



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**MAESTRÍA EN ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

**MEDICIÓN Y SIMULACIÓN DE LA CURVA CORRIENTE-TENSIÓN (I-V) DE
MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CRISTALINOS**

**TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN ENERGÍA SOLAR**

PRESENTA:

Ing. JOSÉ ORTEGA CRUZ

TUTOR

M. EN C. JOSÉ CAMPOS ÁLVAREZ

IER-UNAM

Temixco, Morelos. Septiembre 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ.
Secretario: Dr. SEBASTIAN PATHIYAMATTOM J.
Vocal: M. EN C. JOSÉ CAMPOS ÁLVAREZ.
1^{er}. Suplente: Dr. SERGIO A. GAMBOA SÁNCHEZ.
2^do. Suplente: Dr. YASUHIRO MATSUMOTO KUWAHARA.

IER-UNAM

TUTOR DE TESIS:

M. EN C. JOSÉ CAMPOS ÁLVAREZ.



FIRMA

Resumen	i
1.1 CAPITULO I. RADIACIÓN SOLAR	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 RELACIONES ASTRONOMICAS SOL-TIERRA	1
1.2.1 Excentricidad y Declinación	1
1.2.2 Ecuación del tiempo	3
1.2.3 Posición relativa sol-superficie horizontal y Mapa de la trayectoria solar	4
1.2.4 Posición relativa sol-superficie inclinada	5
1.3 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE	8
1.3.1 La constante solar y su composición espectral	8
1.3.2 Radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal	9
1.3.3 Radiación extraterrestre sobre una superficie inclinada	10
1.4 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA	11
1.4.1 Radiación directa, difusa y reflejada	11
1.4.2 Radiación solar integrada en el tiempo	11
1.5 RELACIONES ENTRE LOS DISTINTOS TIPOS DE RADIACIÓN	12
1.5.1 DISPONIBILIDAD DE RADIACIÓN SOLAR	12
1.5.2 Cálculo de la radiación difusa y directa sobre una superficie horizontal a partir de los valores de radiación global	17
1.5.2.1 Valores medios mensuales	17
1.5.2.2 Valores diarios	17
1.5.2.3 Valores horarios	18
1.5.3 Cálculo de la radiación global sobre una superficie inclinada	19
CAPITULO II. TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICA	22
2.1 INTRODUCCIÓN	22
2.2 CELDAS SOLARES	22
2.2.1 Estructura de las celdas solares	22
2.2.2 Principio de funcionamiento de las celdas solares	23
2.3. FOTOGENERACIÓN DE CORRIENTE	25
2.3.1 Absorción de luz y generación de cargas	25
2.3.2 Colección de corriente	27
2.4 CORRIENTE EN OSCURIDAD	28
2.5 CIRCUITO EQUIVALENTE Y ECUACIÓN I-V DE LA CELDA SOLAR	29
2.6 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA CELDA SOLAR	32
2.6.1 Corriente de corto circuito	32
2.6.2 Tensión a circuito abierto	33
2.6.3 Potencia máxima	33
2.7 RESISTENCIA SERIE Y PARALELO	33
2.8 INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA SOLAR	35
2.9 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA	36
2.10 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	38
2.11 CONDICIONES ESTÁNDAR Y NOCT	39
2.12 TEMPERATURA DE LA CELDA	39

CAPÍTULO III. SISTEMA DE CARACTERIZACIÓN	41
3.1 INTRODUCCIÓN	41
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS	41
3.2.1 Sensores de datos	42
3.2.2 Interface de adquisición de datos	43
3.2.2.1 Precisión y resolución del SAD	44
3.2.2.2 Calibración de los sensores	44
3.2.2.3 Puerto paralelo	47
3.3 CIRCUITO DE CARGA VARIABLE	49
3.4 OPERACIÓN DEL SAD	53
3.4.1 Control del circuito electrónico	53
3.5 VALIDACION DEL SAD vs EQUIPO COMERCIAL (DAYSTAR)	55
3.6 MEDICION DE LOS COEFICIENTES DE TEMPERATURA	56
3.6.1 Procedimiento de la medición	57
3.6.2 Análisis de datos	58
CAPITULO IV. SIMULACIÓN DEL MÓDULO FV	60
4.1 INTRODUCCION	60
4.2 MODELO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	60
4.2.1 Métodos numéricos	61
4.2.2 Solución a partir de datos de placa	62
4.3 EXTRAPOLACION A DISTINTAS CONDICIONES DE OPERACIÓN	67
4.3.1 Ecuaciones de translación	67
CAPITULO V	71
5.1 RESULTADOS	71
5.2 Radiación Solar	71
5.3 Sistema Automático de Medición	74
5.4 Coeficientes de Temperatura	76

RESUMEN

La representación de un sistema real mediante un modelo matemático o lógico es una herramienta básica en los procesos de simulación, ya que permite describir, explicar y predecir el comportamiento del sistema en diferentes condiciones de operación. Para el caso de sistemas fotovoltaicos esta herramienta es extremadamente útil, ya que a diferencia de otros sistemas convencionales, la respuesta del sistema fotovoltaico depende en gran medida del lugar geográfico en donde se encuentre instalado el sistema. Factores tan aleatorios como las condiciones atmosféricas (irradiancia solar incidente, ángulo de incidencia, temperatura, etc.) influirán directamente en la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico. Por ello, para conseguir una mayor fiabilidad de una instalación fotovoltaica es necesario preveer cual será la respuesta del sistema cuando se le someta a diferentes condiciones de operación.

Para lo cual se diseñó y construyó un sistema portátil totalmente automatizado para el trazado de la curva I-V y pruebas de desempeño de módulos y arreglos fotovoltaicos bajo condiciones normales de operación. La capacidad del sistema cubre un rango de potencias desde 10 W-p hasta 5 kW-p. El tiempo requerido para llevar a cabo una medición es menor de 2ms, tiempo suficiente para que las condiciones ambientales no cambien los valores de las variables bajo estudio. El sistema está diseñado para monitorear la característica I-V de generadores fotovoltaicos (celdas, módulos y arreglos) mediante un circuito electrónico y un programa editado en lenguaje JAVA. El programa controla y adquiere señales a través del puerto paralelo de una computadora portátil. La comparación de éste sistema con uno comercial indica que ambos tienen la misma precisión respecto de las variables que miden así como la misma confiabilidad. Sin embargo nuestro diseño presenta la versatilidad de ser de menos peso, volumen y que puede ser adecuado a las potencias a medir.

CAPITULO I. RADIACIÓN SOLAR

1.1 INTRODUCCIÓN

El flujo de la radiación solar que llega a la tierra es la fuente primaria de todas las formas de energía conocidas. En la radiación solar hay que buscar el origen de los movimientos de circulación atmosférica y oceánica, de la vida vegetal o de los combustibles fósiles, entre otros.

Las dos características más singulares que presenta la radiación solar son:

- Gran dispersión y por lo tanto baja densidad.
- Intermitencia o variabilidad en el tiempo.

Estas dos características son de fundamental importancia cuando se intenta aprovechar la energía procedente del sol. Desde el punto de vista de los sistemas de aprovechamiento de la energía solar, interesa cuantificar la cantidad de radiación que incide sobre una superficie en la tierra, y su relación con parámetros geográficos y climatológicos.

La complejidad de los fenómenos que afectan a la radiación solar en su camino a través de la atmósfera es el principal problema que aparece a la hora de intentar cuantificar esta disponibilidad energética. Si bien podemos conocer con suficiente precisión la energía emitida por el sol en un momento determinado, no es tan sencillo llegar a estimar cuánta de esta energía alcanzará la superficie de la tierra. Desde que esta energía entra en la atmósfera dos tipos de factores influirán en su recorrido a través de la misma hasta que alcance la superficie de la tierra: unos que, por su naturaleza y efecto, podemos considerar deterministas, y otros, que por su naturaleza podemos considerar aleatorios.

Entre los factores “deterministas” se encuentran los factores astronómicos, que dependen de la geometría sol-tierra. Son función de la posición relativa de ambos, y del lugar de la tierra que consideremos. Estos factores condicionarán el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de la misma.

Los otros fenómenos que inciden en la cantidad de energía que se recibe en la superficie de la tierra son los factores climáticos. Estos serán los responsables de que se produzca una atenuación o un incremento en la cantidad de energía que podría llegar a la superficie de la tierra. Estos factores, a diferencia de los factores astronómicos, no son tan fácilmente cuantificables. Los responsables de que se produzcan estos cambios son los componentes atmosféricos: vapor de agua, aerosoles, ozono, etc., y sobre todo, las nubes.

1.2 RELACIONES ASTRONOMICAS SOL-TIERRA

1.2.1 Excentricidad y Declinación

La tierra da una vuelta sobre su eje cada 24 horas y completa una elipse alrededor del sol cada 365 días, aproximadamente. La excentricidad de la órbita de la tierra es muy pequeña (0.01673). La distancia más corta entre la tierra y el sol es el perihelio y la mayor el afelio. La distancia media sol-tierra, r_0 , es una unidad astronómica (UA), y vale 1.496×10^8 Km. La rotación de la tierra alrededor de su eje causa los cambios en la distribución de la radiación solar a lo largo del día, y la posición de este eje respecto al sol causa los cambios estacionales.

En la trayectoria de la tierra alrededor del sol hay que destacar los siguientes días:

- Solsticio de verano: máxima duración del día.
- Solsticio de invierno: mínima duración del día.
- Equinoccios de primavera y otoño: igual duración del día y la noche.

En la siguiente figura se puede observar la posición de la tierra respecto al sol en los solsticios de verano e invierno y en los equinoccios.

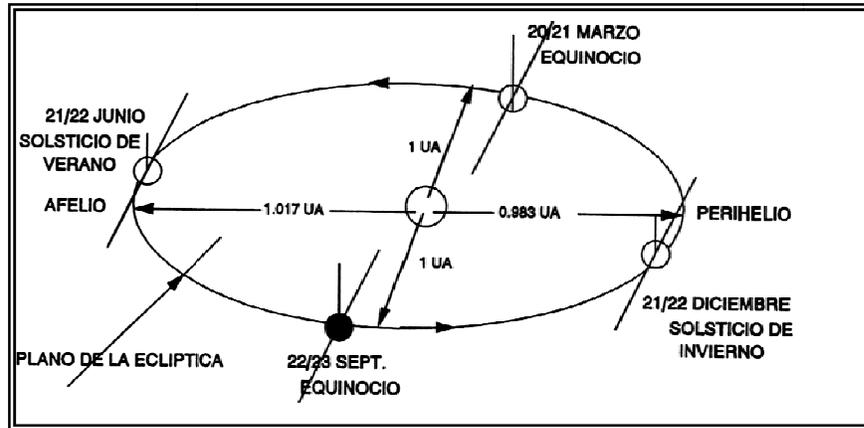


Figura 1.1 Movimiento de la tierra alrededor del sol.

La distancia sol-tierra varía cada día del año. Duffie y Beckman [1] han utilizado la siguiente expresión para calcular la inversa del cuadrado del radio vector de la tierra, llamado factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra, E_0 .

$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0.033 \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right)$	Ec. 1.1
--	---------

Donde d_n es el día consecutivo del año.

El plano de giro de la tierra alrededor del sol se llama plano de la elíptica. La tierra gira alrededor de su eje polar, que está inclinado aproximadamente 23.5° respecto a la perpendicular al plano de la elíptica. Este ángulo permanece constante a lo largo del año; sin embargo el ángulo formado por una línea que une los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial varía cada día. Este ángulo se conoce como declinación solar δ . Como lo muestra la figura 1.2.

La declinación es cero en los equinoccios y varía entre $+ 23.5^\circ$ y -23.5° . Es mayor que cero en verano para el hemisferio norte.

Spencer [1], propone la siguiente expresión para la declinación:

$\delta = 0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \text{Sen} \Gamma - 0.006758 \cos 2\Gamma + 0.000907 \text{Sen} 2\Gamma - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.00148 \text{Sen} 3\Gamma (\text{rad})$	Ec. 1.2
---	---------

En esta expresión, Γ en radianes se conoce como ángulo diario. Viene dado por la expresión:

$\Gamma = 2\pi \left(\frac{d_n - 1}{365} \right)$	Ec. 1.3
--	---------

La ecuación anterior estima Γ con un error máximo de 0.0006 radianes.

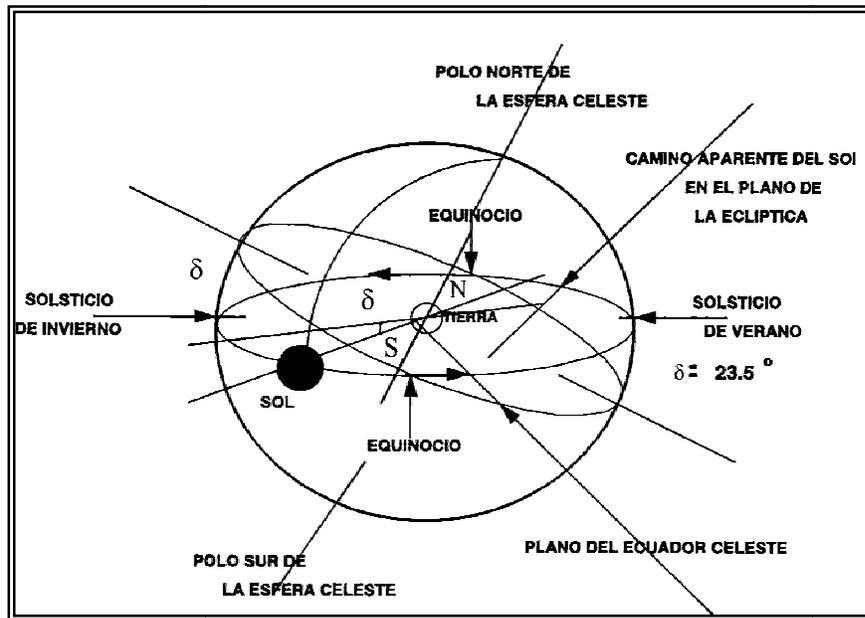


Figura 1.2 Camino aparente del sol en la esfera celeste.

1.2.2 Ecuación del tiempo

El tiempo solar se basa en la rotación de la tierra alrededor de su eje polar y en su giro alrededor del sol. Un **día solar** es el intervalo que transcurre desde que el sol aparece hasta que completa un ciclo respecto a un observador estacionario en la tierra.

El día solar varía en duración a lo largo del año; pueden darse discrepancias de hasta 16 minutos. Esta discrepancia es lo que se llama ecuación del tiempo. Se mide respecto a un movimiento de la tierra perfectamente uniforme. Es la diferencia entre el **tiempo solar** (LST) y el **tiempo de reloj** (LCT).

$LST - LCT = 4(LM - LH) + E_t$	Ec. 1.4
--------------------------------	---------

Según Spencer, la siguiente serie da la ecuación del tiempo en minutos:

$E_t = \left(\begin{matrix} 0.000075 + 0.001868 \cos \Gamma - 0.032077 \sin \Gamma \\ -0.014615 \cos 2\Gamma - 0.04089 \sin 2\Gamma \end{matrix} \right) (229.18)$	Ec. 1.5
---	---------

El factor 229.18 sirve para pasar de radianes a minutos.

$LST = LCT + 4(LM - LH) + E_t - A_o$	Ec. 1.6
--------------------------------------	---------

Donde:

LCT: Hora de reloj.

LH: Longitud del sitio a evaluar. (Temixco 99° 14').

LM: Longitud del meridiano origen del uso horario (positivo hacia el Oeste del Meridiano de Greenwich). 90° Oeste, para la hora del centro.

A₀: Adelanto oficial sobre el uso horario (horario de verano).

