEO FOTOVOLTAICO CON MÓDULOS DE SILICIO AMORFO**

### **IV.1 Introducción**

Las características que presentan los sistemas de bombeo fotovoltaico difieren de los acoplados a la red eléctrica convencional. Generalmente, un sistema de bombeo acoplado a la red trabaja con un voltaje constante, lo que significa un consumo de potencia constante, y en consecuencia, un gasto de agua bombeado constante. Sin embargo, en un sistema de bombeo fotovoltaico, el motor eléctrico trabajará durante el día con una potencia variable, la cual dependerá de las variaciones de la radiación solar, y en consecuencia, el gasto bombeado será variable.

El desempeño de un sistema de bombeo fotovoltaico depende de variables ambientales tales como lo son la irradiancia y la temperatura, y de factores geométricos tales como la orientación e inclinación del arreglo y una posible variable extra que puede ser el tipo de tecnología fotovoltaica y la manera en que responda ésta a la radiación solar, es decir, su respuesta espectral.

La tecnología fotovoltaica de silicio amorfo de triple unión ha mostrado que bajo ciertas condiciones puede tener un mejor acoplamiento espectral respecto a la del silicio cristalino, que hace de sus dispositivos unidades atractivas para una mejor captación de la radiación solar. Sin embargo, los problemas de degradación inicial que muestra dicha tecnología han impedido su aplicación confiable en muchos de los proyectos en el ámbito rural, por ello se ha trabajado en el monitoreo de un sistema utilizando ésta tecnología, para dar una muestra que si se hace una selección adecuada del equipo y considerando factores ambientales, la tecnología de silicio amorfo de triple unión es una excelente opción en aplicaciones de bombeo fotovoltaico.

Con el objeto de analizar las expectativas de aplicación que se han formado alrededor de la tecnología de silicio amorfo, y mostrar que esta tecnología bajo ciertas condiciones presenta ventajas sobre la tecnología de silicio cristalino, el presente trabajo ha sido concebido para discernir sus características de estabilidad y su comportamiento energético en un sistema de bombeo fotovoltaico, haciendo una comparación entre ambas tecnologías.

Para esto, se describe brevemente en este capítulo los diferentes tipos de bombas existentes en el mercado. Se proporciona también algunas sugerencias o consideraciones que deben tomarse en cuenta al seleccionar, el equipo de bombeo adecuado, a las condiciones y a las necesidades presentes en el proyecto de aplicación del bombeo fotovoltaico.

## **IV.2 Bombas de agua y Características**

Uno de los principales componentes en un sistema de bombeo es la bomba misma. Su función es la de transformar la energía mecánica del motor (la que es directamente proporcional al producto de la velocidad de giro con la torca o par-motor) en energía hidráulica.

Dependiendo de cual sea la fuente de agua de donde se extraerá el líquido, las bombas se pueden clasificar en sumergibles, superficiales y superficiales flotantes. Y con respecto a la manera en que las bombas realizan su función, estas se clasifican en bombas de **desplazamiento positivo o volumétricas** y **bombas dinámicas o de intercambio de cantidad de movimiento ó centrifugas**. Estas bombas presentan diferente tipo de funcionamiento, presentando ventajas y desventajas unas respecto de las otras, teniendo solamente en común el hecho de que extraen agua. El conocimiento de sus características de bombeo es una herramienta fundamental al elegir la bomba específica para la aplicación buscada. A continuación se da una breve descripción de cada una de ellas.

### **IV.2-a Bombas de Superficie**

Las bombas de superficie que se usan en las instalaciones de bombeo corresponden a aquellas que yacen sobre la superficie del suelo y por medio de un proceso de succión, son capaces de aspirar el agua y bombearla con la “carga hidráulica” de diseño. El concepto de “carga hidráulica” está relacionado con la distancia vertical a la que se debe elevar el agua desde el nivel de bombeo hasta la altura que se requiera.

### **IV.2-b Bombas de Sumergibles**

Las bombas sumergibles suelen utilizarse en proyectos en donde, por la disposición de la fuente de agua, la bomba tiene que estar dentro del agua, de aquí el nombre de sumergible. Son aplicables en pozos de ademe pequeño (diámetro de la tubería de protección del pozo) ó norias profundas (mas de 20 metros), ó en proyectos en donde la carga hidráulica requiera una bomba de esta especie (ver Fig. IV.1). requiera.

#### IV.2-c Bombas Flotantes

Las bombas flotantes se instalan sobre la superficie del agua. Ellas disponen de un flotador que permite su colocación en ríos, lagos o pozos de gran diámetro flotando en la superficie del agua. En general, las bombas flotantes proporcionan mucho caudal pero muy poca carga hidráulica.

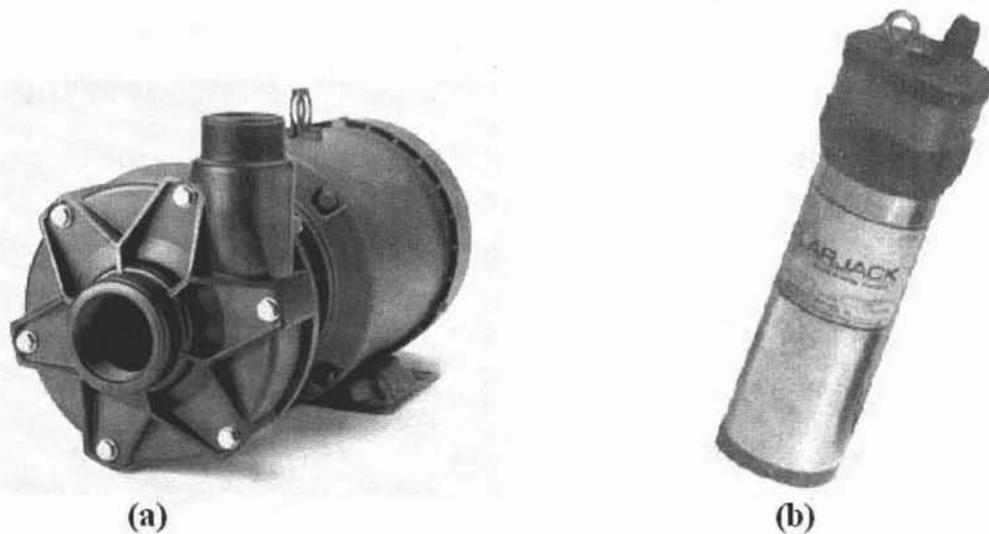


Fig. IV.1.- Tipos de bombas, en (a) una bomba de superficie tipo centrífuga común y en (b) una bomba sumergible de diafragma

#### IV.2-d Bombas de Desplazamiento Positivo

Este tipo de bombas tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obligan al fluido a avanzar a través de la máquina. Se abre una cavidad en la que el fluido penetra a través de una toma y después se cierra expulsando el fluido por la abertura de salida. Hay muchos mecanismos para esta función. Los más comunes lo hacen por medio de pistones, lóbulos, cilindros o cavidad progresiva y diafragmas elásticos. La Fig. IV.2 muestra dos tipos comunes de bombas de desplazamiento positivo. La bomba mostrada en la izquierda es de lóbulos. El corte transversal permite ver que la bomba consta de dos lóbulos acoplados y que el volumen desplazado depende de la cavidad contenida entre ambos lóbulos. De la misma manera trabaja la bomba mostrada en el lado derecho, solo que en este caso, se tienen cavidades, que al girar, desplazan un volumen constante.

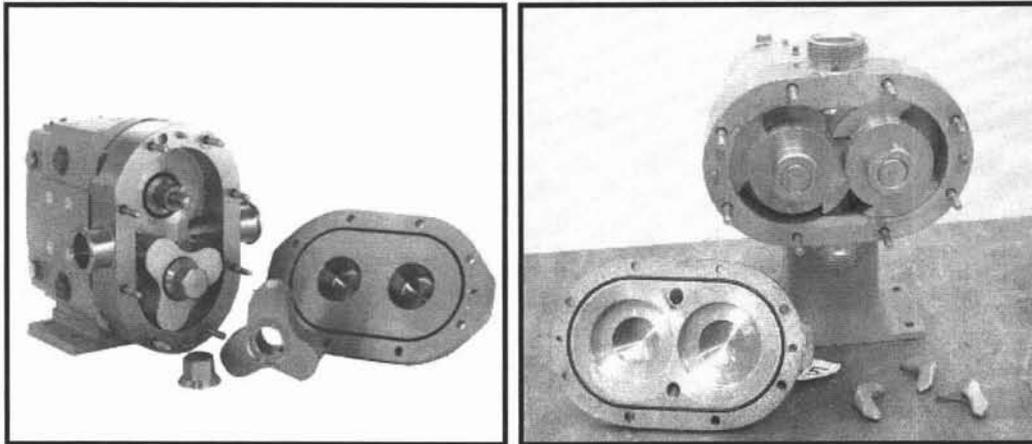


Fig. IV.2.- Dos modelos de bombas de desplazamiento positivo

La razón de flujo que produce una bomba de desplazamiento positivo es directamente proporcional a la velocidad del motor y a la potencia. Sin embargo tiene la ventaja que la carga hidráulica que puede vencer no se ve afectada por dichos parámetros. Esto significa que con una potencia baja la bomba volumétrica elevara la misma carga hidráulica que se si se le diera una mayor potencia. Lo que cambia es el gasto. A menor potencia, menor velocidad y menor gasto.

También se tienen bombas de pistón y de diafragma que satisfacen el principio de desplazar a un volumen, por lo que se consideran de desplazamiento positivo. Este tipo de bombas emplean un pistón dentro de un cilindro ó diafragma. Cuando la bomba arranca, el agua es forzada a avanzar en contra de toda la carga hidráulica. Debido a que el agua se está desplazando positivamente a lo largo de la tubería, las fuerzas de fricción se incrementan. Afortunadamente para cargas hidráulicas grandes se tienen bajos flujos y estas cargas por fricción son pequeñas comparadas con las cargas estáticas. De aquí que dichas bombas puedan ser la alternativa más eficiente para cargas hidráulicas grandes. Sin embargo, para cargas bajas (menores de 15 m), la carga por fricción puede ser más grande que la estática, por esta razón la eficiencia de bombeo disminuye, y en consecuencia, está bomba no sería recomendable para tal propósito.