1.2.3 Posición relativa sol-superficie horizontal y Mapa de la trayectoria solar

Para calcular la radiación solar que llega a una superficie horizontal en la tierra, es necesario conocer las relaciones trigonométricas entre la posición del sol y esta superficie. Para conocer la posición del sol en el cielo en cualquier momento es necesario determinar dos ángulos: acimut y altura solar.

La **altura solar** se define como el ángulo, en el plano vertical, entre los rayos del sol y la proyección de éstos sobre un plano horizontal α . El **acimut** ψ es el ángulo medido en el plano horizontal, que forman la proyección de los rayos del sol en este plano con el sur (para el hemisferio Norte). Otros ángulos que también se utilizan, y que están relacionados con estos son: El ángulo cenital, θ_z , es el ángulo entre los rayos del sol y una línea perpendicular al plano horizontal. Se cumple que:

$\alpha + \theta_z = \frac{\pi}{2}$	Ec. 1.7
-------------------------------------	---------

El ángulo horario ω , es el ángulo medido en la bóveda del cielo, entre el meridiano del observador y el meridiano solar. Cambia 15 grados cada hora (es cero al mediodía y negativo por la mañana). Para especificar la posición de un punto en la superficie de la tierra, es necesario conocer su latitud ϕ , y su longitud **LH**. En la figura 1.3 se observan los ángulos anteriormente descritos.

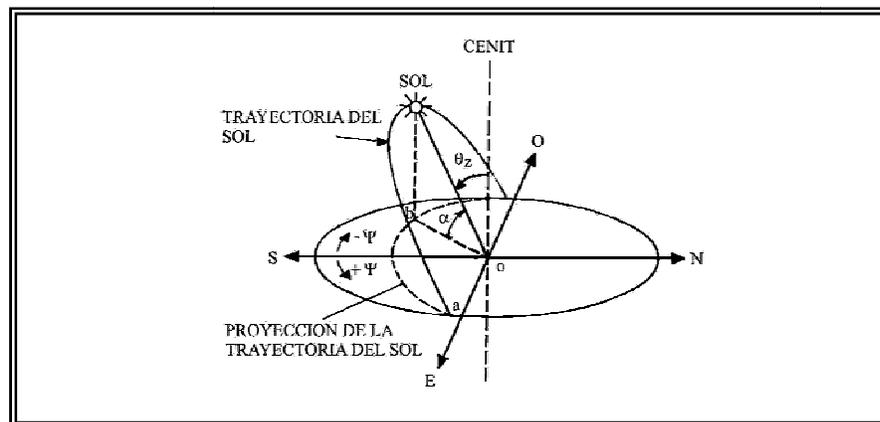


Figura 1.3 Trayectoria solar.

Para una posición geográfica determinada, las relaciones trigonométricas entre el sol y una superficie horizontal son las siguientes:

$\cos \theta_Z = \text{Sen} \delta \text{ Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Cos} \omega = \text{Sen} \alpha$ $\cos \psi = \frac{\text{Sen} \alpha \text{ Sen} \phi - \text{Sen} \delta}{\text{Cos} \alpha \text{ Cos} \phi}$	Ec. 1.8
--	---------

$$0^\circ \leq \psi \leq 90^\circ, \quad \text{Cos} \psi \geq 0$$

$$90^\circ \leq \psi \leq 180^\circ, \quad \text{Cos} \psi \leq 0$$

A la salida del sol la altura solar es cero, y el ángulo cenital 90° . Así si ω_s es el ángulo de salida del sol, se cumple que:

$\cos \omega_s = \frac{-\text{Sen} \phi \text{ Sen} \delta}{\text{Cos} \phi \text{ Cos} \delta}$ $\omega_s = \text{arcCos}(-\tan \phi \tan \delta)$	Ec. 1.9
---	---------

El ángulo de salida del sol es igual al ángulo de puesta del sol, excepto en el signo, o sea $2\omega_s$, por lo tanto, la duración del día N_d , expresada en horas:

$N_d = \frac{2}{15} \text{arcCos}(-\tan \phi \tan \delta)$	Ec. 1.10
--	----------

1.2.4 Posición relativa sol-superficie inclinada

Consideremos ahora una superficie inclinada, un ángulo β con respecto a un plano horizontal y que la forman un ángulo acimutal ψ con respecto al sur. En estas circunstancias, el ángulo de incidencia θ de la radiación directa queda definido como el ángulo entre la normal a la superficie y el haz de radiación. La relación entre el ángulo de incidencia y los otros ángulos está dada por la siguiente expresión.

$\cos \theta = \text{Sen} \delta \text{ Sen} \phi \text{ Cos} \beta$ $- \text{Sen} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Sen} \beta \text{ Cos} \psi$ $+ \text{Cos} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Cos} \beta \text{ Cos} \omega$ $+ \text{Cos} \delta \text{ Sen} \phi \text{ Sen} \beta \text{ Cos} \psi \text{ Cos} \omega$ $+ \text{Cos} \delta \text{ Sen} \beta \text{ Sen} \psi \text{ Sen} \omega$	Ec. 1.11
---	----------

Y

$\cos\theta = \cos\theta_z \cos\beta + \sin\theta_z \sin\beta \cos(\psi_s - \psi)$	Ec 1.12
--	---------

Donde ψ_s se define como el desplazamiento angular respecto del sur de la proyección de la radiación directa en un plano horizontal como se observa en la figura 1.4.

Varios casos particulares de la Ec 1.11 son de interés:

1. Superficie horizontal. En este caso $\beta = 0$ y $\theta = \theta_z$.

$\cos\theta_z = \cos\phi \cos\delta \cos\omega + \sin\phi \sin\delta$	Ec 1.13
---	---------

La Ec 1.12 es idéntica a la Ec 1.8.

2. Superficie inclinada hacia el sur. Las definiciones de ángulos definidas anteriormente para superficies horizontales, son equivalentes para una superficie inclinada β grados respecto al Ecuador, si se considera que la latitud de la superficie ϕ , pasa a ser $\phi - \beta$. Este hecho se puede observar en la figura 1.4.

$\cos\theta = \cos(\phi - \beta) \cos\delta \cos\omega + \sin(\phi - \beta) \sin\delta$	Ec. 1.14
---	----------

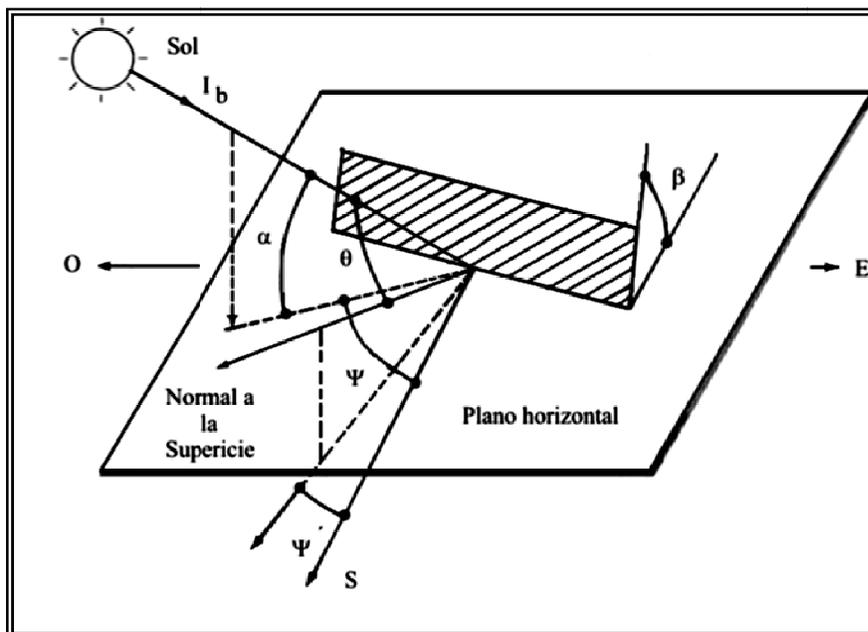


Figura 1.4 Ángulos solares para una superficie inclinada.

Para el ángulo de salida del sol:

$\omega_S^l = \min[\text{arcCos}(-\tan\delta \tan\phi), \text{arcCos}(-\tan\delta \tan(\phi - \beta))]]$	Ec. 1.15
---	----------

Las expresiones anteriormente descritas nos permiten conocer los ángulos de la posición del sol a una hora, fecha y localidad específica, para lo cual se desarrollo una rutina de cálculo en un programa en ambiente visual (JAVA).

La figura 1.5 muestra los ángulos cálculos por el programa, la localidad que se evaluó, fue Temixco, Morelos ubicado a 18.85° de latitud Norte y 99.23° Longitud Oeste, para el día 22 de Enero a las 12 hrs tiempo local.

La figura 1.6 muestra los resultados de la misma localidad pero evaluada por un programa comercial SunPlot3D.

La tabla 1 muestra los resultados principales de ambos programas.

Software	LST	$[\alpha]$	$[\psi]$	$[\omega]$	$[\delta]$	$[\theta]$
Tesis	11:12	49.6°	-17.5°	12°	-19.86°	22.1°
SunPlot3D	11:12	49.35°	-17.43°	11.99°	-20.09°	22.26°

De la tabla anterior se observa que los resultados de ambos programas son muy semejantes



Figura 1.5 Programa para calcular la posición del sol para la localidad de Temixco, Morelos. Para el día 21 de Enero a las 12 horas.

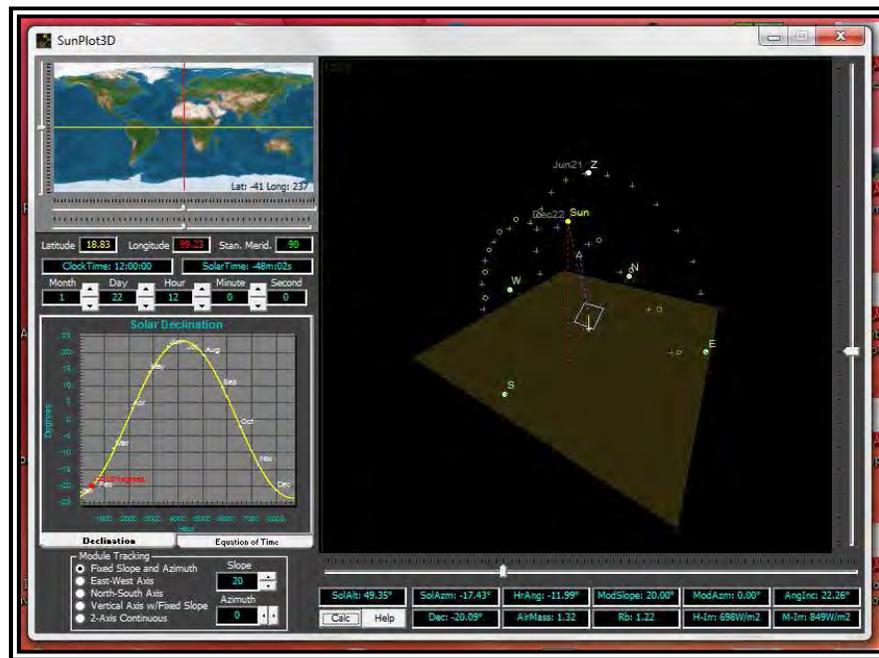


Figura 1.6 Programa SunPlot3D para calcular la posición del sol para la localidad de Temixco, Morelos. Para el día 21 de Enero a las 12 horas.

1.3 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE

1.3.1 La constante solar y su composición espectral

La constante solar, G_{sc} , se define como la cantidad de energía procedente del sol que llega, por unidad de tiempo y área, a una superficie perpendicular a los rayos del sol, situada fuera de la atmósfera, para la distancia media sol-tierra (1 UA). El valor de esta constante varía entre 1338 y 1386 W/m^2 . El valor que proponen Fröhlich y Col[1,2], es: $G_{sc} = 1367 W/m^2$.

El error estimado en este valor es de 1.6 W/m^2 . Este valor es el adoptado por el World Radiation Center (WRC)[1]. Este valor se obtiene teniendo en cuenta la potencia irradiada por el sol, de acuerdo con:

$G_{sc} = \frac{P}{S} = \frac{4 * 10^{26}}{4\pi * (1.5 \times 10^{11})^2} \approx 1.4 kW / m^2$	Ec. 1.16
---	----------

Suponiendo una distancia media sol-tierra de 1.5×10^{11} m. Esta cantidad varía a lo largo del año, debido a la variación en la distancia sol-tierra, al ser la órbita terrestre alrededor del sol, elíptica.

La energía irradiada por el *sol*, transportada por un haz de *radiación solar* (energía en tránsito emitida por el sol, en todas direcciones [Joules o Watt-hora]), representa la energía radiante, compuesta fundamentalmente por ondas electromagnéticas cuyas longitudes de onda pertenecen

a los rangos del ultravioleta, visible e infrarrojo cercano. Al haz de energía radiante emitido, transportado o incidente durante cierto tiempo, se le ha llamado **potencia solar**. A la potencia solar considerada en cierta superficie irradiada, se le llama **irradiancia solar** [Watt/m²].

La distribución espectral de la radiación que llega fuera de la atmósfera procedente del sol, propuesta por el WRC es similar a la que se obtendría si se supone que el sol es un cuerpo negro a una temperatura de 5777 K.

Con el objeto de analizar el fenómeno de atenuación que experimenta la radiación solar a través de la atmósfera, se define el concepto de **masa de aire**, como la longitud de la trayectoria a través de la atmósfera que sigue la radiación. De acuerdo con:

$AM = \frac{1}{\cos \theta_Z} = \frac{1}{\sin \alpha}$	Ec. 1.17
--	----------

Al nivel del mar y cuando la trayectoria es vertical se tiene una masa de aire unitaria. De acuerdo con la definición anterior, una masa de aire igual a cero corresponde a la radiación extraterrestre. En la figura 1.7 se puede ver una comparación entre la distribución espectral fuera de la atmósfera (AM0) y a nivel del mar (AM1.5)(). <http://tredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>

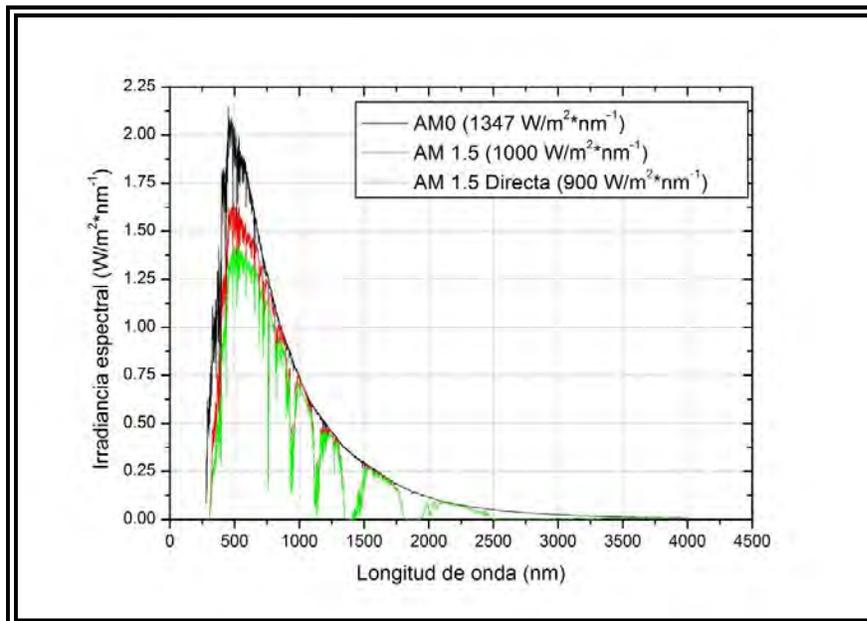


Figura 1.7 Espectro solar para diferentes Masas de Aire (AM0 y AM1.5).

1.3.2 Radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal

La radiación solar extraterrestre, como se ha dicho será función, en cada momento, de la distancia sol-tierra, declinación, latitud del lugar considerado y el ángulo horario.

La irradiancia extraterrestre en una superficie horizontal es:

$G_0 = G_{sc} E_0 \cos \theta_Z = G_{sc} E_0 \left(\text{Sen} \delta \text{ Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Cos} \omega \right)$	Ec. 1.18
---	----------

La radiación durante un periodo de tiempo dt, será:

$dG_0 = G_{sc} E_0 \text{Cos} \omega_Z dt$	Ec. 1.19
--	----------

El tiempo en horas se puede convertir en ángulo horario, según la expresión:

$\frac{2\pi \text{ rad}}{24 \text{ h}} = \frac{d\omega}{dt}; \quad dt = \frac{12}{\pi} d\omega$	Ec. 1.20
---	----------

La ecuación anterior quedará:

$dG_0 = \frac{12}{\pi} G_{sc} E_0 \left(\text{Sen} \delta \text{ Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Cos} \omega \right) d\omega$	Ec. 1.21
--	----------

A partir de esta expresión se pueden calcular los valores de radiación extraterrestre horaria y diaria:

➤ Integrando sobre un período de una hora, ($\omega_i - \pi/24$, $\omega_i + \pi/24$):

$I_0 = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{sc} E_0 \left(\frac{2\pi\omega_i}{360} \text{Sen} \delta \text{ Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Sen} \omega_i \right)$	Ec. 1.22
--	----------

➤ Integrando sobre un período de un día, (ω_{ss} , ω_{sr}):

$H_0 = \frac{24 \times 3600}{\pi} G_{sc} E_0 \left(\frac{\omega_s 2\pi}{360} \text{Sen} \delta \text{ Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{ Cos} \phi \text{ Sen} \omega_s \right)$	Ec. 1.23
---	----------

1.3.3 Radiación extraterrestre sobre una superficie inclinada

Si β es la inclinación de la superficie respecto al ecuador, las expresiones son similares a las estudiadas para una superficie horizontal utilizando el ángulo $(\phi - \beta)$, en lugar de ϕ (latitud):

➤ Radiación extraterrestre horaria sobre una superficie inclinada:

$I_{0\beta} = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{sc} E_0 \left(\frac{2\pi\omega_i}{360} \text{Sen} \delta \text{ Sen}(\phi - \beta) + \text{Cos} \delta \text{ Cos}(\phi - \beta) \text{ Sen} \omega_i \right)$	Ec. 1.24
---	----------

- Radiación extraterrestre diaria sobre una superficie inclinada:

$H_{0\beta} = \frac{24 \times 3600}{\pi} G_{SC} E_0 \left(\frac{\omega_s 2\pi}{360} \text{Sen} \delta \text{Sen}(\phi - \beta) + \text{Cos} \delta \text{Cos}(\phi - \beta) \text{Sen} \omega_s \right)$	Ec.1.25
---	---------

1.4 RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA

1.4.1 Radiación directa, difusa y reflejada

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está condicionada, como ya se ha comentado, por dos fenómenos de distinta naturaleza:

- Factores astronómicos: Son aquellos que dependen de la geometría sol-tierra. Son función de la posición relativa sol-tierra y de las coordenadas geográficas del lugar considerado, latitud y longitud. Condicionan básicamente el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de los rayos solares. Son función, pues, de la altura solar en cada instante.
- Factores climáticos: No toda la radiación máxima esperada para cada altura solar y cada localidad será siempre observable en la superficie de la tierra. Los factores llamados climáticos atenuarán la misma. Las nubes, la cantidad de vapor de agua, ozono, aerosoles, etc., contenidos en la atmósfera, son los responsables de esta atenuación, que ocurre fundamentalmente por absorción, reflexión y difusión de la radiación.

El espectro de la radiación solar al atravesar la atmósfera sufre modificaciones debido, básicamente, a la desigual absorción de las distintas longitudes de onda del mismo, por los componentes atmosféricos.

El total de la radiación procedente del sol que incide en una superficie en la tierra estará compuesta por:

- Radiación directa: Es la que llega a la tierra directamente en línea con el disco solar.
- Radiación difusa: Originada por los efectos de dispersión de los componentes de la atmósfera, incluidas las nubes.
- Radiación reflejada: Radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada por el suelo. Al cociente entre la radiación reflejada y la que incide en la superficie de la tierra se le llama albedo.

La radiación global o total que llega a una superficie se puede expresar como la suma de estas tres componentes.

1.4.2 Radiación solar integrada en el tiempo

Exposición horaria de radiación: la integración sobre un período de una hora de las expresiones de los distintos tipos de radiación es lo que se conoce como exposición horaria de radiación.

Por ejemplo, para radiación directa: la exposición horaria de radiación directa sobre una superficie horizontal será:

$I_h = \int^{1hora} I_b \cos \theta_Z$	Ec. 1.26
--	----------

Exposición diaria de radiación: si la integración se hace sobre períodos de un día se obtendrá la exposición diaria de radiación.

Para la exposición diaria de radiación directa, será:

$I_d = \int^{día} I_b \cos \theta_Z$	Ec. 1.27
--------------------------------------	----------

1.5 RELACIONES ENTRE LOS DISTINTOS TIPOS DE RADIACIÓN

1.5.1 DISPONIBILIDAD DE RADIACIÓN SOLAR

Los estudios del comportamiento y disponibilidad de la radiación solar han sido tradicionalmente de gran importancia para sus diversas áreas de aplicación. La determinación de los niveles de radiación solar, que recibe una superficie en una localidad geográfica cualquiera, puede hacerse de dos maneras: midiendo la radiación solar con instrumentos, ó se puede conocer a partir de datos meteorológicos estadísticos.

Los instrumentos más usados para medir la radiación solar son los siguientes:

- Piranómetro: Sirve para medir la radiación global (directa + difusa) procedente del hemisferio celeste, en una superficie horizontal. En superficies inclinadas mide también la radiación reflejada.
- Pirheliómetro: Sirve para medir el flujo de radiación directa perpendicular a una superficie. Tiene un sistema de seguimiento del movimiento del disco solar.
- Piranómetro con dispositivo de sombreado: Sirve para medir el flujo de radiación difusa. Es un piranómetro que mide la radiación con un ángulo sólido de 2 grados.
- Celdas de tecnología equivalente (CTE) o celdas de referencia calibradas, las cuales resultan ser las más adecuadas para la medida de operación de los módulos Fotovoltaicos, debido a la corrección del fenómeno de respuesta espectral e incidencia angular. Estas celdas deberán ser del mismo tipo que los módulo a evaluar.

Las figuras 1.8 y 1.9 muestran los mapas mensuales de la radiación solar global para la republica mexicana, elaborados por el observatorio de radiación solar del Instituto de Geofísica de la UNAM [<http://www.geofisica.unam.mx/ors/atlas.php>].

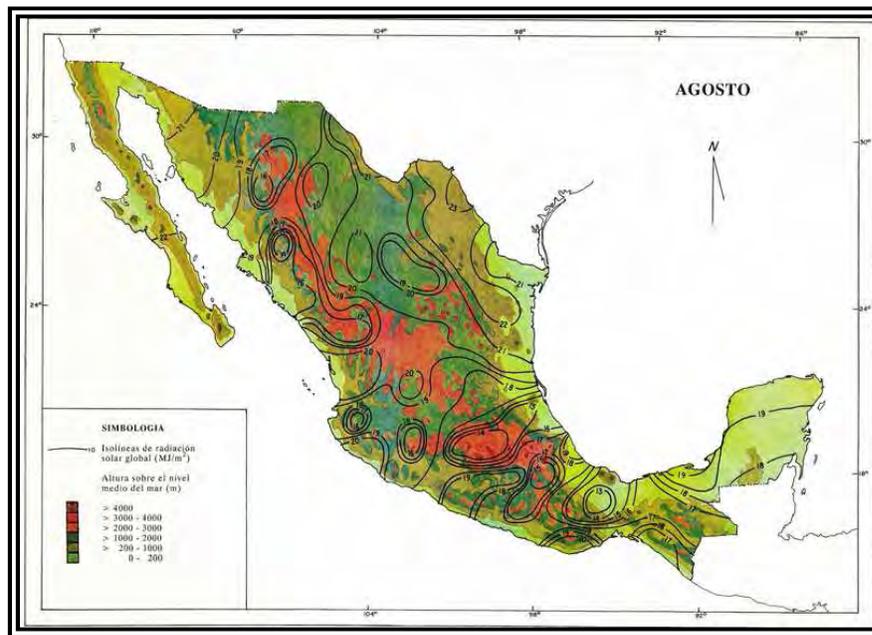


Figura 1.8 Muestra el mapa de radiación solar de la republica mexicana para el mes de agosto.

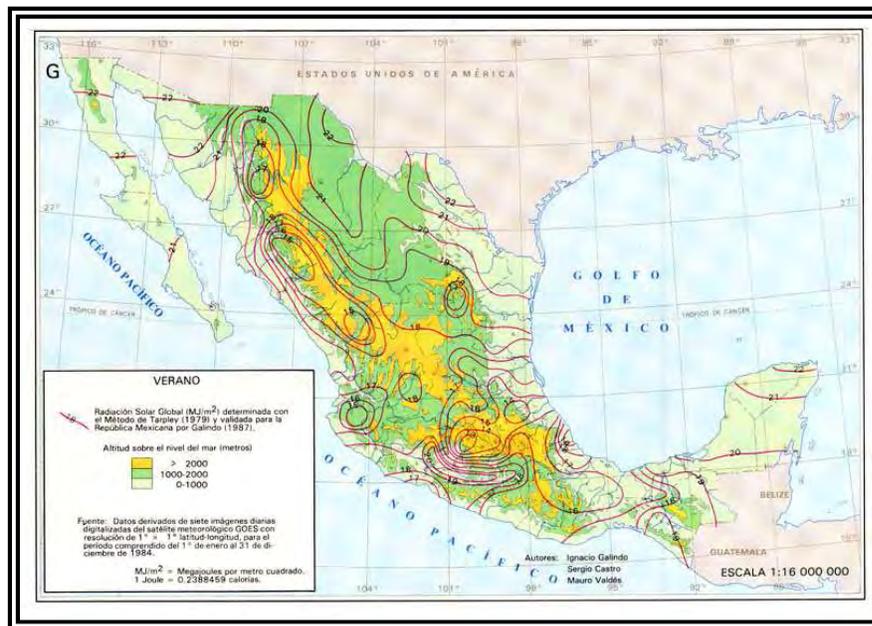


Figura 1.9 Muestra el mapa de radiación solar de la republica mexicana para el verano.

Por otra parte, se usan también imágenes satelitales para medir los niveles de radiación medios mensuales. Se hace una estimación de la radiación recibida en función de la fracción de cielo cubierto que es observado con un satélite. Esto es muy útil para calcular mapas de radiación de grandes extensiones; pero, para estimar valores medios mensuales, esta técnica solo se puede utilizar si se tiene un margen de error aceptable de entre el 10 al 20 %. [fuentes de información de datos de radiación solar]

Estrada-Cajigal y Rodríguez han desarrollado el sitio web <http://heliogis.com/geoviewer/site/>. Una herramienta accesible, y fácilmente aplicable. Ver Figura 1.10.

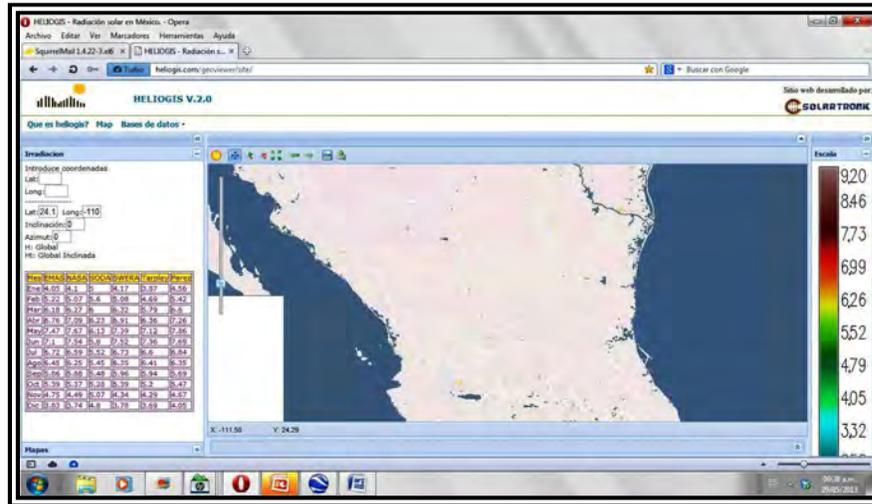


Figura 1.10 Muestra la página web del software Heliogis desarrollado por la empresa solartronic.

Donde las siglas de las fuentes de información son las siguientes:

EMAS: Estaciones meteorológicas automatizadas. Servicio meteorológico nacional (Mediciones).

NASA: National Aeronautics and Space Administration (Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio) Imágenes satelitales.

SODA: Solar radiation data (mediciones e imágenes satelitales).

SWERA: Solar and wind energy resource assessment (imágenes satelitales).

TARPLEY: Modelo estadístico evalúa la irradiación solar en la superficie terrestre empleando imágenes de satélite.

PEREZ: Modelo estadístico evalúa la irradiación solar en la superficie terrestre empleando imágenes de satélite.

Las siguientes figuras 1.11, 1.12, 1.13 y 1.14 muestran el recurso solar promedio diario mensual en diferentes localidades de la republica mexicana.

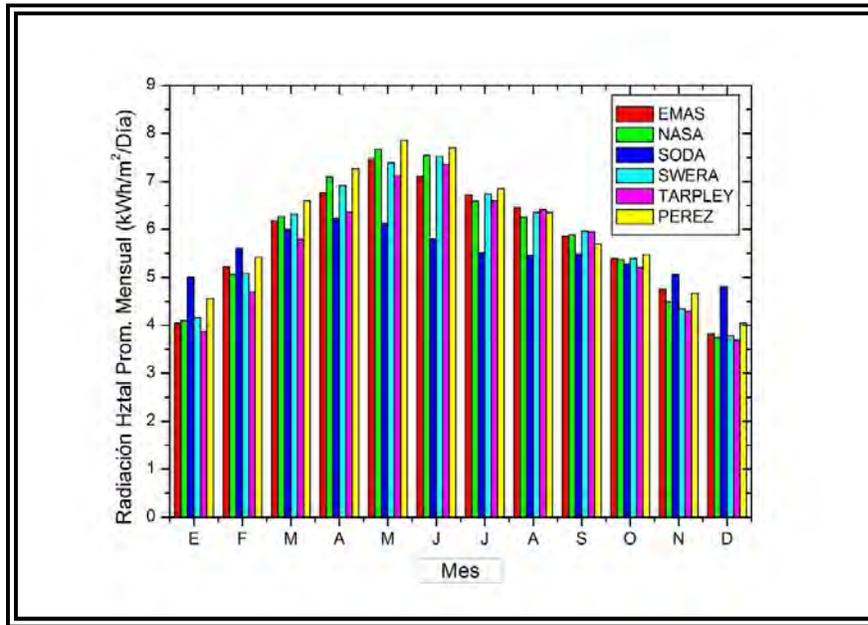


Figura 1.11 Comparación entre algunas de las fuentes que reportan datos de la radiación solar horizontal, para la localidad de La Paz, Baja California Sur; ubicada a 24.2° Latitud Norte y 110° Longitud Oeste.