El comportamiento del gasto instantáneo, representado por  $Q$  (medido en litros/segundo,  $l/s$ ), que una bomba de diafragma o de pistón produce con determinada carga hidráulica, representada por  $H$  y medida en metros (m) de altura de columna de agua,

se muestra en la Fig. IV.3. Se puede observar que, independientemente del valor de  $H$ , prácticamente el gasto  $Q$  toma el mismo valor, siendo ésta una de las características principales de las bombas de desplazamiento positivo.

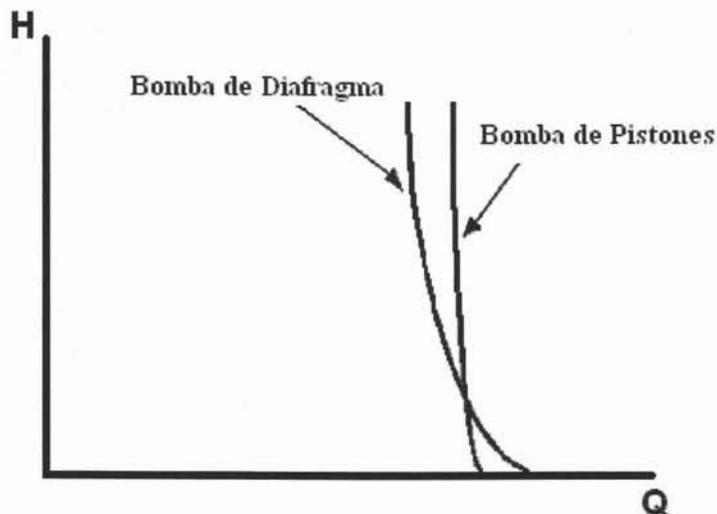


Figura IV.3.- Comportamiento típico de las bombas de desplazamiento positivo del tipo de diafragma y de la bomba de pistones.

Para este tipo de bombas se necesita una torca muy grande para vencer la carga hidráulica del sistema de bombeo. Ya que la torca o par-motor es directamente proporcional al flujo magnético (constante para un imán permanente) y a la corriente, se requiere de valores grandes de corriente eléctrica para iniciar el arranque. Como la cantidad de corriente generada por un arreglo fotovoltaico es directamente proporcional a la irradiancia, lo anterior puede significar que la bomba no arrancará hasta que el arreglo genere la corriente de arranque óptima para vencer la carga hidráulica, lo que significa que habrá un rango de valores para la irradiancia para el cual la bomba no funcionará.

La Fig. IV.4 muestra la curva característica  $I-V$  de una bomba de desplazamiento positivo a diferentes cargas hidráulicas [15]. Como se puede observar, la bomba consume casi una corriente constante para una carga hidráulica fija, independientemente del voltaje de aplicación. Más sin embargo, existe un voltaje mínimo y uno máximo de operación. Si no se proporciona el voltaje mínimo a la corriente de operación, la bomba no trabajará.

Al considerar la curva  $I-V$  de un arreglo FV dentro de esta gráfica, se puede observar que existe un punto de intersección, el cual define el punto de acoplamiento del sistema

bomba-generator FV. Para ese arreglo y considerando una carga hidráulica de 20 m (curva B), se observa que el punto de acoplamiento está muy lejos del punto de máxima potencia, lo que resulta en un sistema de bajo desempeño energético. Lo ideal es que el punto de acoplamiento esté lo más cerca posible al punto de máxima potencia del arreglo. Esto significa que se debe conocer la curva  $I-V$  de la bomba a la carga hidráulica para dimensionar el tamaño del arreglo de tal forma que dicha curva intersece a la curva  $I-V$  del arreglo en su punto de máxima potencia, obtenido por lo menos al 80% de la irradiancia, tal y como se muestra en la curva (A) de la Fig. IV.4

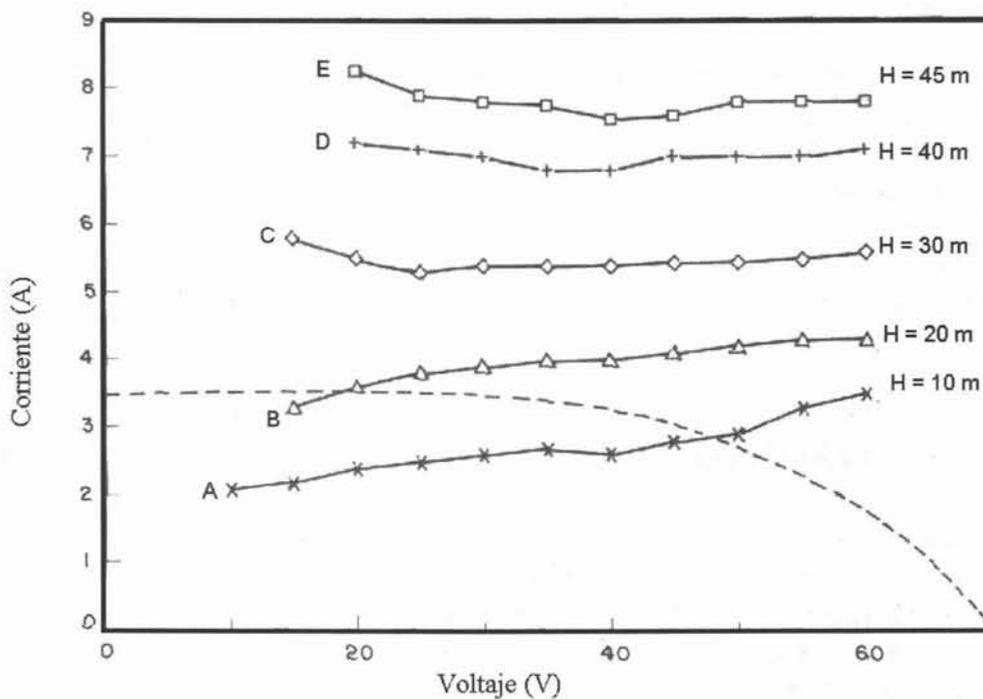


Fig. IV.4 Característica eléctrica  $I-V$  para una bomba de desplazamiento positivo a diferentes cargas hidráulicas (tomado de ref. 15). Se incluye la curva  $I-V$  de un generador FV medida supuestamente al 100% de la irradiancia con un  $FF=0.65$ , [11].

En general la característica torca-velocidad de estas bombas no las hace adecuadas para operar directamente conectadas a un arreglo fotovoltaico. Debido a la necesidad de una torca prácticamente constante, el motor necesita una corriente constante. Si la torca de operación corresponde a la corriente del generador cerca del punto de máxima potencia, entonces una pequeña reducción de la irradiancia tendrá como resultado una corriente insuficiente para mantener la velocidad de bombeo. El sistema motor/bomba disminuirá el

caudal bombeado hasta que se requiera menor corriente. Sin embargo, la característica torca-velocidad es relativamente plana, la bomba dejará de bombear cuando la corriente generada descienda de un nivel crítico. Para prevenir que esto ocurra en la mayor parte del día es necesario seleccionar una corriente crítica que este muy por debajo de la corriente máxima generada por los paneles solares a lo largo del día. En consecuencia, es necesario sacrificar parte de la potencia del generador dando como resultado sistemas con bajos rendimientos totales. Para aumentar la eficiencia de trabajo es necesario acoplar el sistema bomba-motor con el arreglo FV por medios electrónicos usando un seguidor de máxima potencia (SMP), ó inclusive, por medios mecánicos usando contrapeso o ruedas de giro [33].

#### IV.2-e Bombas Dinámicas o Centrifugas

Las bombas dinámicas o centrifugas añaden simplemente cantidad de movimiento al agua por medio de paletas, alabes o impulsores que giran a velocidades altas dentro de una carcasa. Ellas son diseñadas para trabajar con cargas hidráulicas fijas y su producción de agua aumenta proporcionalmente con la velocidad de rotación del motor. La Fig. IV.5 muestra un corte transversal de una bomba centrífuga superficial. En ella podemos observar la zona de succión e impulsión de la bomba, así como el impulsor mismo, y todos los componentes de ella.

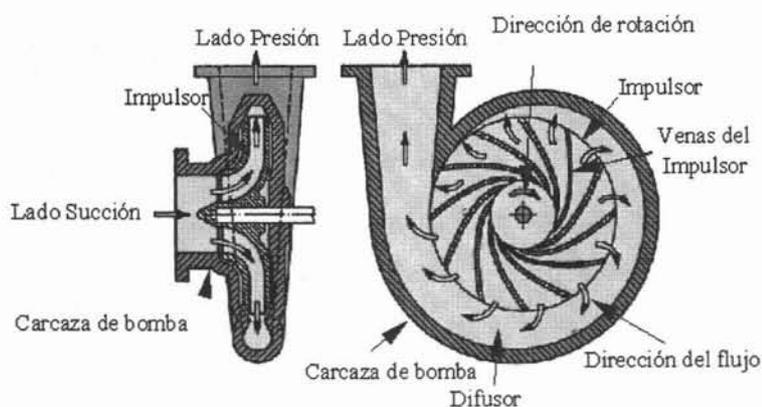


Fig. IV.5.- Esquema de una bomba centrífuga de una etapa

La manera en que opera es la siguiente: la fuerza impartida por los impulsores al agua dentro de la carcasa obliga a ésta a fluir, desde una entrada al centro de la carcasa, a una

salida en su perímetro. Así, una diferencia de presión se crea entre el agua que entra al centro y la salida de agua en la periferia (ver Fig. IV.5). Este tipo de bomba debe succionar el agua para que llegue a la carcasa y de ahí impulsarla. Aunque la columna de agua teórica que se puede succionar es de 9 metros, estas bombas no se recomienda usarlas en fuentes de agua cuyo espejo esté a más de 7 metros medidos desde el centro de la bomba ya que la columna de agua puede generar, dependiendo de la presión barométrica de la localidad, una presión mayor que la de succión, y no se produciría el bombeo. Generalmente estas bombas deben tener agua dentro de la carcasa para iniciar el bombeo, si no la hay, es necesario llenar la carcasa de agua, procedimiento al cual se le llama “cebado”, para establecer el bombeo.

Debido a que el movimiento del agua se debe a la fuerza creada por el impulsor, la razón de flujo de bombeo es directamente proporcional a la velocidad del impulsor, la cual depende de la potencia suministrada al motor.

La capacidad de bombeo de este tipo de bombas para vencer una carga hidráulica, es función de la velocidad del impulsor y de la potencia. De donde si se tiene una disminución de potencia, lo cual ocurre en los arreglos fotovoltaicos llegando a valores menores de la de diseño de la bomba, está disminuirá su gasto hasta que la potencia suministrada no dé la fuerza suficiente a los impulsores y se parará el bombeo.

Sin embargo, el impulsor seguirá girando ya que se requiere de torcas muy pequeñas para arrancar. Dado que estas torcas se producen con potencias pequeñas, estas bombas se acoplan a los arreglos fotovoltaicos sin necesidad de ningún aditamento. Una bomba centrífuga con un solo impulsor sólo podrá vencer cargas hidráulicas bajas. Sin embargo, si se colocan varios impulsores en serie, de tal manera que la salida de uno envíe agua al centro del siguiente, y así sucesivamente, cada uno aumentará la diferencia de presión creada. De esta manera, es posible extraer agua desde mantos profundos, construyéndose así las bombas centrífugas sumergibles. La Fig. IV. 6 muestra una fotografía de una bomba centrífuga sumergible. En ellas se puede distinguir la sección de los impulsores así como la posición del motor eléctrico.

Cuando la velocidad de rotación genera la suficiente diferencia de presión para vencer la carga hidráulica establecida, la extracción de agua comenzará con una razón de

flujo que es proporcional a la velocidad de rotación del impulsor. En general, las bombas centrífugas son adecuadas para bombear grandes volúmenes de agua para bajas o medianas cargas hidráulicas. Las de superficie de baja succión y alto impulso, y las sumergibles, con varios impulsores y a una misma velocidad, podrán vencer cargas hidráulicas grandes [34].

El comportamiento general de la carga hidráulica,  $H$ , expresada en metros de altura de columna de agua en función del gasto instantáneo,  $Q$ , expresado en litros por segundo, para las bombas centrífugas se muestra en la Fig. IV. 7. Como se puede observar, para cargas hidráulicas pequeñas, el gasto es grande, y este tiende a cero cuando la carga hidráulica aumenta, hasta llegar al valor máximo de diseño.

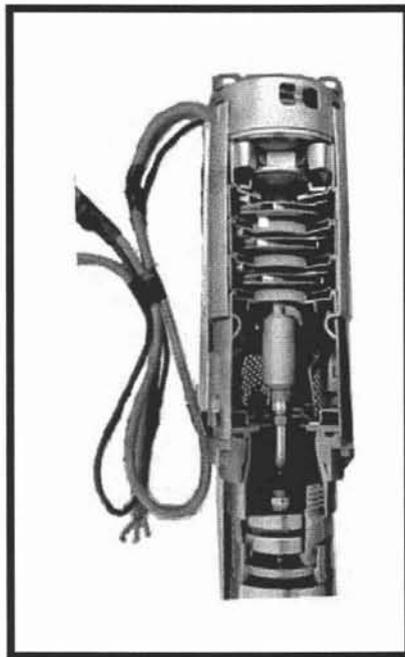


Fig. IV.6.- Corte transversal de una bomba centrífuga sumergible multipasos.

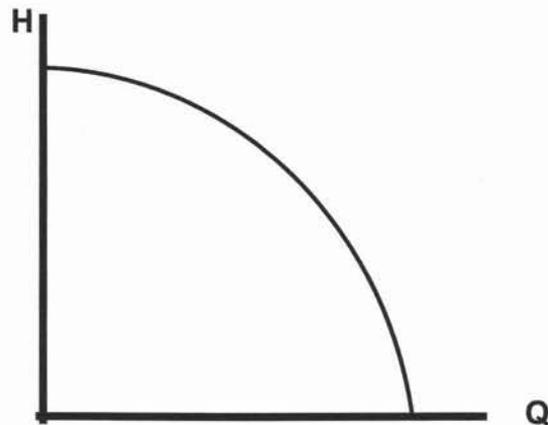


Fig IV.7.- Curva característica de una bomba centrífuga

### IV.3 Generalidades en los sistemas de bombeo fotovoltaico

El diseño de sistemas de bombeo fotovoltaico debe entenderse como la materialización de un proyecto de extracción de agua en el cual, por medio de dibujos, diagramas, y del dimensionamiento, se define, especifica y cuantifican todas las partes y componentes del proyecto.

Un diseñador de sistemas de bombeo FV tiene que aplicar un conjunto de procedimientos que implica, en primera instancia, el conocimiento de una base de datos de los productos del mercado, el conocimiento técnico y principio de operación del equipo de bombeo y de los arreglos FV's, y el conocimiento del recurso solar nacional; para posteriormente con base en ellos, realizar la correcta selección de cada una de las partes y componentes. Aquí se debe aplicar tanto conocimientos hidráulicos, eléctricos y económicos.

Hay variías alternativas mediante las cuales se puede acoplar un sistema GFV a un equipo de bombeo, cada una de ellas depende del tipo de sistema de bombeo seleccionado, y dentro de los cuales se tienen motores CD y AC, y bombas centrífugas y de desplazamiento positivo. La Fig. IV.8 muestra los diagramas típicos para sistemas de bombeo.

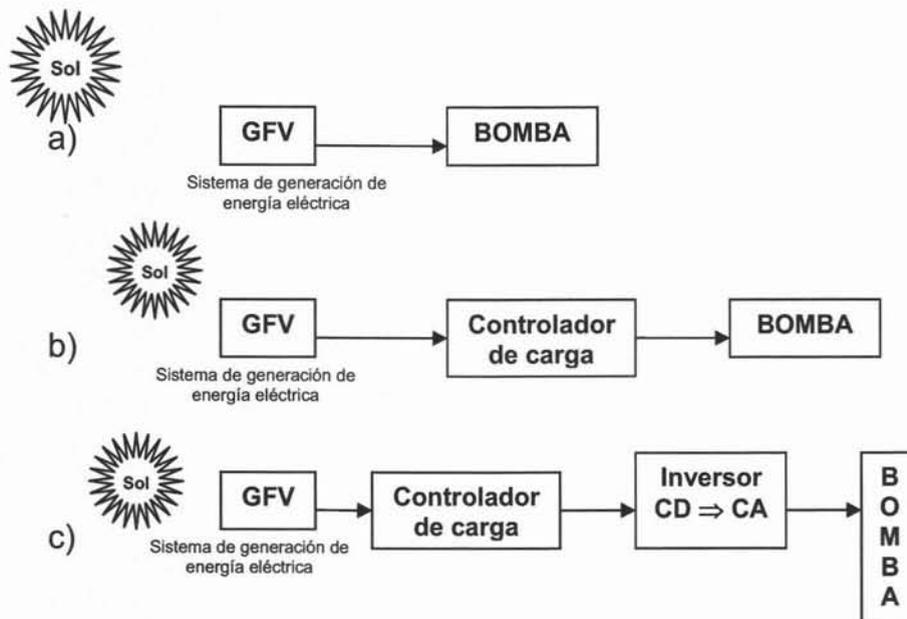


Figura IV.8.- Diagramas típicos para sistemas de bombeo; en a) Se muestra un sistema de acoplamiento directo GFV-Bomba, en b) Se muestra un sistema con control de energía, en c) Un sistema con acondicionamiento de energía.

Cuando una carga se conecta directamente a un arreglo FV se dice que se tienen un acoplamiento directo. Esta configuración es la más simple de todas las alternativas en que se puede ensamblar un sistema de Bombeo FV. La única condición que se exige para establecer éste acoplamiento es que la carga opere con corriente directa. Si hay Sol hay generación de electricidad y la carga funciona. Si no hay Sol, no hay electricidad y la carga no funciona.

Al momento de elegir éste acoplamiento se debe tener presente que la potencia que requiere el sistema motor-bomba debe ser igual a la potencia generada por el arreglo FV, ver Fig. IV.8 (a).

Otra opción de los sistemas de bombeo fotovoltaico es empleando un controlador de carga o convertidor, existen dos tipos de convertidores CD/CD, unos amplifican la corriente manteniendo el voltaje constante, y otros amplifican el voltaje manteniendo la corriente constante. Como por ejemplo, las bombas de desplazamiento positivo se comportan como recibidores de corriente a voltaje constante, y dado que bajo condiciones arriba del 20% de irradiancia, el voltaje en el punto de máxima potencia del arreglo es casi

constante, en este caso se recomienda usar en estos sistemas de bombeo, ver Fig. IV.8 (b). Cuando la carga hidráulica es grande y los requerimientos diarios de agua también, implicando potencias altas para los motores de las bombas, lo más recomendable es usar un sistema de bombeo centrífugo multipaso cuyo motor opere con corriente alterna. Los motores de inducción de corriente alterna tienen la ventaja de ser económicos, de bajo mantenimiento y de construcción simple, por lo que son ampliamente aplicados en sistemas de bombeo sumergible. Desafortunadamente el arreglo FV genera electricidad en CD, por lo que en éstos casos se requerirá de un acondicionador de energía que transforme la corriente directa en corriente alterna monofásica o trifásica según sea requerida. Este tipo de acondicionadores reciben el nombre de *inversores*, ver Fig. IV.8 (c).

No hay una regla general para la elección del tipo de motor, sin embargo, se recomienda usar motores en CD para sistemas de poca potencia, y motores de CA para sistemas de mayor potencia ó mayor caudal

La potencia que producen los módulos FV es directamente proporcional a la intensidad del Sol. Es decir, a medida que varía la intensidad solar durante el día, también cambia la disponibilidad de potencia para la bomba. Fabricantes tales como Grundfos, Solarjack, A.Y. McDonald, Dankoff, Shurflo, entre otros, fabrican equipos para bombeo solar diseñados especialmente para trabajar en estas condiciones de potencia variable.

Como se ha visto, las bombas centrífugas y volumétricas ofrecen diferentes alternativas para diferentes rangos de aplicación. El proceso de selección de la bomba para un proyecto es de suma importancia. Todas las bombas tienen que usar la energía eficientemente ya que en un SFV la energía cuesta dinero. En general, el proyectista debe tener una idea clara de qué tipo de bomba es la más adecuada para su proyecto. Este proceso de selección de la bomba se complica debido a la multitud de marcas y características de cada bomba. Un sólo fabricante puede ofrecer más de 20 modelos de bombas y cada una tiene un rango óptimo de operación.