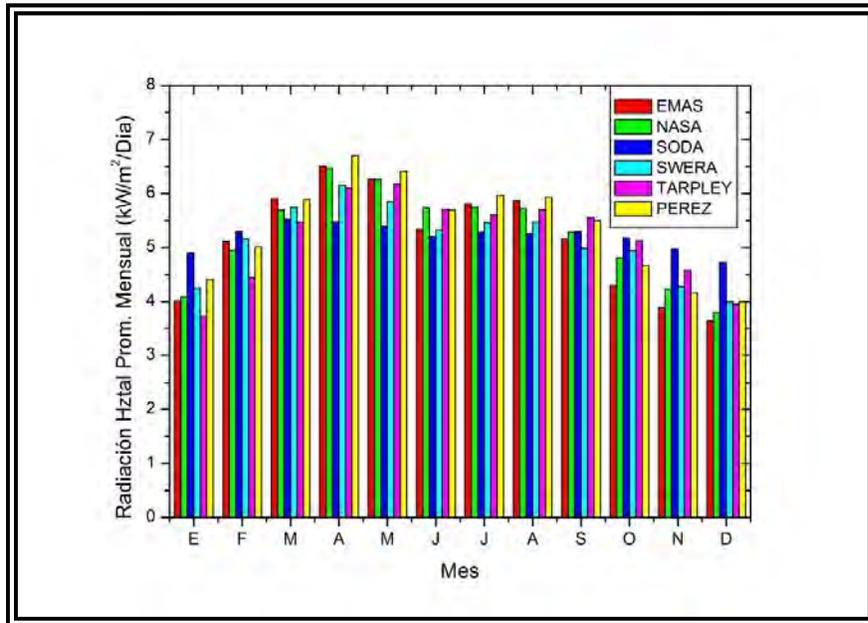


Figura 1.12 Comparación entre algunas de las fuentes que reportan datos de la radiación solar horizontal, para la localidad de Chetumal, Quintana Roo; ubicada a 18.5° Latitud Norte y 88.3° Longitud Oeste.

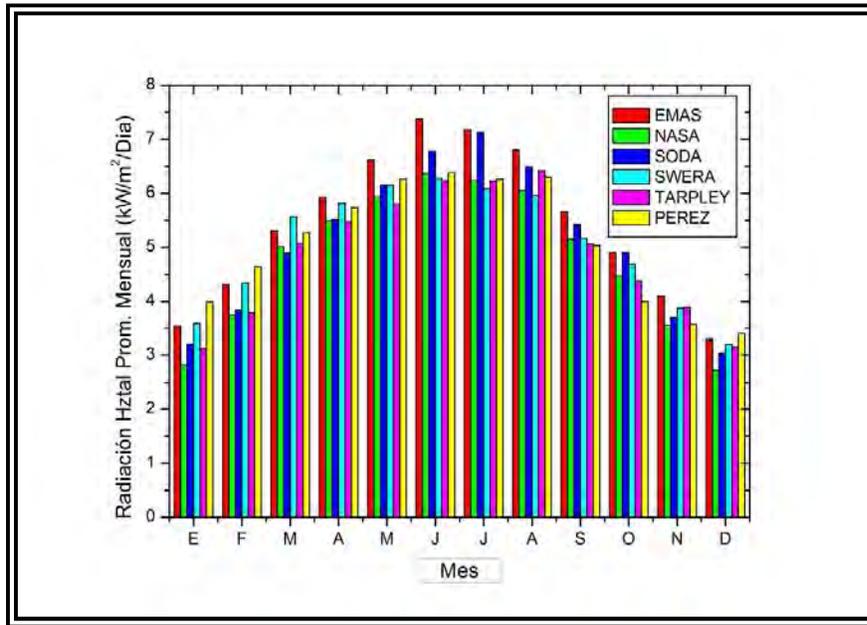


Figura 1.13 Comparación entre algunas de las fuentes que reportan datos de la radiación solar horizontal, para la localidad de Monterrey, Nuevo León; ubicada a 25.7° Latitud Norte y 100.3° Longitud Oeste.

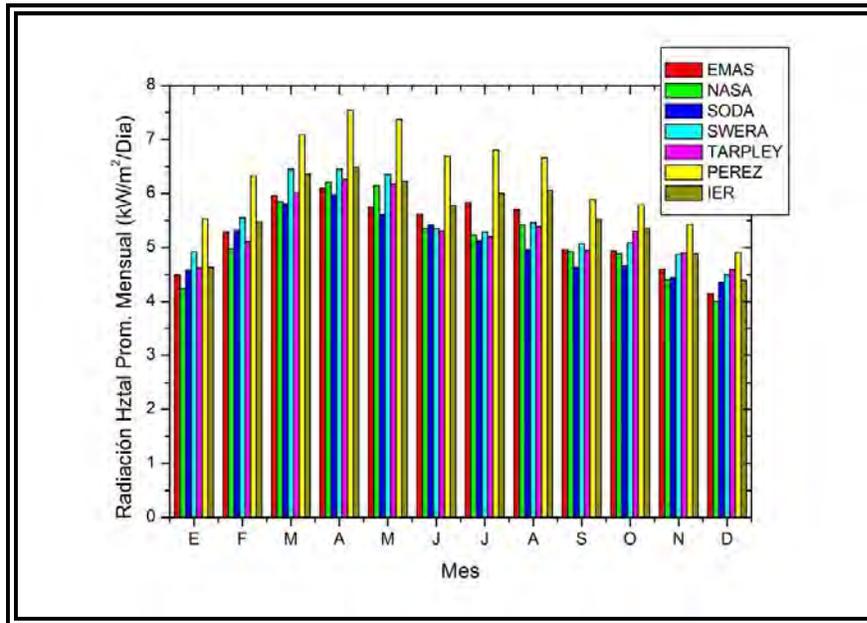


Figura 1.14 Comparación entre algunas de las fuentes que reportan datos de la radiación solar horizontal, para la localidad de Temixco, Morelos ubicada a 18.8° Latitud Norte y 99.2° Longitud Oeste.

De estas graficas se observa que no existe una fuente confiable del recurso solar en las diferentes localidades, ya que solo EMAS y SODA miden el recurso solar en el sitio y las restantes hacen uso de imágenes satelitales. Para el caso de Temixco, Morelos, se anexan los valores medidos por la estación meteorológica del IER-UNAM, he incluso en esta se notan discrepancias.

1.5.2 Cálculo de la radiación difusa y directa sobre una superficie horizontal a partir de los valores de radiación global

1.5.2.1 Valores medios mensuales

Este cálculo se realiza a partir de los valores medios mensuales de radiación global diaria sobre superficie horizontal.

El primer método fue propuesto por Liu y Jordan [2,3]. La relación que utilizaron es la siguiente:

$\frac{\bar{D}_d}{\bar{G}_d} = 1.39 - 4.027k_d + 5.531k_d^2 - 3.108k_d^3 \quad 0.3 < k_d < 0.7$	Ec. 1.28
---	----------

Donde k_d es el índice de claridad promedio mensual, que es la razón de la radiación promedio mensual (G_d) en una superficie horizontal y la radiación promedio mensual extraterrestre (G_0).

$k_d = \frac{\bar{G}_d}{\bar{G}_{0d}}$	Ec. 1.29
--	----------

Esta correlación sirve sólo para localidades similares climatológicamente a las de los datos usados por Liu y Jordan. No son por lo tanto universales. Otros autores como Page, Iqbal, Collares-Pereira y Rabl, etc., proponen otros métodos similares; aunque tampoco son universales.

$\bar{I}_d = \bar{G}_d - \bar{D}_d$	Ec. 1.30
-------------------------------------	----------

1.5.2.2 Valores diarios

La radiación difusa diaria incidente en una superficie está relacionada con la radiación global que incide en la misma. El índice de transparencia atmosférico diario (cociente entre radiación global y radiación extraterrestre diarias), es un indicador del índice de nubosidad o claridad del día, y por lo tanto un indicador de la cantidad de radiación difusa. Es posible predecir, con cierta aproximación, el valor de radiación difusa diaria. Las primeras correlaciones entre estas dos variables fueron propuestas por Liu y Jordan. Con estas se subestimaba la cantidad de difusa.

Collares-Pereira y Rabl propusieron la siguiente expresión analítica:

$\frac{D_d}{G_d} = 1.88 - 2.272k_g + 9.473k_g^2 - 21.865k_g^3 + 14.648k_g^4$	Ec. 1.31
--	----------

Donde k_g es el índice de transparencia diario, y se define como:

$k_g = \frac{G_d}{I_{0d}}$	Ec. 1.32
----------------------------	----------

La radiación directa, I_d , se obtiene como diferencia entre la radiación global, G_d , y la radiación difusa, D_d :

$I_d = G_d - D_d$	Ec. 1.33
-------------------	----------

1.5.2.3 Valores horarios

Como en el caso de radiación diaria, la radiación difusa horaria incidente en una superficie estará relacionada con la radiación global horaria, G_h . En este caso, las distintas correlaciones propuestas, utilizan el índice de transparencia atmosférico horario, k_h , que se define como el cociente entre la radiación global y la extraterrestre horarias.

Entre las correlaciones más utilizadas están las de Orgill y Hollands, Erbs y Col., y Spencer, que no tienen en cuenta el efecto de la altura solar, y las de Boes y Col., e Iqbal, que sí lo tienen en cuenta. La propuesta por Orgill y Hollands divide el cielo cubierto en tres tipos y propone según el valor del índice k_h , las expresiones:

$\frac{D_h}{G_h} = \begin{cases} 1.0 - 0.249k_h & 0 \leq k_h \leq 0.35 \\ 0.577 - 1.84k_h & 0.35 \leq k_h \leq 0.75 \\ 0.177 & k_h \geq 0.75 \end{cases}$	Ec. 1.34
---	----------

Donde:

$k_h = \frac{G_h}{I_{0h}}$	Ec. 1.35
----------------------------	----------

El valor obtenido para D_h no es normalmente muy exacto, ya que es muy difícil predecir el mismo sólo con el valor de radiación global. Lo mismo ocurre si se utiliza cualquiera de las otras correlaciones mencionadas.

La radiación directa se obtiene como diferencia entre la radiación global y la radiación difusa:

$I_h = G_h - D_h$	Ec. 1.36
-------------------	----------

1.5.3 Cálculo de la radiación global sobre una superficie inclinada

La radiación global, tanto diaria como horaria, sobre una superficie inclinada, se puede calcular como la suma de la radiación directa, la difusa procedente del cielo, y reflejada (albedo), que inciden sobre esa superficie. Tal como lo describe la siguiente ecuación:

$G_{d,\beta} = I_{d,\beta} + D_{d,\beta} + R_{d,\beta}$	Ec. 1.37
---	----------

Esta misma expresión se puede utilizar para calcular el valor medio mensual de la radiación global a partir de los valores medios mensuales de radiación directa, difusa, y reflejada sobre una superficie inclinada. Las expresiones para calcular cada una de estas componentes en valores medios mensuales son las mismas que se proponen aquí para valores diarios.

$I_{d,\beta} = I_d R_b$	Ec. 1.38
-------------------------	----------

$I_{h,\beta} = I_h r_b$	Ec. 1.39
-------------------------	----------

R_b y r_b son factores de conversión geométrica. Y para superficies orientadas al Ecuador estos factores se pueden calcular mediante las ecuaciones (1.40) y (1.41), respectivamente:

$R_b = \frac{\omega_s \text{Sen} \delta \text{Sen}(\phi - \beta) + \text{Cos} \delta \text{Cos}(\phi - \beta) \text{Sen} \omega_s}{\omega_s \text{Sen} \delta \text{Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{Cos} \phi \text{Sen} \omega_s}$	Ec. 1.40
---	----------

$r_b = \frac{\text{Sen} \delta \text{Sen}(\phi - \beta) + \text{Cos} \delta \text{Cos}(\phi - \beta) \text{Cos} \omega}{\text{Sen} \delta \text{Sen} \phi + \text{Cos} \delta \text{Cos} \phi \text{Cos} \omega}$	Ec. 1.41
---	----------

La radiación reflejada en una superficie se puede calcular suponiendo una reflexión isotrópica o anisotrópica. Según el primer supuesto la cantidad de radiación diaria reflejada por la tierra, tanto diaria como horaria, que incide en una superficie inclinada, se puede calcular según las ecuaciones (1.42) y (1.43), respectivamente.

$R_{d,\beta} = \frac{1}{2} G_d \rho (1 - \text{Cos} \beta)$	Ec. 1.42
---	----------

$R_{d,\beta} = \frac{1}{2} G_h \rho (1 - \text{Cos} \beta)$	Ec. 1.43
---	----------

Donde ρ es el albedo de la superficie reflectora. Y un valor promedio para un pasto verde es de 0.2.

Por último, la radiación difusa procedente del cielo se puede calcular utilizando el modelo anisotrópico de Hay. Según Hay, la radiación difusa que incide en una superficie tiene una componente circumsolar, la que llega directamente en la dirección del sol, y una componente difusa procedente del resto del cielo. Estas dos componentes dependen de la relación entre

radiación directa incidente en una superficie y la radiación extraterrestre. Las expresiones que propone Hay para el cálculo de la radiación difusa, tanto diaria como horaria, están dadas por las ecuaciones (1.44) y (1.45), respectivamente.

$$D_{d,\beta} = D_d \left(G_d - D_d \right) \frac{R_b}{I_{o,d}} + \frac{1}{2} (1 + \cos\beta) \left(1 - \frac{G_d - D_d}{I_{o,d}} \right) \quad \text{Ec. 1.44}$$

$$D_{h,\beta} = D_h \left(G_h - D_h \right) \frac{r_b}{I_{o,h}} + \frac{1}{2} (1 + \cos\beta) \left(1 - \frac{G_h - D_h}{I_{o,h}} \right) \quad \text{Ec. 1.45}$$

La radiación global incidente, tanto diaria como horaria, en una superficie inclinada, se puede calcular como la suma de las tres componentes: radiación directa, reflejada, y difusa.

En las figuras 1.15 y 1.16 muestran las graficas del comportamiento de la irradiancia para una superficie inclinada a la latitud del sitio (18.8°), evaluada en la localidad de Temixco, Morelos, para los días 21 de marzo y diciembre y los valores reportados por el software SunPlot3D. Los datos de irradiancia fueron calculados a partir de una base de datos desarrollada como parte de este trabajo de tesis.

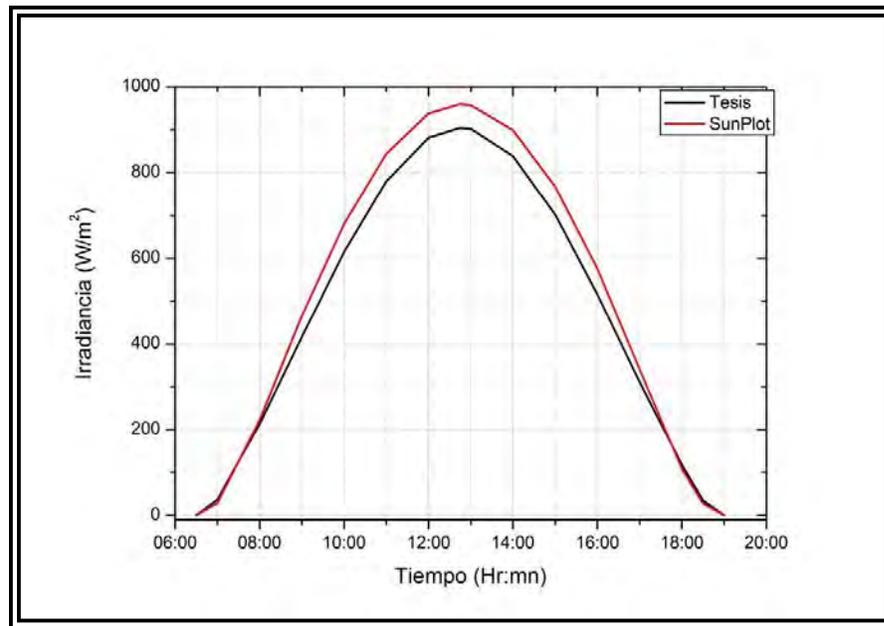


Figura 1.15 Grafica del comportamiento de la irradiancia solar para una superficie inclinada a 18.8° en la localidad de Temixco, Morelos, para el día 21 de Marzo.