Las bombas más eficientes son las de desplazamiento positivo de pistón, pero no son recomendables para gastos medianos y grandes a baja carga dinámica total. Por ejemplo, una bomba de palanca puede llegar a tener una eficiencia de más de 40%, mientras que una bomba centrífuga puede tener una eficiencia tan baja como 15%. La Fig. IV.9 indica el tipo de bomba adecuada que se recomienda en general según la carga dinámica total del sistema

de bombeo. Verdaderamente el seleccionar el tipo de bomba mas adecuado para cada tipo de aplicación es una tarea difícil, ya que cada tipo de bomba presenta características distintas que no siempre son idénticas a las necesidades que se presentan en cada sistema. La Tabla IV.1 presenta las ventajas y desventajas de las diferentes bombas utilizadas en el bombeo FV.

**Tabla IV.1 Clasificación, características, ventajas y desventajas de las diferentes tipos de bombas**

Bombas Fotovoltaicas	Características y Ventajas	Desventajas
<b>Centrífugas sumergibles</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comúnmente disponibles.</li> <li>• Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena.</li> <li>• Pueden utilizar el agua como lubricante.</li> <li>• Cuentan con motores de CC de velocidad variable o CA.</li> <li>• Manejan altos flujos.</li> <li>• Operan a cargas dinámicas grandes.</li> <li>• Tienen un diseño modular que permite obtener más agua al agregar los módulos fotovoltaicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienen un rango de eficiencia estrecho con respecto a la CDT.</li> <li>• Se dañan si trabajan en seco.</li> <li>• Deben extraerse para darles mantenimiento.</li> <li>• Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.</li> </ul>
<b>Centrífugas de succión superficial</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Comúnmente disponibles.</li> <li>• Pueden tolerar pequeñas cantidades de arena.</li> <li>• Son de fácil operación y mantenimiento por ser superficiales.</li> <li>• Cuentan con motores de CC de velocidad variable o CA.</li> <li>• Manejan altos flujos.</li> <li>• Manejan cargas dinámicas altas, aunque no son capaces de succionar más de 8 metros.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tienen un rango de eficiencia estrecho con respecto a la CDT.</li> <li>• Sufren desgaste acelerado cuando se instalan en fuentes corrosivas.</li> <li>• Pueden dañarse por el congelamiento en climas fríos.</li> </ul>
<b>Desplazamiento positivo de pistón</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soportan cargas dinámicas muy grandes.</li> <li>• La producción puede variarse ajustando la carrera del pistón</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requieren de reemplazo regular de sellos del pistón.</li> <li>• No toleran arenas o sedimentos.</li> <li>• La eficiencia se reduce a medida que el pistón pierde la capacidad de sellar el cilindro</li> <li>• Debe extraerse el pistón y el cilindro del pozo para reparar los sellos.</li> <li>• No dan grandes flujos.</li> </ul>
<b>Diafragma</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Operan a cargas menores de 80 m.</li> <li>• Son muy económicas.</li> <li>• No toleran arenas o sedimentos.</li> <li>• No trabajan a cargas dinámicas profundas.</li> <li>• Bajos flujos.</li> </ul>

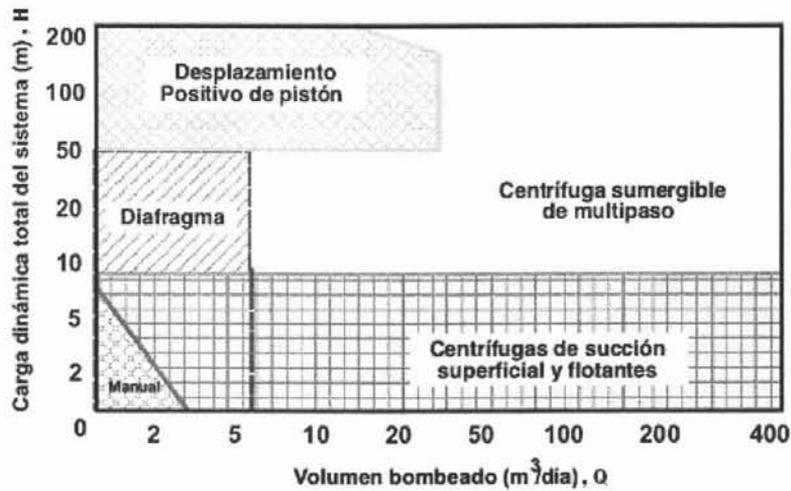


Figura IV.9.- Intervalos comunes donde se sugiere utilizar cada tipo de bomba,[33,34].

#### IV.4 Desempeño eléctrico experimental de una Bomba de Desplazamiento Positivo

Para el estudio del desempeño del bombeo fotovoltaico con la tecnología de silicio amorfo de triple unión, se decidió, por cuestión de disponibilidad y economía, usar una bomba de baja potencia de desplazamiento positivo para realizar el análisis correspondiente.

Se seleccionó una bomba superficial de la marca Shurflo de desplazamiento positivo, de diafragma modelo 2088-554-144 (ver Fig. IV.10), cuyos datos de placa o de información se muestran en la Tabla IV. 2, [35].

**Tabla IV.2.- Información relevante de la bomba Shurflo 2088 de diafragma usada durante el estudio.**

DATOS DE PLACA DE LA BOMBA	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Uso: Agua y agroquímicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flujo máximo: 11,3 litros/minuto; 678 litros/hora.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altura de bombeo: 25 m.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Soporta bombeo en seco.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Autosucción: 3 .5 m tubería 3/8" diámetro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presión: 45 psi; 3,1 bar.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 VDC @ 5 A</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Consumo máximo: 60W; promedio 40 a 45 W.</li> </ul>

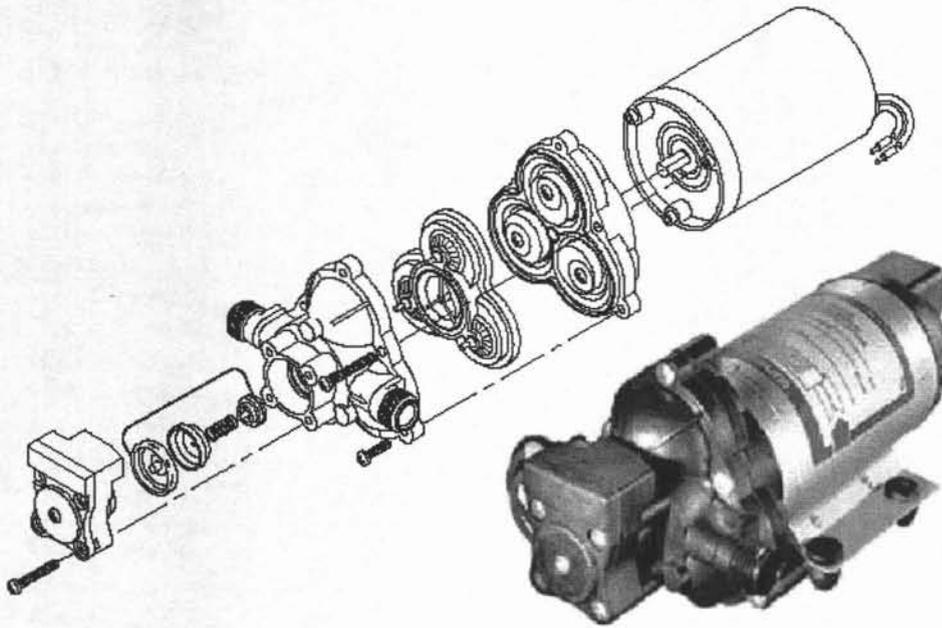


Figura IV.10.- Partes y componentes de una Bomba superficial Shurflo, [35].

Esta bomba tiene la característica de funcionar en seco, es decir, sin paso de agua sin ningún inconveniente para la bomba. Además, su desempeño no se ve afectado por depósitos minerales de aguas poco duras; al estar detenida por un periodo largo de tiempo; ésta entrara en funcionamiento sin inconveniente cuando se lo demande, éste tipo de bombas se afecta en el desgaste del diafragma solo si se hace trabaja con arena o agua lodosa,.

La ficha técnica de bombeo provista por el fabricante para diferentes presiones de trabajo se muestra en la Tabla IV. 3. En dicha tabla podemos observar el desempeño de dicha bomba cuando trabaja a un voltaje constante y por medio de estos valores, se puede estimar la cantidad de agua que bombeará la bomba. Así por ejemplo, para una carga hidráulica de 21 metros (30 psi), la bomba produce un gasto instantáneo de 6.2 litros por minuto consumiendo una corriente de 5.2 A a 12 V nominales. Como conclusión, se establece que durante cinco horas, la bomba proporcionará un volumen de 1,860 litros. Esto es lo que nosotros llamaremos la estimación de agua bombeada basado en datos del fabricante.

**Tabla IV.3.- Desempeño de bombeo de la bomba de diafragma bajo estudio (Hoja técnica del fabricante)**

PRESIÓN (Psi)	FLUJO (GPM—Lit.PM)	RPM Min / Max	CORRIENTE (Amper)	VOLTAJE (Volt)
Flujo abierto	3.50 – 13.1	2148 / 2205	4.2	12 VCD
10	2.54 – 9.6	2128 / 2197	4.5	12 VCD
20	2.11 – 8.0	2102 / 2173	5.0	12 VCD
30	1.65 – 6.2	2086 / 2073	5.2	12 VCD
40	1.14 – 4.3	2086 / 2091	5.0	12 VCD
50	0.69 – 2.6	2115 / 2135	4.5	12 VCD

Con el objeto de establecer el acoplamiento eléctrico directo entre el módulo de silicio amorfo triple unión y dicha bomba, fue necesario conocer las características de corriente contra voltaje de dicha bomba bajo diferentes cargas hidráulicas.

Para realizar el experimento, la bomba fue colocada en una cisterna con una toma de succión usando una tubería de cobre de 3/8” de diámetro con una longitud de 2.0 m medidos desde el centro de la bomba. La distancia entre el espejo de agua y la bomba se mantuvo constante a 0.5 m. La carga hidráulica se varió desde flujo abierto hasta 9.0 m en pasos de 3.0 m. A la salida de la bomba se colocó un flujómetro que mide el gasto instantáneo y el volumen acumulado. El motor eléctrico acoplado a la bomba de diafragma es de 12 V nominales de corriente directa, de imán permanente diseñado para operar con un rango de voltajes desde 0 hasta 17 V.

Para determinar el desempeño de la bomba, se fijaron cargas hidráulicas (**H**), y para cada una de ellas, se aplicó un voltaje (*V*) a la bomba desde 0 hasta 15 V. Y para cada voltaje aplicado, se midió la corriente eléctrica (*I*) consumida por la bomba y el gasto instantáneo **Q**, todo esto con la ayuda de una fuente de poder de corriente directa de la marca Hewlett-Packard modelo 6024A, 0-60V DC/0-10A de 200W.

La Fig. IV.11 muestra dos curvas. En el eje izquierdo se tiene el comportamiento  $I$  vs  $V$  de la bomba bajo estudio cuando la carga hidráulica de bombeo es de 3.0. En el eje derecho se muestra el comportamiento del gasto instantáneo  $Q$ , medido en litros por minuto que extrae la bomba en función del voltaje aplicado.

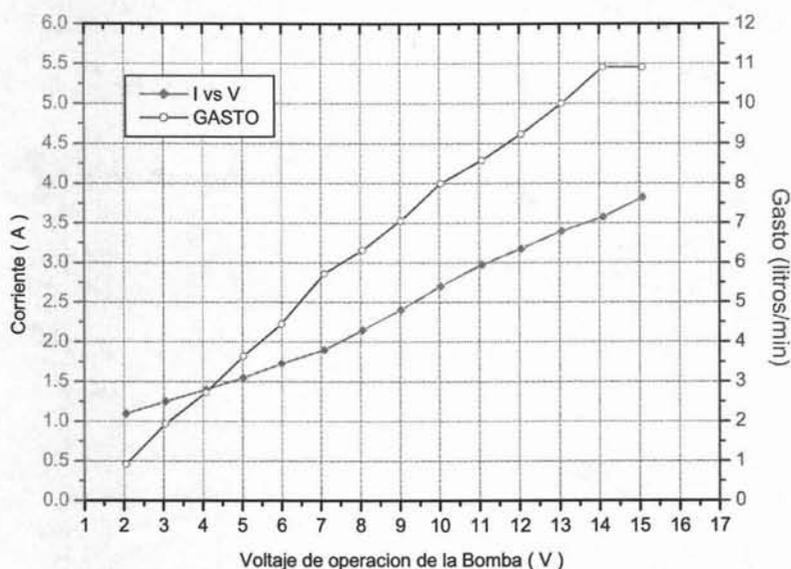


Fig. IV.11.- Comportamiento de bombeo bajo una carga hidráulica de 3.0 metros de altura. En el eje izquierdo corriente de consumo, y en el derecho gasto extraído, ambos en función del voltaje aplicado.

De dicha curva se obtiene que con la carga hidráulica seleccionada, la bomba energizada con 12 V consume 3.5 A y extrae 9.0 l/min; o bien, si se energiza con 7.0 V, consumirá 1.8 A, y extraerá 5.7 l/min.

El mismo procedimiento fue aplicado para diferentes cargas hidráulicas. En la Fig. IV.12 se muestran aquellas que corresponden para cargas hidráulicas de 3.0, 6.0 y 9.0 m y 20 m como ejemplo. El tipo de curva mostrado en la Fig. IV.12 es de especial importancia en el bombeo fotovoltaico sobre todo si se desea predecir la cantidad de agua que puede producir estos equipos de bombeo, tal y como se argumentó en la sección anterior. De la misma figura se observa que conforme aumenta la carga hidráulica, la bomba tiende a demandar más corriente para vencerla y poder establecer el bombeo. La tendencia es que a

mayor carga hidráulica, la bomba demandará la potencia nominal de diseño, que en este caso es de 60 W.

La Fig. IV. 13 muestra el comportamiento del gasto  $Q$  en función del voltaje de operación para diferentes cargas hidráulicas. Se observa que para una carga hidráulica pequeña, a mayor voltaje, mayor gasto. Sin embargo, la tendencia es que a mayor carga hidráulica, se necesita mayor voltaje para obtener el gasto de diseño.

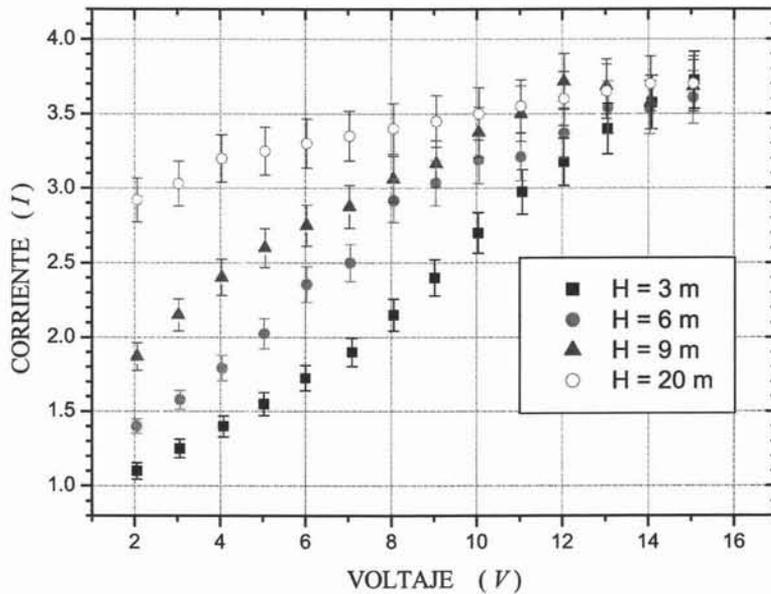


Fig. IV.12.- Curvas  $I$  vs  $V$  que describen el comportamiento de una bomba superficial, de diafragma de la marca Shurflo de la SERIE 2088-554-144 con diferentes cargas dinámicas.

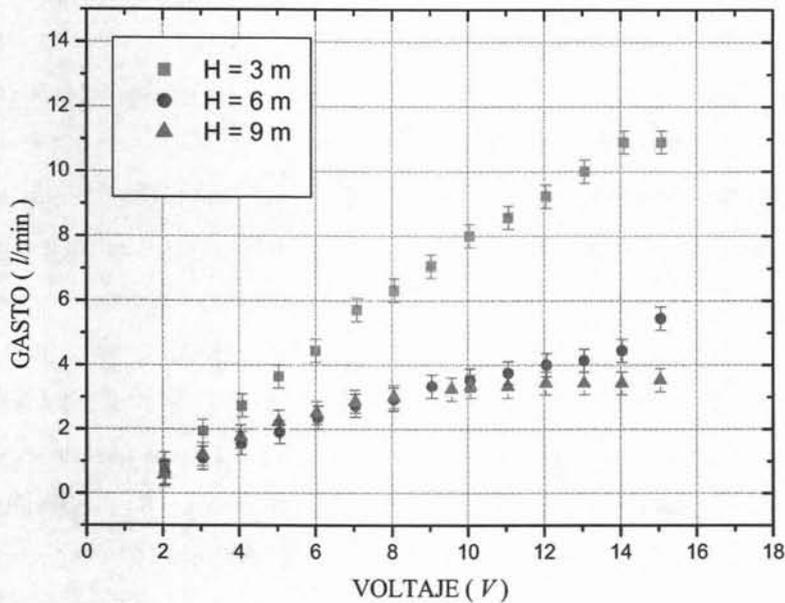


Fig. IV.13.- Curvas que muestran la cantidad de flujo que entrega una bomba Shurflo a diferentes cargas dinámicas SERIE 2088-554-144 con diferentes cargas dinámicas.

Las gráficas anteriores obtenidas experimentalmente muestran el desempeño de la bomba bajo condiciones plenamente controladas (Voltaje y corriente), sin embargo, cuando se acople el sistema de bombeo a un generador FV, el punto de acoplamiento dependerá de la forma de la curva del generador. El punto de acople de las curvas  $I-V$  y la curva de  $Q$  vs  $V$  mostrada en la Fig. IV.13 sirven para predecir el comportamiento de bombeo del sistema.

#### IV.5 Acoplamiento Sistema de Bombeo - Generador Fotovoltaico

Una parte muy interesante en los sistemas de bombeo fotovoltaico con acoplamiento directo es la determinación del punto de acoplamiento entre la tecnología de bombeo y el generador FV. Cuando el generador FV tiene un factor de forma FF bueno (mayor de 0.65), su curva  $I-V$  se comporta como dos generadores: uno de voltaje (a corriente constante) y otro de corriente (voltaje constante), como se muestra en la Fig. I.6. Sin embargo, cuando el generador FV tiene un FF pobre, el comportamiento anterior se pierde. Así que si se requiere que la bomba siempre opere cerca del punto de máxima potencia, la

bomba tiene que ser del tipo centrífuga. En el caso de las bombas de desplazamiento positivo será necesario un seguidor de máxima potencia para lograr lo anterior, tal y como se argumentó anteriormente. Sin embargo, como éstas bombas requieren de mayor corriente para el arranque, parece ser que, si se elige usar una bomba de desplazamiento positivo acoplada directamente a un GFV, el cual puede ser aquel cuyo FF sea bueno (tecnología de silicio cristalino), o bien, otro con un FF malo (tecnología de silicio amorfo), el desempeño en el bombeo será mejor en aquel para el cual el acoplamiento directo entre bomba y GFV se de en la zona de mayor corriente del generador.

Para corroborar la hipótesis anterior y estudiar el acoplamiento directo entre un GFV de silicio amorfo con una bomba de desplazamiento positivo, se decidió estudiar el comportamiento energético de dos sistemas de bombeo fotovoltaico usando dos bombas nuevas de la marca Shurflo, como la descrita en la sección anterior. Se determinó primero la curva  $I-V$  de la bomba a usar para diferentes cargas hidráulicas, y posteriormente se eligió una carga hidráulica y se acopló la bomba a un GFV. Una de las bombas fue acoplada a un GFV nuevo de silicio amorfo triple unión de 64 W nominales, modelo US64, y la otra a un módulo de silicio policristalino de 60 W, modelo MSX60 (ver Fig. IV.14).

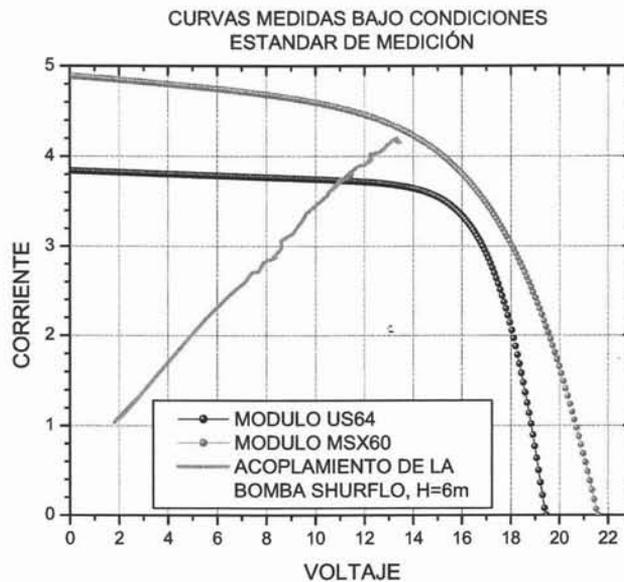


Figura IV.14 Curvas que muestran el comportamiento de los módulos que se analizan, éstos medidos bajo STC, y el acoplamiento de la bomba Shurflo con una carga dinámica de 6 m.