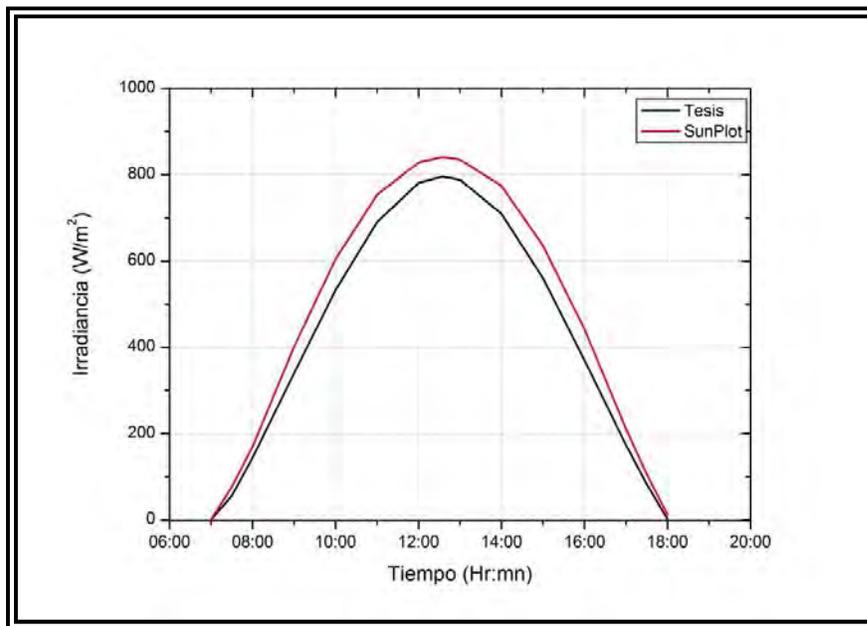


Figura 1.15 Grafica del comportamiento de la irradiancia solar para una superficie inclinada a 18.8° en la localidad de Temixco, Morelos, para el día 21 de Marzo.

CAPITULO II. TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS

2.1 INTRODUCCIÓN

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el *efecto fotovoltaico*. La celda solar es, sin duda, el dispositivo fotovoltaico más importante para la conversión directa de la energía solar en energía eléctrica. En el momento actual, las aplicaciones terrestres de la celda solar para la generación fotovoltaica de la energía eléctrica están mereciendo una atención creciente, no sólo de investigación y desarrollo, sino también de utilización en numerosas aplicaciones. El objetivo de estos esfuerzos es conseguir sistemas fotovoltaicos de conversión de bajo costo, de tal manera que se pueda contribuir, de modo económicamente competitivo, a la necesidad actual de obtención de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

2.2 CELDAS SOLARES

Cuando la luz del sol incide sobre ciertos materiales llamados semiconductores, los fotones que la constituyen son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos. Por cada enlace roto queda un electrón libre para circular dentro del sólido. La falta del electrón en el enlace roto, se llama hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro, debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan, en muchos aspectos, como partículas con carga positiva igual a la del electrón.

El movimiento de los electrones y huecos en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por el circuito externo y liberar en él energía cedida por los fotones al crear los pares electrón-hueco. Para separar los electrones de los huecos e impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico (diferencia de potencial), que hace que ambos circulen en direcciones opuestas, dando lugar a una corriente en el sentido del citado campo eléctrico.

2.2.1 Estructura de las celdas solares

En las celdas solares convencionales este campo eléctrico se consigue en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor sea el Silicio, una de las regiones llamada de tipo N, ha sido impurificada con Fósforo, que tiene cinco electrones de valencia, uno más que el silicio, y es una región con una concentración de electrones mucho mayor que la de huecos. La otra, llamada de tipo P, ha sido impurificada con Boro, que tiene tres electrones de valencia, uno menos que el silicio, y es una región con una concentración de huecos mayores que la de electrones. Las grandes diferencias de concentraciones de electrones y huecos entre ambas regiones crean, para mantenerse, un campo eléctrico dirigido de la región N a la región P, que es el responsable, también de separar los electrones y huecos extras que se producen cuando la celda está iluminada.

- Prácticamente todas las celdas solares disponibles en la actualidad están constituidas por una unión P-N, la unión se consigue difundiendo una capa de Fósforo en una oblea de Silicio que originalmente está impurificada con Boro. La unión es muy superficial, con valores típicos de ancho de la capa difundida (región N) de 0.2- 0.5 μm .

El contacto eléctrico sobre la cara iluminada, que será la cara difundida, ha de hacerse de tal forma que se deje al descubierto la mayor parte de su superficie, a fin de que penetre la luz en el semiconductor, pero proporcionando, a la vez, una baja resistencia eléctrica. La solución de compromiso que suele adoptarse consiste en utilizar contactos en forma de peine, como lo muestra la figura 2.1. Por el contrario, el contacto eléctrico sobre la cara no iluminada cubre toda el área.

Habitualmente la cara iluminada se cubre también con una capa de material antirreflejante para aumentar el porcentaje de la energía solar absorbida por la celda.

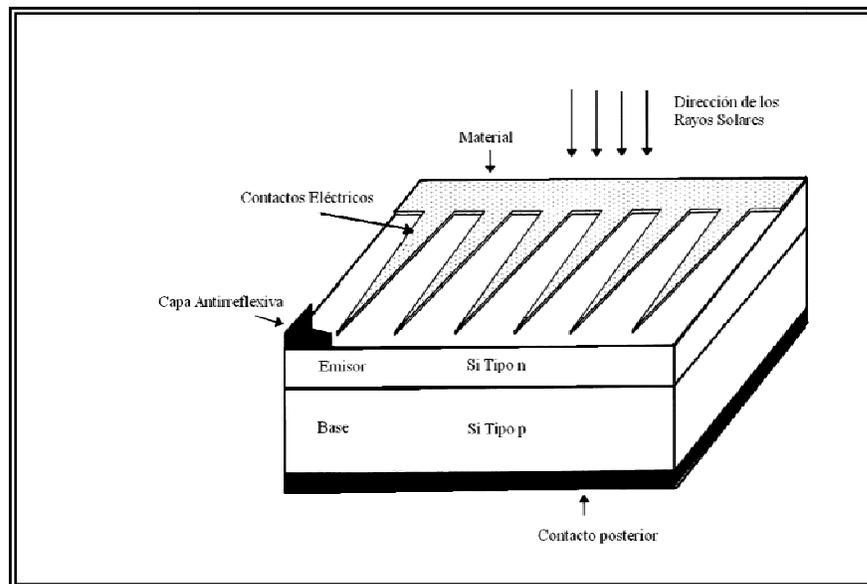


Figura 2.1 Estructura de una celda solar de Silicio Convencional.

2.2.2 Principio de funcionamiento de las celdas solares

Si se ilumina una celda solar que se encuentra conectada a una carga externa, como se indica en la figura 2.2, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al circuito exterior por la terminal positiva y vuelve a la celda por la negativa. En estas condiciones de funcionamiento la celda se comporta como un generador de energía y presenta el máximo interés desde nuestro punto de vista. Los fenómenos que tienen lugar en el interior del dispositivo pueden describirse de la siguiente forma:

- Los fotones que inciden sobre una celda con energía igual o mayor que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente.

- El campo eléctrico, o la diferencia de potencial, producida por la unión P-N es la causa de la separación y colección de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo y, por tanto, la causa de la circulación de la corriente por la diferencia de potencial externo, suministrando así la energía a la carga.
- La presencia del voltaje en las terminales del dispositivo produce, como en cualquier dispositivo de unión P-N, fenómenos de inyección y recombinación de pares electrón-hueco, que en la celda solar actúan como pérdidas por recombinación y que son dependientes del mencionado voltaje.

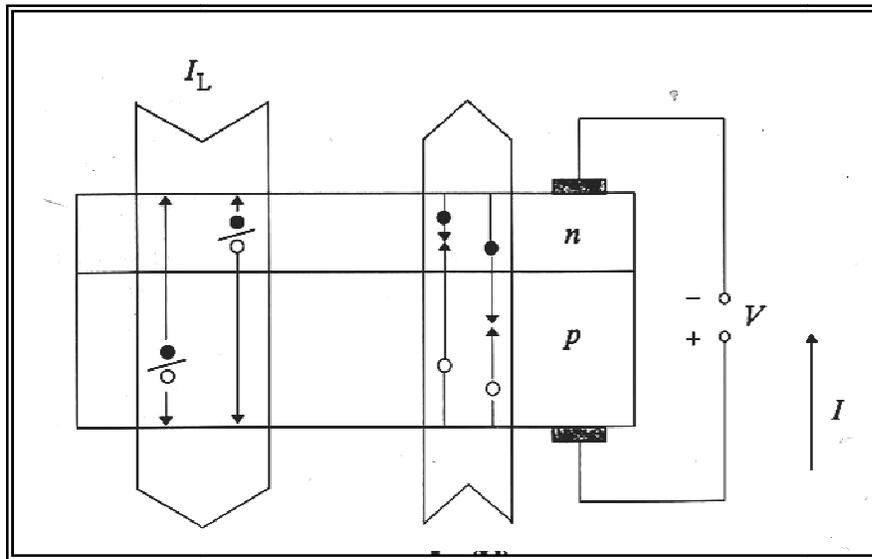


Figura 2.2 Componentes internas de corriente en una celda solar.

En resumen, la corriente entregada a una carga por un diodo semiconductor iluminado, es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen:

1. La corriente fotogenerada o *fotocorriente*, I_L , debida a la generación de portadores que produce la iluminación.
2. La corriente del diodo o corriente de oscuridad, I_D , debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

Admitiendo que la celda responde linealmente a estas excitaciones de iluminación y voltaje (hipótesis cierta en gran número de celdas prácticas), la corriente neta que circula por el exterior vendrá dada por la suma algebraica de las dos componentes anteriores. Tomando como positivas las corrientes de generación:

$$I = I_L - I_D (V)$$

Ec. 2.1

2.3. FOTOGENERACIÓN DE CORRIENTE

2.3.1 Absorción de luz y generación de cargas

La celda solar está constituida básicamente por un material semiconductor, con ancho de banda prohibida E_G y un espesor total W . La energía de los fotones irradiados sobre este semiconductor puede ser absorbida por los electrones de la banda de valencia y viajar a la banda de conducción, produciéndose de esta manera una generación de portadores de corriente como resultado del proceso de absorción de fotones. Por desgracia, no todos los fotones incidentes son absorbidos, y por lo tanto no contribuyen a la generación de portadores, debido a las siguientes causas:

- Los fotones con energía inferior a E_G atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos (el coeficiente de absorción es cero), como se desprende de las gráficas del coeficiente de absorción óptica para el silicio (Si), germanio (Ge) y arsenuro de galio (GaAs), que se muestran en la figura 2.3. Las pérdidas debidas a este proceso las denominaremos “pérdidas de no absorción”.
- Debido al valor finito del coeficiente de absorción $\alpha(E)$ y de la anchura del semiconductor W , una parte de los fotones de energía mayor que E_G , pueden atravesar también el dispositivo sin ser absorbidos. Es decir, la transmitancia $T(E,W)$ es siempre mayor que cero, dando origen a las “pérdidas de transmisión”.
- Una parte de los fotones de todas las energías se refleja en la superficie de incidencia de la radiación debido a la diferencia de índices de refracción, que producen una reflectancia $R(E,W)$ mayor que cero y originando las “pérdidas de reflexión”.

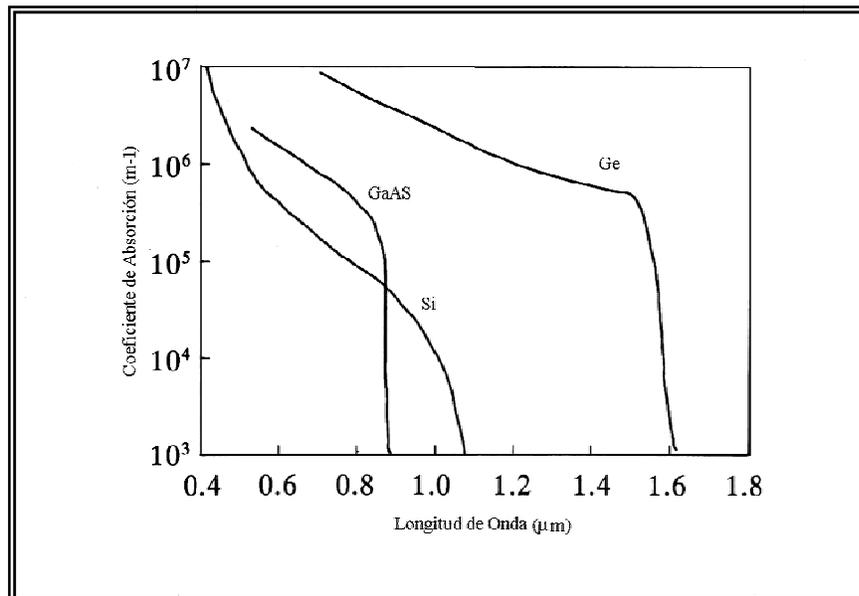


Figura 2.3 Coeficientes de absorción óptica para: Si, Ge y GaAs.

En la práctica, solamente se crea un par electrón-hueco por cada fotón absorbido, independientemente del valor de su energía. En esta hipótesis, el número de pares fotogenerados coinciden con el de fotones absorbidos y si denotamos con $A(E,W)$ la absorptancia espectral, la corriente fotogenerada se calcula resolviendo la siguiente integral:

$I_L = eA_c \int_{E_G}^{\infty} S(E)A(E,W)dE \equiv eA_c \int_{E_G}^{\infty} S(E)[1 - R(E,W) - T(E,W)]dE$	Ec. 2.2
---	---------

Siendo $S(E)$ el número de fotones de energía E incidentes sobre la celda por unidad de superficie y de tiempo y A_c el área de la celda iluminada.

Las pérdidas de no absorción son inevitables y dependen únicamente de las propiedades del semiconductor. Las pérdidas de reflexión y transmisión, por el contrario se pueden reducir a cero, utilizando capas antirreflejantes y diseños de dispositivos adecuados. Por consiguiente la máxima fotocorriente que podría esperarse de una celda solar se obtendría eliminando estas dos últimas pérdidas (es decir, consiguiendo que $A(E,W)=1$) y viene dada por la integral:

$I_L \leq eA_c \int_{E_G}^{\infty} S(E)dE$	Ec. 2.3
--	---------

Y depende únicamente del ancho de la banda prohibida del semiconductor y del espectro solar, como se muestra en la figura 2.4. De esta figura se observa también, que la corriente disminuye al aumentar E_G para dos de los semiconductores más importantes, Si y GaAs. Se puede observar también los valores correspondientes a diferentes espectros de iluminación para estos semiconductores.