Los datos de placa que proporciona el fabricante se muestran en la tabla

**Tabla IV.4.- Datos eléctricos de placa que proporciona el fabricante de cada uno de los módulos estudiados y coeficientes de temperatura para cada módulo.**

DATOS ELÉCTRICOS DE PLACA		
MODELO	MSX60	US64
Tecnología	Policristal	Amorfo
I <sub>cc</sub>	3.8 A	4.8 A
V <sub>ca</sub>	21.1 V	23.8 V
I <sub>max</sub>	3.5 A	3.88 A
V <sub>max</sub>	17.1 V	16.5 V
FF	0.74	0.56
$\beta V_{ca}$	-0.0808 V/°C	-0.098 V/°C
$\beta V_{max}$	-0.0822 V/°C	-0.052 V/°C
$\alpha I_{cc}$	0.512 mA/°C	0.9 mA/°C
$\alpha I_{max}$	-0.148 mA/°C	1.0 mA/°C

Se realizó un estudio energético en donde se relacionan el desempeño y el acople de cada tecnología a la bomba para una carga hidráulica de 6 m, y el comportamiento de estabilidad de la tecnología de silicio amorfo.

Las variables que se han monitoreado son: temperatura de placa de cada módulo, temperatura ambiente, irradiancia en el plano del arreglo fotovoltaico, y corriente y voltaje de operación de la bomba. Los valores de dichas variables fueron obtenidos mediante transductores acoplados a un datalogger CR10 de Campbell Scientific, Inc. La irradiancia fue medida con un sensor de radiación solar marca Licor modelo LI-200SA calibrado con una incertidumbre del 5%. Para medir temperatura se usaron termopares tipo T calibrados de la marca Omega y un sensor de radiación infrarroja marca Oakton Modelo 35629, con incertidumbres del 2 y 1%, respectivamente. La corriente y el voltaje fueron medidos usando transductores de la serie CTL y VT7 de la marca Ohio Semitronics Inc. Se midió el volumen de agua producido al día usando un flujómetro comercial para agua marca CICASA modelo MD-15. La curva *I-V*, fue obtenida mediante un trazador de curva de la

marca Daystar Mod. DS-100 y un equipo de diseño propio CIE-UNAM estandarizado con el anterior. La carga dinámica del sistema de bombeo fue fijada a  $0.6 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$  (8.53 psi). Para el análisis de bombeo, el ángulo de inclinación de los módulos se fijó a  $34^\circ$  con orientación hacia el sur verdadero.

El procedimiento experimental consistió en lo siguiente:

- a) Determinación de las características eléctricas iniciales del módulo nuevo de silicio amorfo. Para esto se instaló el módulo en una estructura de ángulo variable para su estudio de degradación, manteniendo al módulo cubierto con un material opaco a la luz. La primera medición del comportamiento  $I-V$  se realizó aproximadamente al medio día solar del día 30 de Septiembre del 2003. Desde ese día hasta el 10 de Febrero del 2004, se eligió un día de la semana para realizar un conjunto de mediciones de la curva  $I-V$ . Estas mediciones se hicieron cada hora, desde las 9:00 hasta las 16:00 horas del día elegido. Se procuró que al momento de obtener la curva  $I-V$ , los rayos solares incidieran perpendicularmente al módulo.
- b) Ya estando estabilizado el módulo, éste se instaló acoplándolo directamente a la bomba para analizar su comportamiento energético y compararlo con un sistema de bombeo similar energizado por el módulo de silicio policristalino. Dicho módulo se instaló en la misma estructura junto al del silicio amorfo.
- c) Las bombas fueron energizadas usando cable cal. No. 8 para que las pérdidas de tensión fueran similares en ambas bombas.
- d) Ambos sistemas de bombeo fueron instalados en una cisterna, teniendo una columna de succión de 1.5 metros, y una altura de descarga fija de 6 metros. La tubería de descarga usada fue de PVC hidráulico de 0.5" de diámetro.

Antes de iniciar el estudio de bombeo, las bombas de diafragma superficiales fueron energizadas con una fuente de voltaje programable para establecer, bajo las condiciones de bombeo, cual es su comportamiento eléctrico. El comportamiento  $I-V$  de dichas bombas fue obtenido mediante una tarjeta de adquisición de datos de diseño propio (CIE-UNAM) que permite, mediante un programa de cómputo escrito en lenguaje Pascal, aplicar un voltaje a la carga y medir la corriente de consumo, tal y como fue descrito en la sección anterior. La Fig. IV.10 muestra el comportamiento típico  $I-V$  de las bombas bajo estudio para diferentes cargas dinámicas.

Se observa que a medida que aumenta la carga dinámica o carga hidráulica, el motor requiere de mayor corriente para establecer un flujo de agua. Estas curvas permiten

determinar cual es la corriente demandada por el sistema de bombeo así como el voltaje requerido. De las curvas mostradas se concluye que este tipo de bombas puede acoplarse con una fuente de potencia eléctrica desde 5 hasta 15 V CD. Por lo anterior, un módulo de 36 celdas de silicio cristalino, que generan voltajes hasta de 21.0 V CD a circuito abierto, puede representar una buena alternativa para energizar un sistema de bombeo de ésta clase. Pero también, un módulo de silicio amorfo como el de triple unión, estudiado en este trabajo, representa una alternativa para generar la electricidad que requiere el sistema de bombeo. La pregunta que se plantea ahora es ¿Cuál de los dos tiene el mejor desempeño?

La Fig.IV.15 muestra un diagrama esquemático de los sistemas de bombeo caracterizados y la posición de los sensores que fueron usados para medir las variables bajo estudio.

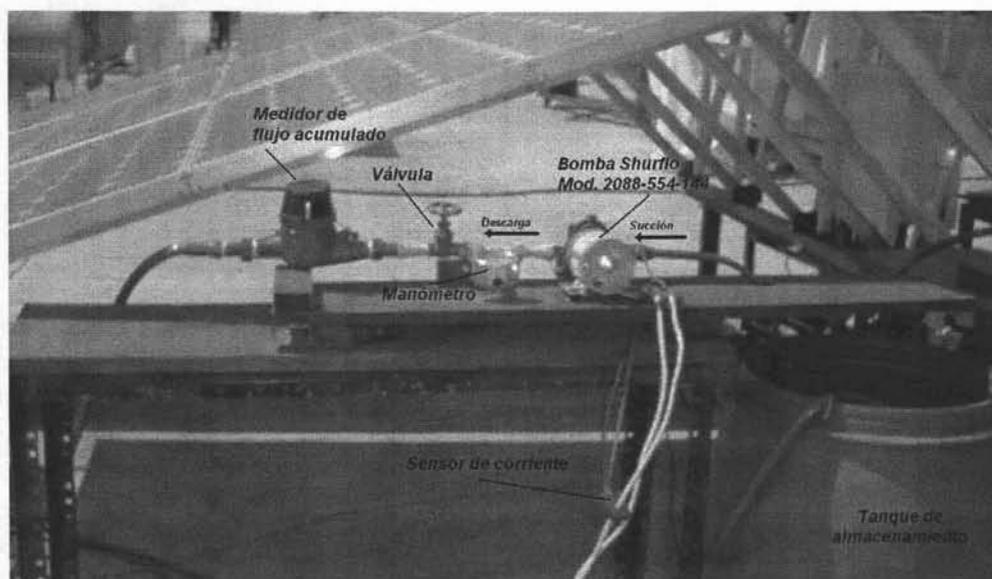


Fig IV.15.- Diagrama esquemático del sistema de bombeo bajo estudio.

La variable cuantificada para establecer cual de los dos sistemas tiene un mejor desempeño fue el volumen de agua extraído. Para esto y usando el medidor de flujo se adquirió, desde el primer día, el volumen de agua bombeado por día, en los dos sistemas. La Fig. IV.16 muestra el comportamiento del volumen acumulado en función del número de días de bombeo. La curva **A** corresponde al sistema energizado con el módulo de silicio amorfo, y la curva **B** con el módulo de silicio cristalino. Por simple inspección se nota que la cantidad acumulada de agua bombeada por el módulo de silicio amorfo es mayor que

aquella obtenida con el módulo de silicio cristalino. Al obtener un promedio diario durante el lapso de estudio se determinó que el volumen promedio diario en los sistemas fue de  $2.03 \text{ m}^3/\text{día}$  para el sistema **B** y de  $3.12 \text{ m}^3/\text{día}$  para el sistema **A**.

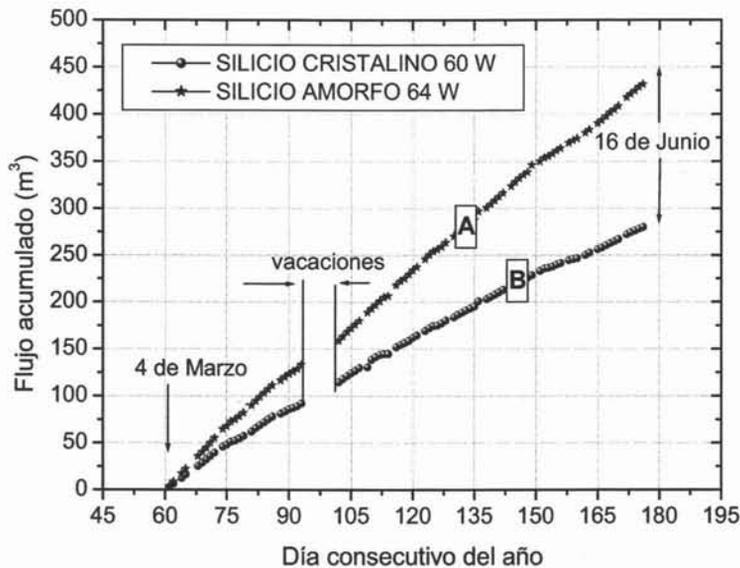


Fig. IV.16.- Volumen acumulado de agua bombeada en función del tiempo de bombeo.