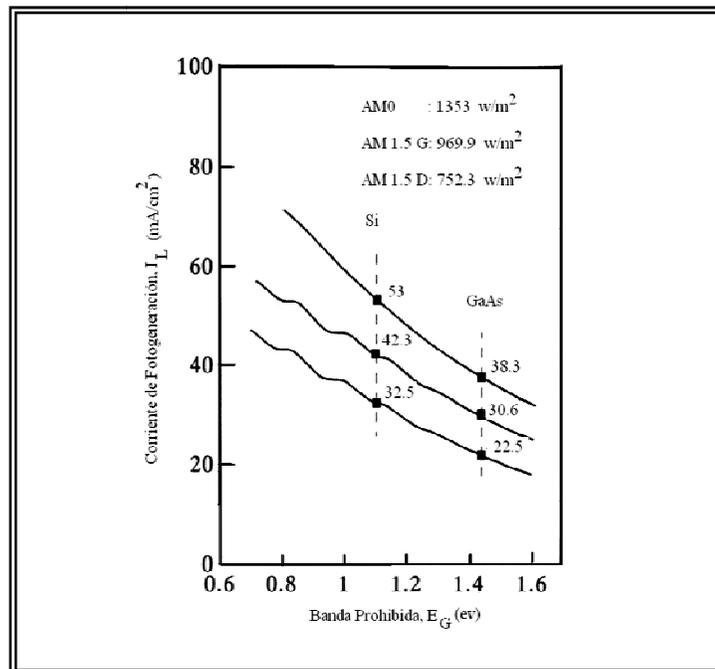


Figura 2.4 Corriente máxima que puede generar una celda solar en función de la brecha de energía del semiconductor, y el espectro solar.

2.3.2 Colección de corriente

No todos los portadores fotogenerados pueden incorporarse a la corriente externa y ser utilizados en la generación de energía. Esto es así porque, incluso sin que se aplique ningún voltaje externo al dispositivo (operación en condiciones de corto circuito), una pequeña parte de los portadores fotogenerados se recombinan, debido a que la mayoría de estos portadores se generan lejos de la zona del campo eléctrico intenso, y deben circular hacia ella antes de ser separados y colectados por la unión. La fracción de los portadores que es recogida recibe el nombre de rendimiento o eficiencia de colección, $\eta_{col}(E)$ y dependen de las propiedades eléctricas y ópticas del material y de la estructura del dispositivo. La fotocorriente debe calcularse, por tanto, como:

$I_L = eA_C \int_{E_G}^{\infty} S(E)A(E)\eta_{Col}(E)dE$	Ec. 2.4
--	---------

La eficiencia de colección depende de la región del dispositivo que se considere. Los electrones y los huecos generados en la zona de carga espacial (ZCE), o zona de transición, son separados y arrastrados por el campo eléctrico intenso de esta zona, para ser inyectados en las zonas casi-neutras de tipo P y N; respectivamente. Se trata de una inyección de mayoritarios que se distribuirán en dichas zonas y avanzarán hacia los contactos por arrastre fundamentalmente. La componente de la corriente fotogenerada originada en esta región de transición es la designada por I_{LT} .

En las zonas casi-neutras los campos eléctricos son muy pequeños y el transporte de portadores minoritarios se rige por fenómenos de difusión, fundamentalmente. Los portadores generados en estas zonas se difunden hacia la ZCE y hacia los contactos y superficies. En la zona N por ejemplo, los electrones son repelidos por el campo eléctrico de la ZCE (barrera de potencial) y no pueden atravesar dicha zona, pero si pueden circular, como mayoritarios que son, hacia el contacto y superficies. Por el contrario, la mayor parte de los huecos se difunden hacia el borde de la ZCE y son colectados y arrastrados por el campo eléctrico e inyectados en la zona P en la que son mayoritarios y en la que se distribuirán y avanzarán por arrastre. El campo (barrera de potencial) de la unión actúa de nuevo como separador de ambos tipos de portadores, originándose otra componente de fotocorriente, I_{LE} . Una explicación totalmente similar puede darse, naturalmente, para los huecos y electrones generados en la zona neutra tipo P, que dan lugar a la componente de fotocorriente.

Lo que es importante señalar es que los fenómenos de transporte y extracción de corriente están determinados por parámetros (movilidades, coeficientes de difusión) finitos y, por consiguiente, no todos los portadores fotogenerados son separados por el campo de la unión y colectados para incorporarse a la fotocorriente. Una parte de ellos, que en un correcto diseño debe procurar minimizar, vuelven a recombinarse en el propio volumen y en las superficies del dispositivo, generando calor y resultando inútiles para la generación de corriente y de energía. Dicho de otro modo, la eficiencia de colección en las zonas neutras (y consecuentemente la de todo el dispositivo) es inferior a la unidad.

2.4 CORRIENTE EN OSCURIDAD

El voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga produce una polarización de la celda solar que da lugar a las corrientes habituales de un diodo de unión PN, aún en ausencia de cualquier tipo de iluminación (celda en oscuridad).

Un voltaje V de polarización directa (lado P positivo respecto al N), produce una inyección de portadores minoritarios a ambos lados de la ZCE, como consecuencia de la disminución de la barrera de potencial de la unión. Los electrones del lado N se inyectan en el lado P, donde son minoritarios y donde avanzan por difusión, fundamentalmente, y desaparecen por recombinación con los electrones, en el volumen o superficie de la región P. Esta circulación de portadores se ilustra en la figura 2.5 y constituye una de las componentes de corriente $I_{DB}(V)$. De forma análoga se originan las componentes de corriente $I_{DE}(V)$, debida a la recombinación de los huecos inyectados en el emisor, e $I_{DT}(V)$, debida a la recombinación de los electrones y los huecos inyectados en la ZCE.

Si la tensión es de polarización inversa se produce, entonces, una disminución de la concentración de portadores minoritarios en ambos lados de la ZCE, como consecuencia del aumento de la barrera de potencial en la unión, dando lugar a una generación térmica de pares electrón-hueco, que son extraídos por el campo de la unión, de forma análoga a los portadores generados por la luz en el caso de la fotocorriente. Las corrientes de polarización inversa las denominaremos I_{EO} , I_{BO} e I_{TO} y circularán por el circuito externo de P a N. Estas corrientes se sumarán a la fotocorriente cuando existan, pero sus valores son muy pequeños, en comparación y generalmente pueden despreciarse.

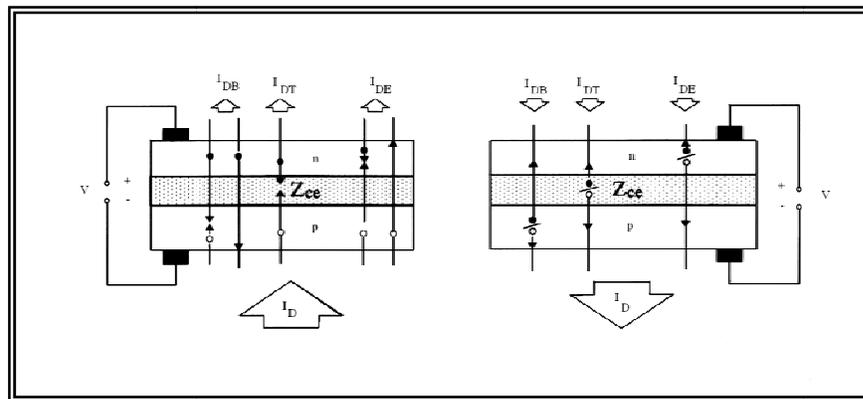


Figura 2.5 Componentes internas de corriente en polarización directa e inversa.

Las componentes de corriente de las zonas neutras están dominadas por el fenómeno de difusión de los minoritarios y siguen una dependencia exponencial con la tensión de polarización conocida como ecuación de Schockley del diodo ideal:

$$I_{DT}(V) + I_{DB}(V) = (I_{EO} + I_{BO}) \left[\exp \frac{eV}{K_B T} - 1 \right] \equiv I_{01} \left[\exp \frac{eV}{K_B T} - 1 \right] \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde K_B es la constante de Boltzman y T es la temperatura absoluta.

La componente de generación/recombinación en la ZCE presenta también una dependencia exponencial, aunque algo distinta de la anterior:

$I_{DT}(E) = I_{T0} \left[\exp \frac{eV}{2K_B T} - 1 \right] \equiv I_{02} \left[\exp \frac{eV}{2K_B T} - 1 \right]$	Ec. 2.6
--	---------

Los valores típicos de I_{01} e I_{02} , para celdas de silicio monocristalino a temperatura ambiente son $I_{01} \approx 10^{-12}$ A cm^{-2} e $I_{02} \approx 10^{-7}$ - 10^{-8} A cm^{-2} . Con estos valores es fácil comprobar que la componente de recombinación en la ZCE domina a voltajes bajos (≤ 0.4 V), mientras que la difusión domina en el rango de voltajes más altos, que corresponden normalmente con el rango práctico de utilización de las celdas, sobre todo en el caso de las celdas de concentración. Por eso, a veces se considera únicamente la corriente de difusión como una buena aproximación, o bien se considera una corriente de diodo dada por una sola exponencial del tipo:

$I_D(V) = I_0 \left[\exp \frac{eV}{AK_B T} - 1 \right]$	Ec. 2.7
--	---------

Con $1 < A < 2$.

Siendo representativa la suma de las ecuaciones anteriores. En el rango de voltajes bajos, $A \rightarrow 2$ e $I_0 \rightarrow I_{02}$ y para valores altos de la tensión, $A \rightarrow 1$ e $I_0 \rightarrow I_{01}$. En el rango de transición entre un comportamiento dominado por la recombinación en ZCE a uno dominado por difusión en zonas neutras, I_0 y A son variables con V y carecen de sentido físico.

El análisis efectuado hasta aquí no explica las características observadas en muchas celdas que representan valores de $A > 2$ en los rangos de voltajes bajos. Aparte de fugas de corriente que pueden ser modeladas como una resistencia paralelo, se han sugerido diferentes causas de estos comportamientos como efecto túnel, fugas por canales superficiales, etc. Pero para la mayoría de los casos prácticos un modelo de una sola exponencial como en la ecuación anterior es suficiente.

2.5 CIRCUITO EQUIVALENTE Y ECUACIÓN I-V DE LA CELDA SOLAR

De acuerdo con la ecuación 2.1, la corriente eléctrica suministrada por una celda solar a una carga viene dada por la diferencia entre la fotocorriente I_L y la corriente de recombinación o del diodo, $I_D(V)$, debida a la polarización producida por la tensión generada. Considerando, para simplificar, que la corriente del diodo puede expresarse mediante el modelo de una sola exponencial, la ecuación característica del dispositivo es:

$I = I_L - I_0 \left[\exp \frac{eV}{AK_B T} - 1 \right]$	Ec. 2.8
---	---------

La ecuación anterior describe el comportamiento de una celda solar. En la práctica suele ser muy conveniente, sin embargo, describir este mismo comportamiento en términos de elemento de circuito. Esta alternativa resulta especialmente útil cuando se trata de estudiar el comportamiento de muchas celdas interconectadas en serie y en paralelo, como ocurre en un módulo fotovoltaico.

Hasta ahora se ha considerado a la celda como un dispositivo ideal, pero como es un generador de potencia eléctrica, podemos clasificarlo en fuentes de corriente y fuentes de tensión.

Para representar físicamente a estas fuentes, recordemos que a una fuente de tensión se le conecta siempre una resistencia en serie (existiendo una caída de tensión a través de la resistencia interna) y a la fuente de corriente una resistencia en paralelo (con una caída de corriente de fuga). Como se muestra en la figura 2.6.

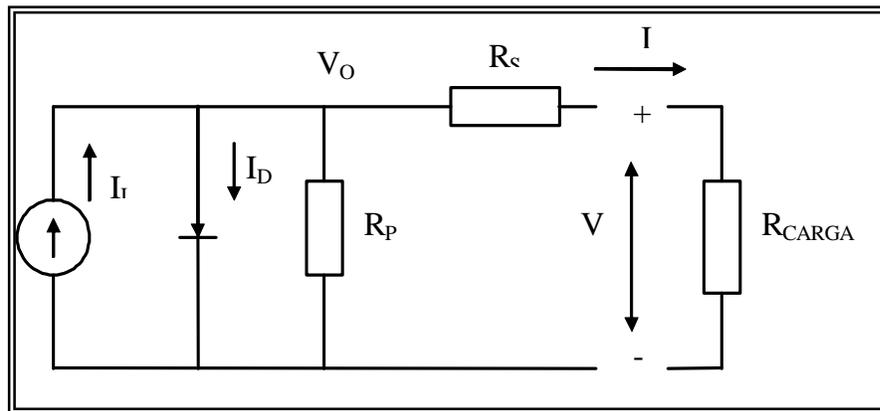


Figura 2.6 Circuito equivalente de una celda solar.

La ecuación de operación de la característica corriente-voltaje ($I = f(v)$), deducida del circuito equivalente a partir de la 1^{era} ley de KIRCHOFF o de las corrientes, la cual enuncia “La suma algebraica de las corrientes que inciden en un nodo es igual a cero en todo instante”:

$I = I_L - I_D - I_{RP}$	Ec. 2.9
--------------------------	---------

Donde:

$I_{RP} = \frac{V_0}{R_p}$	Ec. 2.10
----------------------------	----------

Del circuito equivalente se deduce

$V_0 = V + IR_s$	Ec. 2.11
------------------	----------

Sustituyendo la ecuación (2.11) en la ecuación (2.7) obtenemos:

$I_D = I_o \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{AK_B T} \right) - 1 \right)$	Ec. 2.12
---	----------

Sustituyendo las ecuaciones (2.10), (2.11) y (2.12) en la ecuación (2.9), tenemos:

$I = I_L - I_o \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{AK_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}$	Ec. 2.13
--	----------

Donde:

I_L (A) es la fotocorriente.

I_o (A) es la corriente de saturación.

A es el factor de idealidad.

q (C) es la carga del electrón,

K_B (JK^{-1}) es la constante de los gases de Boltzmann.

T (K) es la temperatura de la unión de la celda.

R_s (Ω) es la resistencia en serie.

R_p (Ω) es la resistencia en paralelo.

La figura 2.7, muestra el comportamiento de cada una de las corrientes que forman la ecuación de corriente de la celda solar, asumiendo los valores ideales para $R_s = 0$ y $R_p = \infty$.

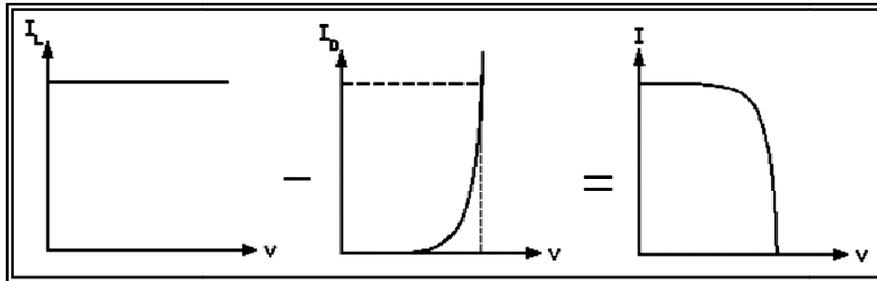


Figura 2.7 Corrientes que forman la curva I-V de la celda solar.

2.6 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA CELDA SOLAR

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: La corriente de corto circuito I_{SC} , el voltaje a circuito abierto V_{OC} , y la potencia máxima (ver figura 2.8).

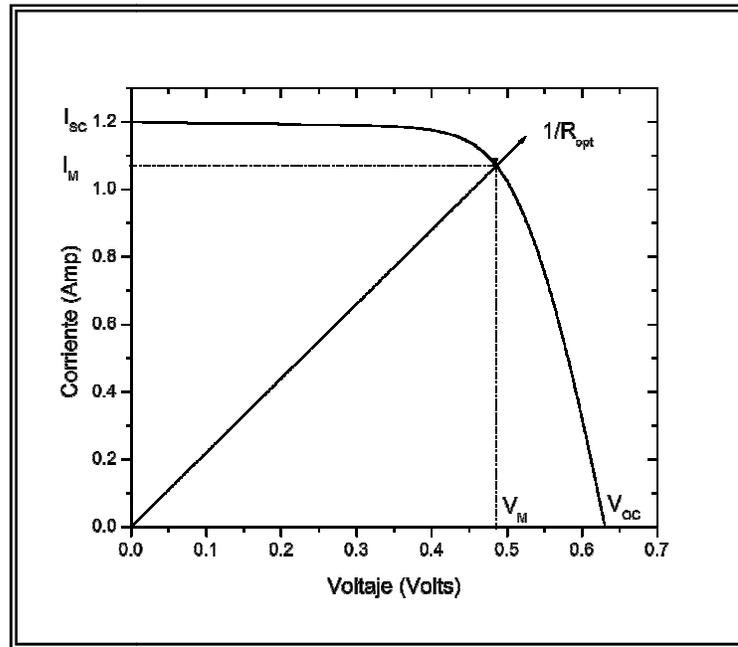


Figura 2.8 Curva I-V característica de una celda solar.