Como podrá notarse, el rendimiento en el sistema **A** que es el energizado por el módulo de silicio amorfo es mayor que en el sistema **B**. Aparentemente, la mayor potencia pico (4 W más) en el módulo de silicio amorfo podría ser la responsable de éste rendimiento. Sin embargo, esos 4 W no son significativos en términos del volumen bombeado.

La diferencia observada en el rendimiento diario puede explicarse con base en el acoplamiento entre la curva  $I-V$  del módulo y la curva  $I-V$  de la bomba; o también a la respuesta espectral del módulo de silicio amorfo como se menciona en la sección II.7-c, el cual tiene un mejor acoplamiento al espectro solar, (ver Fig.II.16). Como es sabido, el módulo de silicio cristalino tiene un factor de curva mayor que aquel que corresponde al módulo de silicio amorfo [10]. Por lo tanto, con cambios en la irradiancia y para valores bajos de ella (menos del 60%, dato observable), la bomba se acopla a la curva  $I-V$  del módulo silicio amorfo, interceptándola en puntos  $I$ ,  $V$ , que definen una potencia cercana a la máxima correspondiente a esa irradiancia y temperatura de operación. Cosa que no

sucede en el otro sistema. Esto trae como consecuencia que el sistema **A** este extrayendo agua más tiempo durante el día. Lo anterior es consecuencia también de la respuesta espectral, dado que el módulo de silicio amorfo genera voltajes altos aún con irradiancias del orden del 20%. Las Fig. IV.17 y IV.18 muestran las curvas de potencia contra voltaje de los módulos de silicio policristalino (Fig. IV.17) y amorfo (Fig. IV.18) obtenidas a partir de los datos I-V medidos con el trazador de curvas. En el caso del módulo policristalino, la potencia pico se sitúa alrededor de 14 V para los valores de irradiancia mostrados.

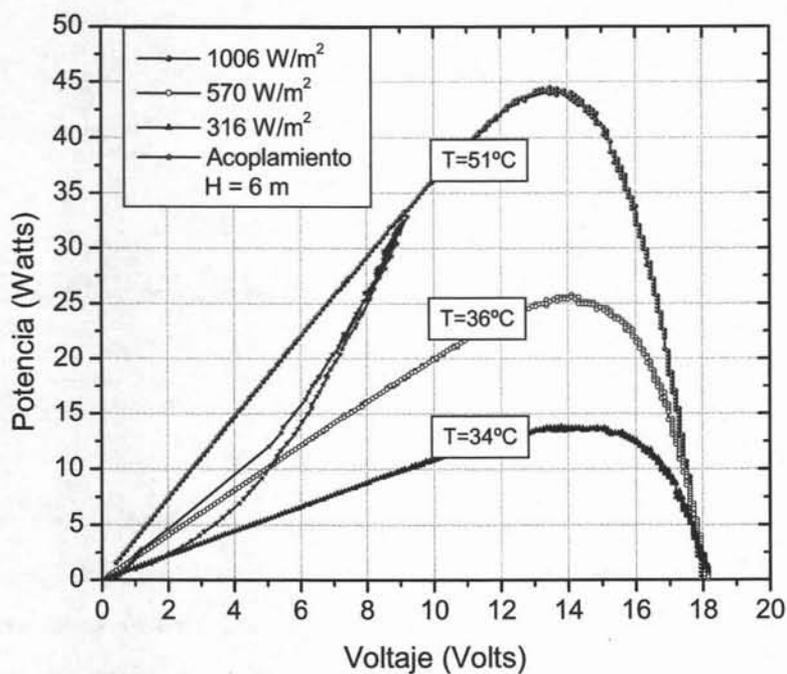


Fig. IV.17.- Comportamiento P vs V del módulo de silicio policristalino y curva de acoplamiento a una altura de 6 metros.

En el caso del módulo de silicio amorfo, el valor es ligeramente mayor a 15 V. Lo anterior implica más voltaje a menos irradiancia y mayor tiempo de bombeo. En las figuras antes mostradas está insertada la curva de potencia de la bomba, la que confirma el razonamiento anterior.

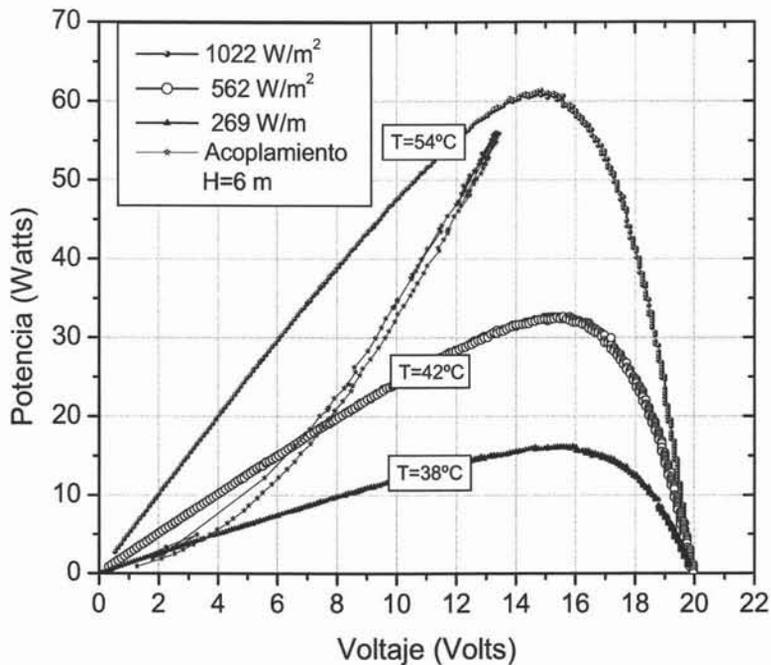


Fig. IV.18.- Comportamiento  $P$  vs  $V$  del módulo de silicio amorfo y curva de acoplamiento a una altura de 6 metros.

#### IV.6 Conclusiones

Como observamos existe una gama de tipos y modelos de bombas, cada uno con características físicas y eléctricas distintas, sin embargo debemos ser cuidadosos en todo momento al elegir el que tipo y la potencia de la bomba a utilizar considerando las recomendaciones que el fabricante aporta para cada modelo y las características  $I-V$  de ellas. Así también es de gran importancia seleccionar el tipo de tecnología a utilizar, por lo anterior el desarrollo del presente trabajo nos marca que la tecnología de silicio amorfo a pesar de la incertidumbre que ha tenido debido al fenómeno de degradación que presenta, suele ser una excelente opción al aplicarla al bombeo fotovoltaico. Se torna muy complicado tener un análisis exhaustivo de de todos los modelos de bombas y módulos fotovoltaicos y su acoplamiento, sin embargo con el trabajo presentado se da una pauta para tomar un criterio al calificar la tecnología de silicio amorfo.

Se ha monitoreado un sistema de bombeo fotovoltaico con silicio amorfo, el cual nos permitió determinar el tiempo en el cual esta tecnología se estabilizó. Se ha determinado

que existe un tiempo promedio de dos meses (70 días en el caso analizado) durante los cuales, la tecnología se estabiliza con una potencia promedio equivalente a la que proporciona el fabricante en su dato de placa.

Al usar dicha tecnología para el caso de un sistema de bombeo, usando una bomba superficial de diafragma, el desempeño en el bombeo fue mayor con el módulo de silicio amorfo que con el policristalino.

Estudios a posteriores deberán de hacerse en la tecnología de silicio amorfo para demostrar su confiabilidad y estabilidad a largo plazo y de alguna manera impulsar dicha tecnología para su aplicación no solamente en el bombeo fotovoltaico si no también en algún otro campo de aplicación de la energía fotovoltaica. El presente trabajo da una muestra de que en algunos casos, donde las condiciones o características del sistema lo permiten, la tecnología de silicio amorfo y en este caso la de triple unión presenta un mejor acople y mejores resultados como se ha visto en gráficas anteriores que así lo demuestran.

## CONCLUSIONES GENERALES

Considerando el análisis exhaustivo realizado sobre el comportamiento eléctrico de la tecnología bajo estudio, podemos crear un criterio respecto de su aplicación y establecer un concepto de confianza sobre su uso y tiempo de vida.

Como observamos existe una gama de tipos y modelos de bombas, cada uno con características físicas y eléctricas distintas, sin embargo debemos ser cuidadosos en todo momento al elegir que tipo y potencia debe usarse considerando las recomendaciones que el fabricante aporta para cada modelo. Así, también es de gran importancia seleccionar el tipo de tecnología a utilizar, por lo anterior el desarrollo del presente trabajo nos marca que:

1. La tecnología de silicio amorfo a pesar de la incertidumbre que ha tenido debido al fenómeno de degradación que presenta, suele ser una excelente opción al aplicarla al bombeo fotovoltaico.
2. Se torna muy complicado tener un análisis exhaustivo de todos los modelos de bombas y módulos fotovoltaicos y su acoplamiento, sin embargo con el trabajo presentado se demuestra que se obtienen mejores resultados en éste caso al utilizar la tecnología de silicio amorfo.
3. Al usar dicha tecnología para el caso de un sistema de bombeo, usando una bomba superficial de diafragma, el desempeño en el bombeo fue mayor con el módulo de silicio amorfo que con el policristalino.
4. Estudios a posteriores deberán de hacerse en la tecnología de silicio amorfo para demostrar respaldar su confiabilidad y de alguna manera impulsar dicha tecnología para su aplicación no solamente en el bombeo fotovoltaico si no también en algún otro campo de aplicación de la energía fotovoltaica.
5. El presente trabajo da una muestra de que en algunos casos, donde las condiciones o características del sistema lo permiten, la tecnología de silicio amorfo y en este caso la tecnología de triple unión presenta un mejor acoplamiento eléctrico entre carga eléctrica y generador y mejores resultados como se ha visto en gráficas anteriores que así lo demuestran.

Después de haber estudiado el comportamiento teórico de ésta tecnología y posteriormente llevar a cabo un trabajo de estudio energético en donde se ha monitoreado un sistema de bombeo en el cual se observan y comparan dos tipos de tecnología fotovoltaicas distintas, dándole énfasis a la tecnología de silicio amorfo, los resultados del monitoreo energético realizado en la tecnología fotovoltaica de silicio amorfo de triple unión, nos permiten concluir lo siguiente:

6. El fenómeno de degradación en el dispositivo fotovoltaico, al ser expuesto a la luz solar, son evidentes desde el primer día de exposición y por ello muestra problemas en su potencia eléctrica.
7. Se ha determinado que existe un tiempo promedio de dos meses (70 días en el caso analizado) durante los cuales, la potencia eléctrica de dicha tecnología se estabiliza con una potencia promedio equivalente a la que proporciona el fabricante en su dato de placa.
8. En el caso estudiado, analizando un módulo de la marca *UNISOLAR*, de 64 W nominales se observó una degradación del 15% en el valor de la potencia inicial, del cual se obtuvieron datos normalizados. El valor inicial fue de 74.61 W y posteriormente (70 días ) se midió 62.91 W.
9. El fabricante, conciente de la parte débil de esta tecnología, y para respaldarse de este decrecimiento en la potencia de salida de los módulos de silicio amorfo, coloca en el mercado módulos fotovoltaicos con potencias iniciales mayores a las especificadas en la placa de identificación.

## **TRABAJOS A FUTURO**

Aunque se ha avanzado considerablemente en metodologías de fabricación para disminuir el fenómeno de degradación en la tecnología de silicio amorfo, las que han traído como consecuencia la aparición en el mercado de módulos tandem de tres capas, como los aquí estudiados, se ha dejado en evidencia, por los resultados obtenidos en nuestro estudio, que hay mucho trabajo que realizar aún sobre el tema. Por lo que se propone como trabajo futuro:

1. La extensión en tiempo de la caracterización energética de ésta tecnología bajo condiciones normales de operación; es decir, estudiar el desempeño energético en un tiempo prolongado y en condiciones extremas para poder comprobar su confiabilidad no solo a corto si no también a largo plazo.
2. Llevar a cabo el análisis de diferentes modelos de módulos para tener una referencia más firme del comportamiento eléctrico de los sistemas acoplados a bombeo fotovoltaico.
3. Llevar a cabo estudios energéticos similares utilizando un tipo de bomba distinto y observar que resultados se obtienen, o para que tipo de bomba puede ser posible que la tecnología de silicio amorfo es mas conveniente.

## REFERENCIAS

- [1] Sayigh A. M., Editor (1977), "*Solar Energy Engineering*", Academic Press.
- [2] Kreith F. And Kreider J. F. (1985), "*Principles of Solar Engineering*", Editorial Mc. Graw Hill.
- [3] Chapin D. M., Fuller C. S., and Pearson G. L. (1954), *J. Appl. Phys.*, **25**, pp 676.
- [4] Carlson D. E. And Wronski C. R. (1976), "*Amorphous silicon solar cells*", *Appl. Phys. Lett.* **30**, pp 561-563.
- [5] Chittick R. C., Alexander J. H., and Sterling H. E. (1969), "*The preparation and properties of amorphous silicon*", *J. Electrochem. Soc.* **116**, pp 77-81.
- [6] Green M. A., Emery K., Bucher K., King D. L., and Igari S., "*Solar cell efficiency: Tables versión 14th*" (1999), *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, **7**, pp 321-326.
- [7] Costos del kW-hr celdas solares: Un módulo de 100 W pico cuesta \$9,229.00 (precio de venta al público de Condumex Energías Alternas), el cual genera en operación una potencia promedio de 80W. En un sitio de 5 hrs-pico promedio diario anual, el módulo generará al año, 146 kW-hr. Durante su tiempo de garantía (20 años), el módulo generará 2,920 kW-hr. Sin considerar tasas de interés, el costo del kW-hr de la inversión del módulo es de \$3.16 MN.
- [8] Costo del kW-hr energía red: Hasta 250 kW-hr bimestre el costo es de \$0.482 MN (ver página [www.cfe.gob.mx/www2/tarifas](http://www.cfe.gob.mx/www2/tarifas)).
- [9] Mannoia A., Editor: Monitor Advance in Materials Technology, Issue No. 31 "*Solar cells and their industrial applications*", March 1993, United Nations Industrial Development Organization.
- [10] Green M. A., Emery K., King D. L., Igari S., and Warta W., "*Solar cell efficiency: Tables version 19th*" (2002), *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, **7**, pp 55-61. [www.nrel.gov/docs/fy01osti/28928.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy01osti/28928.pdf); [http://xml.cie.unam.mx/xml/se/pe/NUEVAS\\_ENERG\\_RENOV.pdf](http://xml.cie.unam.mx/xml/se/pe/NUEVAS_ENERG_RENOV.pdf)
- [11] Archer M. D. And Hill R., "*Clean electricity from photovoltaics*", Imperial College Press 2001. Ver también: Pankove J. K., "*Semiconductors and semimetals: Vol.21 Hydrogenated Amorphous Silicon, Part C, Chapter 10*", Academic Press Inc., Orlando Florida (1984).
- [12] Sze S. M. "*Physics of semiconductor devices*", John Wiley and Sons, New York (1981).
- [13] Chopra K.L.and Das S.R., "*Thin Film Solar Cells*" Edit. Plenum Press, New York, 1983.

- [14] Fahrenbruch A.L. and Bube R.H., “*Fundamentals of Solar Cells*”, Edit. Academic Press, New York 1983.
- [15] Lasnier F. And Ang T. G., “*Photovoltaic Engineering Handbook*”, Adam Hilger IOP Publishing Ltd 1990.
- [16] Lorenzo E., “*Solar Electricity Engineering of Photovoltaic Systems*” Progensa S.A., Sevilla España, 1994.
- [17] Hoernstra J., Weeber A. W., de Moor H. H. C. And Snike W. C. (1997), ‘The importance of paste rheology in improving fine line, thick film screen printing of front side metallization’, *Proc. 14th European Photovoltaics Solar Energy Conf.*, Barcelona, H. S. Stephens & Associates, Bedford, 823-826.
- [18] Jordan D. And Nagle J. P. (1994), ‘New generation of high-efficiency solar cells: development, processing and marketing’, *Prog. In Photovoltaics* **2**, 171-176.
- [19] J. I. Pankove, Editor: *Semiconductors and Semimetals, V21 Hydrogenated amorphous silicon, Part C Electronic and Transports properties*; (1984) Academic Press, Inc., Orlando Florida.
- [20] K. Takahashi and M.Konagai, *Amorphous silicon solar cells*, (1986) John Wiley and Sons, New York.
- [21] B. Chapman, *Glow Discharge Processes*, (1980) John Wiley and Sons, New York.
- [22] T. Markvart, *Solar electricity*, 2a. Edition (2000), John Wiley and Sons, New York.
- [23] D. L. Staebler, R. S. Crandall, and R. Williams, (1981) *Appl. Phys. Lett.*, **39**, 733.
- [24] S. Guha, J. Yang, A. Banerjee, K. Hoffman, and J. Call, “*Manufacturing issues for large volume production of amorphous silicon alloy photovoltaic modules*”, (1999) AIP Conf. Proc. **462**, 88-93
- [25] Th. Zacharias, J. Miliias-Argitis and V. Makios. (1991), “*Firs-Order Circuits Driven By a Photovoltaic Generator*”. *Solar Cells*. **31**. pp 57-75.
- [26] R. Zilles, R. Lorenzo, Eduardo, I., Lopez-bravo, J. D., Lloréns. (1995), “*Power Rating and Photovoltaic Modules Measurements*”. Ises Solar Energy Congress, In Search of the Sun.
- [27] R. Hanitsch, Sadik A. Kandil, M. A. Mohamad, G. E. Ahamd, V. Quaschnig. (1996) “*An improved measuring system for the I-V Characteristics of PV generator*”. EuroSun.
- [28] <http://www.national.com/pf/AD/ADC0831.html>
- [29] <http://www.zianet.com/daystar/IVTracer.html>

- [30] D. L. Staebler, R. S. Crandall, and R. Williams, (1981) *Appl. Phys. Lett.*, 39, 733.
- [31] <http://www.sandia.gov/pv/docs/database.htm>.
- [32] E.L. Meyer , E.E. van Dyk “*Characterization of degradation in thin-film photovoltaic module performance parameters*”. University of Port Elizabeth, Department of Physics, PO Box 1600, Port Elizabeth 6000, South Africa. Received 17 December 2001; accepted 8 April 2002.
- [33] Sánchez-Juárez Aarón. “*Tecnología Fotovoltaica aplicada al Bombeo de agua*”
- [34] <http://www.re.sandia.gov/wp/wpGuia/bombeo.html>
- [35] [http://www.shurflo.com/pages/new\\_industrial/industrial/gen\\_industrial/genind\\_doc\\_sum/2088-554-144.html](http://www.shurflo.com/pages/new_industrial/industrial/gen_industrial/genind_doc_sum/2088-554-144.html)

## LISTA DE NOMENCLATURAS

$V$	Potencial eléctrico, Voltaje
$I$	Corriente
$I_d$	Corriente en oscuridad
$I_0$	Corriente inversa de saturación
$q$	Carga del electrón
$A$	Constante que representa la calidad de la unión del diodo
$k$	Constante de Boltzman
$T$	Temperatura absoluta
$I_L$	Corriente de iluminación
$V_L$	Voltaje de iluminación
$I_{CC}$	Corriente a corto circuito
$V_{CA}$	Voltaje a circuito abierto
$R$	Resistencia
$P$	Potencia
$P_M$	Potencia Máxima
$V_M$	Voltaje Máximo
$I_M$	Corriente Máxima
$\eta$	Eficiencia
$H_i$	Irradiancia luminosa
$A_e$	Área activa de la celda
$\sigma$	Conductividad eléctrica
$n$	Densidad
$\mu$	Movilidad del portador de carga
$\alpha$	Coefficiente de absorción
$\lambda$	Longitud de onda
$E_f$	Energía
$h$	Constante de Planck

$FF$	Factor de Forma
STC	Condiciones Estándares de Medición
$C$	Constante del material
$F(\lambda)$	Número de fotones incidentes por unidad de área
$R(\lambda)$	Fracción de fotones reflejados en la superficie
$SR(\lambda)$	Respuesta espectral
$J$	Densidad de corriente generada
$D$	Constante
$\sigma_D$	Conductividad eléctrica en oscuridad
$\sigma_L$	Conductividad bajo iluminación
$h_\mu$	Brecha de energía
SWE	Efecto Staebler-Wronski
$H$	Carga hidraulica
$Q$	Gasto