2.6.1 Corriente de corto circuito

El punto donde la curva corta al eje vertical (eje de corriente), define la máxima corriente que genera la celda en términos del área de la misma y se le conoce como corriente a corto circuito I_{SC} (ver figura 2.8). Y esta se presenta si y solo si $V = 0$, sustituyendo esta condición en la Ec 2.13 tenemos:

$$I_{SC} = I_L - I_0 \left[\exp\left(\frac{qR_s I_{SC}}{AKT}\right) - 1 \right] - \frac{I_{SC} R_s}{R_p} \quad \text{Ec. 2.14}$$

A niveles normales de irradiancia (no concentración), la resistencia serie afecta negativamente a la corriente de corto circuito. La corriente de corto circuito puede ser considerada equivalente a la fotocorriente I_L , y ésta a su vez es proporcional a la irradiancia E (Wm^{-2}).

$$I_{SC} = I_L = kE \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde k es una constante.

2.6.2 Voltaje a circuito abierto

El punto por donde la curva corta al eje horizontal (eje de voltaje), define el máximo voltaje que puede generar la celda solar, se conoce con el nombre de Voltaje a circuito abierto V_{OC} (ver figura 2.8). Y esta se presenta si y solo si $I = 0$, $R_s \ll R_p$, sustituyendo esta condición en la Ec 2.13 tenemos:

$V_{OC} = \frac{AK_B T}{q} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$	Ec. 2.16
--	----------

El voltaje a circuito abierto V_{OC} corresponde a la caída de voltaje de la unión PN cuando ésta es atravesada por la fotocorriente I_L .

El voltaje a circuito abierto se incrementa logarítmicamente con el incremento de los niveles de irradiancia, y decrece linealmente con el incremento de la temperatura de la unión.

2.6.3 Potencia máxima

Como se indico en apartados anteriores, la región comprendida entre I_{SC} y V_{OC} corresponde a la operación de una celda como un generador.

Si la energía es suministrada a una carga resistiva, como lo muestra la figura 2.8. La potencia suministrada a la resistencia está dada por el producto $P = I \cdot V$. Donde existe un punto de operación (I_M , V_M), en el cuál la potencia disipada en la carga es máxima. Este punto es llamado punto de Máxima Potencia. El valor de I_M y V_M pueden ser obtenidos de la condición de máxima potencia:

$\frac{dP}{dV} = 0 \quad \text{ó} \quad 0 = \frac{d}{dV} (IV)_M = I_M \frac{dV}{dV} + V_M \frac{dI}{dV}$	Ec. 2.17
--	----------

2.7 RESISTENCIA SERIE Y PARALELO

En una celda solar existen efectos “extrínsecos”, que afectan el comportamiento externo de la misma, y de los cuales podemos considerar al menos dos: los de resistencia serie (R_s) y los de fugas de corriente proporcionales a la tensión, que suelen caracterizarse por una resistencia paralelo (R_p): Ambos efectos tienen un carácter distribuido en el dispositivo y no siempre pueden representarse por un parámetro del tipo resistencia de valor constante. No obstante, desde un punto de vista práctico y funcional, la representación de ambos efectos por resistencias concentradas es una solución muy aceptable y extremadamente útil.

La R_p tiene una mayor influencia en la región de bajas tensiones, en la que la corriente que circula por el diodo del circuito equivalente es muy pequeña. El origen de esta resistencia puede deberse a: fugas de corriente por la superficie de los bordes de la celda, a picos de difusión a lo largo de dislocaciones o fronteras de grano (cuando existan), a pequeños cortocircuitos metálicos, etc. Pero, aunque su origen y su estudio riguroso sea complejo, en general, en muchos casos de

interés práctico como en el de las celdas de silicio monocristalino actuales, el efecto de R_p no tiene importancia en el funcionamiento normal.

No ocurre lo mismo con la resistencia serie, que debe su origen a: la resistencia de los contactos metálicos con el semiconductor, a la resistencia ofrecida por las propias capas semiconductoras (algunas de ellas recorrida lateralmente por las corrientes), y a las resistencias de los contactos metálicos que constituyen la malla de metalización frontal.

Los efectos de R_p y R_s sobre el comportamiento extrínseco de la celda están ilustrados en las figuras 2.9 y 2.10, respectivamente. De las figuras podemos afirmar que el efecto de la resistencia paralelo, cuando es suficientemente pequeña, es el de reducir la tensión a circuito abierto y el factor de forma, sin afectar a la corriente de cortocircuito.

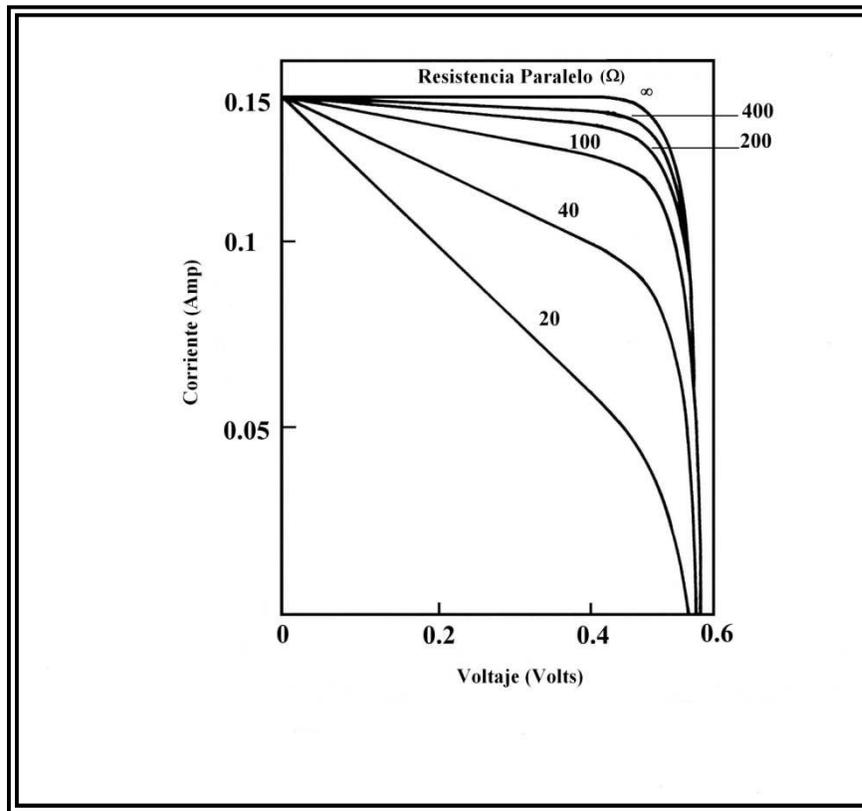


Figura 2.9 Efecto de la resistencia paralelo en la característica I-V de una celda solar.

Una alta resistencia serie, por el contrario, reduce la corriente de cortocircuito y el factor de forma, sin afectar el voltaje a circuito abierto. En corto circuito, aún cuando el voltaje es cero; la unión se encuentra polarizada por un voltaje de valor $I_{SC}R_s$, producida por la circulación de la corriente a través de R_s ; polarización que da lugar a una corriente de diodo que se opone a I_{SC} . El efecto sobre I_{SC} no es, sin embargo muy significativo, ya que R_s se ha conseguido limitar mediante un diseño adecuado a un valor muy bajo. No sucede lo mismo con su efecto sobre la degradación del factor de forma, que suele ser muy importante y determinante de un bajo rendimiento del dispositivo. Como orientación de tipo práctico puede decirse que en una celda solar bien diseñada, el producto $I_{SC}R_s$ no debe ser mayor que $(K_B T/q)$, unos 25 mV, a temperatura ambiente.

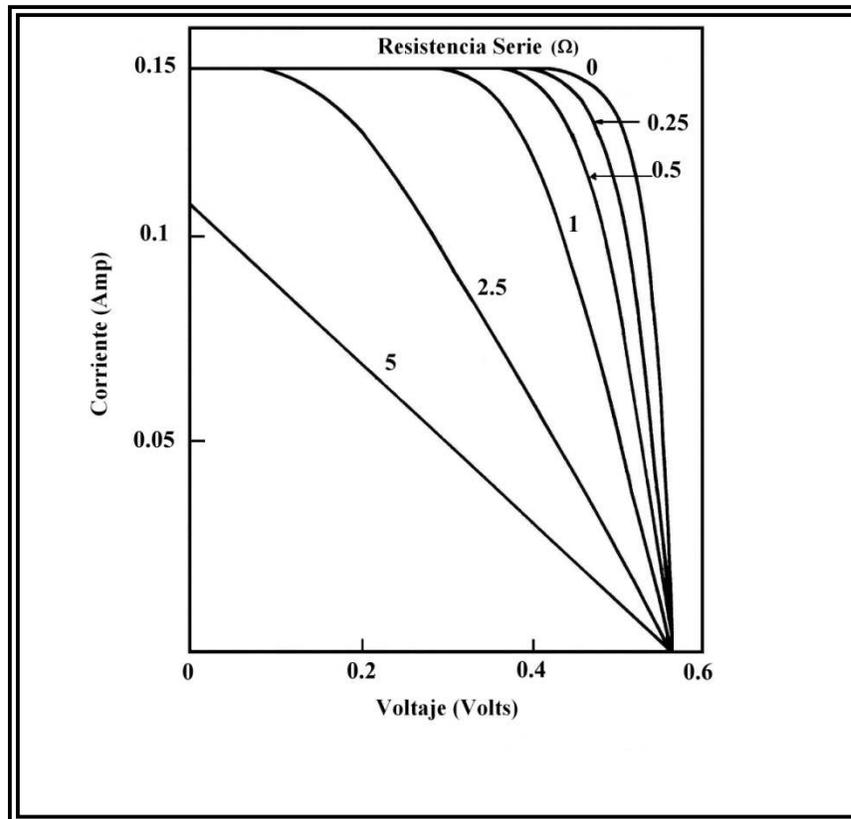


Figura 2.10 Efecto de la resistencia serie en la característica I-V de una celda solar

2.8 INFLUENCIA DE LA IRRADIANCIA SOLAR

Hasta ahora se ha observado que la fotocorriente I_L es proporcional a la irradiancia solar. La corriente I_D de la unión PN no se ve afectada por ésta. La figura 2.11 muestra el resultado en las características I-V, trazadas para diferentes valores de irradiancia.

- A bajos niveles de irradiancia (no concentración), la corriente de corto circuito I_{SC} es proporcional a la irradiancia solar (la resistencia serie R_S es despreciable). Esto es del orden de 30 mAcm^{-2} para una irradiancia de 1 kWm^{-2} para una celda de silicio monocristalino ($T = 25^\circ\text{C}$).
- El voltaje a circuito abierto V_{OC} disminuye logarítmicamente con el incremento de la irradiancia; es decir, no depende del área, es función únicamente del material. Esto es del orden de 590 mV para 1 kWm^{-2} de irradiancia para una celda de silicio monocristalino ($T = 25^\circ\text{C}$).
- La potencia máxima de la celda solar es proporcional a la irradiancia.

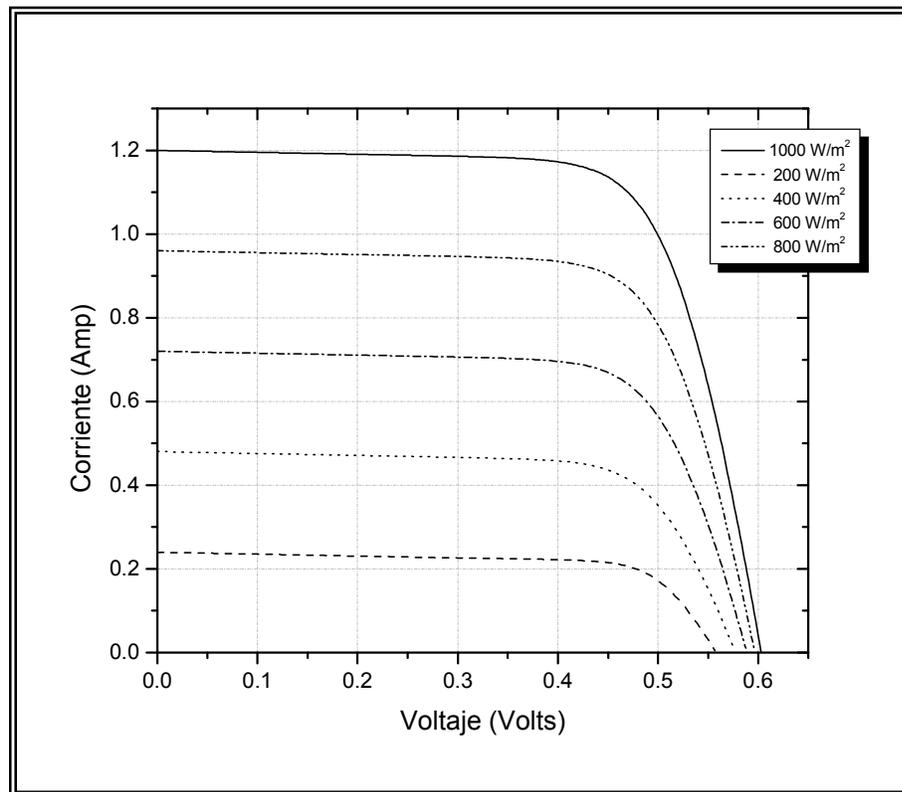


Figura 2.11 Influencia de la irradiancia en las características I-V de la celda solar a temperatura constante ($T = 25^{\circ}\text{C}$).

2.9 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

Como ilustración de los efectos de la temperatura, consideremos una celda descrita por el modelo de una exponencial con $A=1$, lo que corresponde a un comportamiento dominado por las corrientes de difusión, aproximación suficiente en un análisis de primer orden. La ecuación característica del dispositivo es, por consiguiente:

$$I = I_L - I_o(T) \left(\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{K_B T} \right) - 1 \right)$$

Ec. 2.18

La temperatura tiene un efecto negativo en las características I-V. La figura 2.12 muestra tal efecto. La fotocorriente I_L aumenta ligeramente con la temperatura ($0.03 \text{ mA } ^{\circ}\text{C}^{-1} \text{ cm}^{-2}$), debido en parte, al aumento de las longitudes de difusión de los minoritarios y en parte al estrechamiento de la banda prohibida, que desplaza al umbral de absorción hacia fotones de menor energía. La mejora de la fotocorriente con la temperatura es muy pequeña, y en primera aproximación, I_L puede considerarse independiente de la temperatura.

La variación de las características de la celda con la temperatura se manifiesta, por lo tanto, de forma explícita en el término exponencial, y de forma implícita a través de $I_0(T)$. La dependencia con la temperatura de la corriente inversa de saturación puede aproximarse de la siguiente forma:

$I_o(T) = k_{dev} n_i^2(T)$	Ec. 2.19
-----------------------------	----------

Donde:

k_{dev} es una constante específica del material y es independiente de la temperatura.

La concentración de carga intrínseca (n_i^2) sí es función de la temperatura, y está representada por la siguiente ecuación:

$n_i^2 = A_0 T^3 \exp\left(-\frac{E_{G0}}{K_B T}\right)$	Ec. 2.20
--	----------

Donde:

E_{G0} es la banda de energía prohibida del material a 0 K.

A_0 es una constante específica del material.

Si consideramos que el material es el silicio y asumimos valores típicos para esta constante, I_0 puede ser calculada por la siguiente ecuación:

$I_o(T) = 2.199 \times 10^3 T^3 \exp\left(-\frac{1.4 \times 10^4}{T}\right)$	Ec. 2.21
--	----------

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores, se deduce que el voltaje a circuito abierto (cuando $I=0$), viene dado por:

$V_{OC} = \frac{K_B T}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_o(T)}\right)$	Ec. 2.22
---	----------

El voltaje a circuito abierto V_{OC} , decrece linealmente con el incremento de la temperatura de la celda ($2 \text{ mV } ^\circ\text{C}^{-1}$), esto es debido al incremento de la corriente de saturación de la celda, la cual es creada por la excitación térmica de los portadores minoritarios.

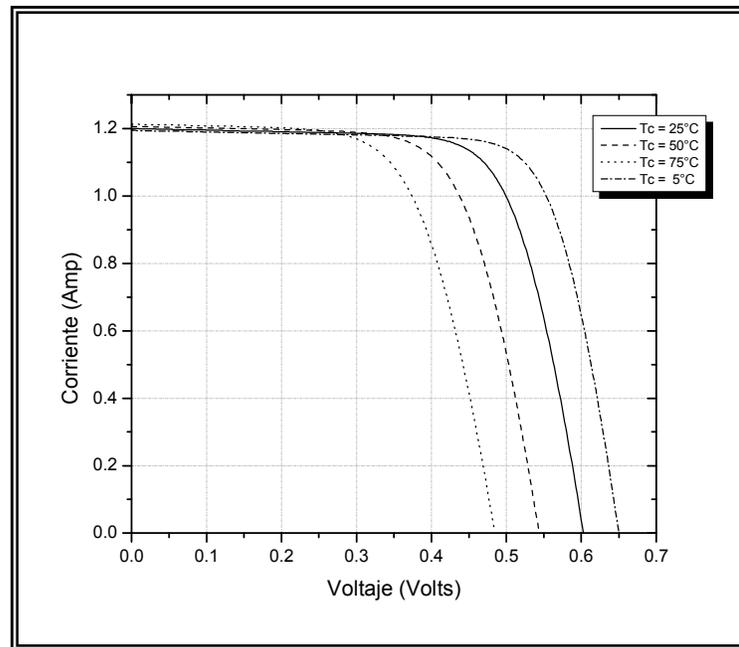


Figura 2.12 Influencia de la temperatura en las características I-V de la celda solar a irradiación constante (1kWm^{-2}).

2.10 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para hacer posible su manejo práctico, los fabricantes expiden al mercado las celdas solares en grupos de ellas, asociadas eléctricamente entre sí y encapsuladas en un único bloque, que la costumbre ha llamado panel o módulo fotovoltaico, y que constituye el elemento básico.

Los módulos fotovoltaicos proporcionan los niveles de voltaje y corriente adecuados para cada aplicación, protegen a las celdas de las agresiones de los agentes de la intemperie, las aíslan eléctricamente del exterior, y por último, dan rigidez mecánica al conjunto.

El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, debe ser mayor a 20 años, y viene determinado por la duración del encapsulamiento que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión.

Existen en el mercado diferentes tipos de módulos, el más característico está constituido por 36 celdas de silicio monocristalino, todas de igual tamaño, asociadas en serie y encapsuladas entre una lámina de vidrio transparente que cubre la cara frontal, y otra lámina de vidrio o de tedlar que cubre la cara posterior (ver figura 2.13). En función del tamaño de las celdas, la superficie de este módulo típico varía entre 0.1 y 2 m^2 . Posee dos terminales de salida, una positiva y una negativa.

La ecuación característica de un módulo fotovoltaico es:

$$I = I_L - I_o \left(\exp \left(\frac{q \left(\frac{V}{N} + IR_s \right)}{AK_B T} \right) - 1 \right) - \frac{V}{N} + IR_s \quad \text{Ec. 2.23}$$

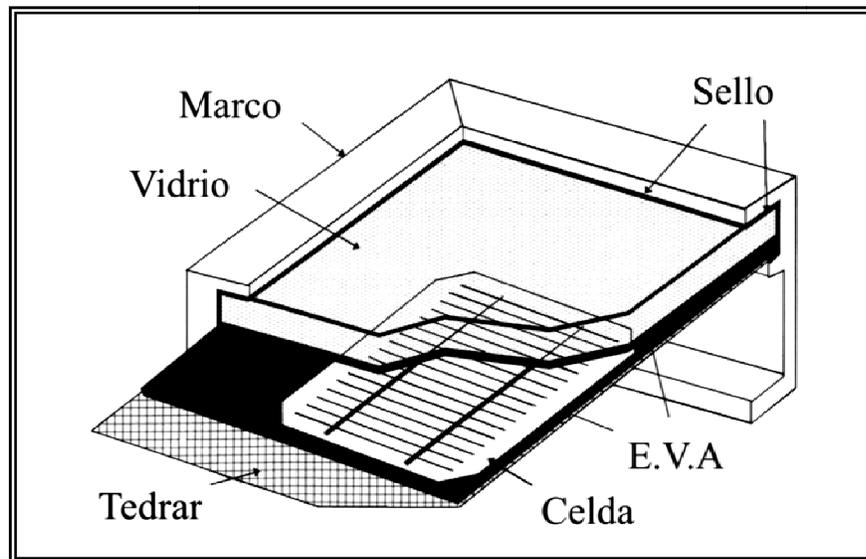


Figura 2.13 Elementos que constituyen un módulo fotovoltaico.

2.11 CONDICIONES ESTÁNDAR Y NOCT

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica I-V bajo determinadas condiciones de iluminación y temperatura, puede obtenerse a partir de la información característica que, conjuntamente con el módulo, debe suministrar el fabricante y que está constituida por varios parámetros, obtenidos bajo condiciones estándar de medida de uso universal. Estas condiciones estándar son:

- Irradiancia 100 mW/cm² (1000 W/m²)
- Distribución espectral AM1.5
- Temperatura de la celda 25°C

En estas condiciones se miden, al menos, la potencia máxima que puede entregar el módulo (P_{\max}), la corriente de corto circuito (I_{SC}), y la tensión de circuito abierto (V_{OC}).

La caracterización del módulo se completa con la medida de la *Temperatura de Operación Nominal de la Celda* (NOCT), definida como la temperatura que alcanzan las celdas cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

➤ Irradiancia	80 mW/cm ² (o 800 W/m ²)
➤ Distribución espectral	AM1.5
➤ Temperatura ambiente	20°C
➤ Velocidad del viento	1 m/s

2.12 TEMPERATURA DE LA CELDA

La temperatura de trabajo de la celda depende exclusivamente de la irradiancia y de la temperatura ambiente (T_a), según la función lineal[].

$T_c = T_a + \frac{TONC(^{\circ}C) - 20^{\circ}C}{800W / m^2} E$	Ec. 2.24
--	----------

donde:

TONC: Es la Temperatura de Operación Nominal de la Celda, y cuyo valor es $45 \pm 2^{\circ}C$.

T_a : Es la temperatura ambiente del sitio ($^{\circ}C$).

E: Es la irradiancia incidente en el plano del módulo (W/m^2).

Esta hipótesis supone despreciar los efectos de la velocidad del viento sobre la temperatura de la celda; es decir, supone que la disipación del calor de las celdas hacia el ambiente, está dominada por los mecanismos de conducción a través del encapsulado, frente a la convección en la superficie de este último.

CAPÍTULO III. SISTEMA DE CARACTERIZACIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Es conocido que las características eléctricas de los Módulos fvs dependen del material con que fueron fabricados y de las condiciones ambientes de operación, por lo que la curva corriente vs tensión (I-V) medida en los dispositivos reflejan las propiedades físicas y sus expectativas de desempeño. Si la curva es obtenida con una buena precisión bajo condiciones normales de operación, las características eléctricas intrínsecas en ella proveen una información invaluable en cuanto al desempeño de la tecnología.

El principio básico para obtener una curva I-V experimental en un módulo fv es controlando la corriente fotogenerada que fluye hacia una carga eléctrica específica. Existen tres formas de llevar a cabo éste control: mediante una resistencia variable, un capacitor y un transistor.

Debido a esta necesidad se diseñó y construyó un sistema de adquisición de datos (SAD) automático, con el objeto de llevar a cabo la caracterización de los módulos fotovoltaicos. El SAD consta principalmente de dos etapas: la primera consiste en medir la curva corriente-tensión (I-V) del módulo fotovoltaico mediante un circuito electrónico (hardware) controlado por medio del puerto paralelo de una computadora; la segunda etapa consiste en el procesamiento de los datos (software). El software se desarrolló en diferentes plataformas, iniciando con MS-DOS y Lenguaje Pascal (V7.0), hasta llegar en ambientes gráficos de Windows con lenguajes de programación Visual Basic y Java.

El SAD fue diseñado con las siguientes características:

- Automatización del monitoreo de las variables (tensión, corriente, temperatura de la celda, temperatura ambiente e irradiancia).
- Precisión en las mediciones.
- Adaptabilidad del sistema a diferentes usuarios.
- Adquisición de los datos de tensión y corriente de la curva característica I-V de un módulo fotovoltaico.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

El SAD está dividido en dos etapas: monitoreo y procesamiento de datos. La etapa de monitoreo a su vez, consta de tres subetapas las cuales consisten en:

- 1) Acondicionamiento de señales: Circuito eléctrico (carga variable, circuitos de amplificación, divisores de voltaje, etc.).
- 2) Adquisición y transferencia de datos: Se usó una computadora personal para controlar tanto los tiempos de medición y para llevar a cabo el almacenamiento de los datos.
- 3) Señales de entrada al SAD: Irradiancia global en el plano del módulo, temperatura ambiente, temperatura de contacto del módulo, tensión y corriente del módulo.

La etapa de procesamiento de datos consta del programa (software) para la caracterización del módulo fotovoltaico. El programa controla al circuito de medición y almacena los datos en la memoria de la computadora; al terminar una medición, el mismo programa muestra la gráfica en pantalla.

3.2.1 Sensores de datos

Los sensores utilizados comúnmente en un sistema fotovoltaico son: sensores de tensión en corriente directa (CD), sensores de corriente en CD, sensores de potencia en CD, sensores de irradiancia, y sensores de temperatura.

- a) **Sensores de tensión en CD:** La tensión en CD puede ser medido con transductores de tensión (son altamente confiables y están disponibles comercialmente) o con divisores de tensión (construidos con resistencias comerciales). Los transductores de tensión son calibrados en la fábrica y la mayoría de ellos no requieren de otros ajustes en el campo. Aunque los transductores de tensión son mucho más caros que los divisores, son más fáciles de usar; además, la salida del transductor de tensión tiene capacidad de excitación interna y por lo mismo puede estar localizado hasta a 30 metros del registro de datos. Los divisores de tensión reducen la tensión total del circuito a un nivel que pueda ser leído por el registro de datos. Son precisos y baratos; pero, debe tenerse cuidado cuando se usan para medir voltajes altos, pues no se recomienda su uso con sistemas fotovoltaicos mayores de 400 V. La tolerancia de la resistencia del divisor de voltaje tiene un efecto directo en la exactitud de la medición, por lo tanto las resistencias usadas deberán especificarse con esmero.
- b) **Sensores de corriente en CD:** Existen transductores de corriente de efecto Hall, éstos funcionan mejor cuando la señal de entrada es de CD o cuando la señal de AC tiene una componente importante de CD. Los sensores de este tipo se utilizan en conjunto con acondicionadores de señal. Los transductores de corriente de efecto Hall y los RMS pueden ser usados en sistemas grandes (>25 A). Otra forma de medir la corriente, es medir la caída de tensión a través de un resistor pequeño en serie (Shunt). La tensión a través de la resistencia es proporcional a la corriente que pasa por ella. La mayoría de los registros de datos (tarjeta de adquisición de datos y circuito de adquisición), especifican que la diferencia máxima entre la tierra del registro y la medición, debe ser de 5 V.
- c) **Sensor de potencia en CD:** La potencia de corriente directa es el producto de la tensión y la corriente medida en un mismo punto. Este método se usa generalmente como medida única de potencia en sistemas fotovoltaicos.
- d) **Sensor de irradiancia solar:** La irradiancia es la energía instantánea incidente sobre cierta superficie o zona [watt/m^2]. Esta puede medirse con un piranómetro, el cual puede proporcionar una señal de corriente o tensión como salida. En cualquier caso, la señal es típicamente de un nivel bajo ($100 \mu\text{A}$ ó 10mV como señales de salida). Debidos a que estas señales son muy pequeñas, ocasionalmente es necesario amplificarlas. En este caso la distancia entre el piranómetro y el registro de datos debe ser menor de 60 metros. El piranómetro mide irradiancia en el plano horizontal. Si se requiere medir la irradiancia en un plano inclinado, el piranómetro debe estar inclinado para medir la irradiancia en ese plano. Existe otra manera de medir la irradiancia solar mediante el uso de una celda de referencia (celda patrón), cuya corriente de corto circuito es directamente proporcional a la irradiancia.

e) **Sensores de temperatura.** Para medir temperatura se usan elementos como: termopares, dispositivos de resistencia térmica (RTDs), y circuitos integrados (ICs). Un termopar consiste de dos alambres de diferentes metales colocados a una distancia predeterminada entre dos puntos, estos dos alambres están conectados en los extremos donde se mide; el nivel de tensión inducido es bajo y es proporcional a la temperatura de la unión. Como un termopar sólo mide la diferencia de temperatura entre dos puntos, es necesario tener una temperatura de referencia en el extremo del circuito. Los termopares son apropiados para registros de datos que tienen incorporada una temperatura de referencia; no se recomienda su uso con alambres de más de 30 metros de largo. Los RTDs y ICs son sensores que producen como salida un valor de tensión ó corriente proporcional a la temperatura medida. Para alambres largos se prefiere el uso de dispositivos que produzcan corriente como salida, ya que son menos susceptibles al ruido. Los RTDs y los ICs, miden la temperatura absoluta en un lugar específico, de tal manera que no es necesario el uso de una temperatura de referencia. Estos dispositivos requieren de una excitación de entrada independiente y algunos también necesitan componentes externos como resistencias de precisión. Otra consideración importante en la selección del sensor de temperatura es la localización y montaje, estos sensores no deben exponerse a la luz directamente. Los sensores que se usan para medir la temperatura ambiente deben montarse en un lugar que tenga una fuente constante de aire a temperatura ambiente.

3.2.2 Interface de adquisición de datos

La interface de adquisición de datos consiste de circuitos electrónicos, los cuales convierten la tensión de entrada del sensor a un rango de tensión apropiado (de 0 a 5 V de corriente directa).

- Para la medición de la tensión del módulo fotovoltaico se utilizó un divisor de tensión, con el cual se disminuyó en aproximadamente diez veces la tensión a circuito abierto del modulo de 36 celdas ($V_{oc} \approx 22$ Volts), para obtener una señal de tensión en un rango de 0 a 5 V a la salida del divisor.
- Para la medición de corriente se utilizó una resistencia Shunt de aproximadamente 0.055Ω , y por cada Ampere que circule por ésta se tendrá una caída de tensión de 0.055 V.
- Para la medición de la irradiancia se usó una celda de referencia, la cual tiene una constante de calibración, de donde $1000 \text{ W/m}^2 = 137 \text{ mV}$.
- Para medir la temperatura se usó un IC, modelo LM335 [1], en el cual se produce una tensión proporcional a la temperatura absoluta ($10 \text{ mV}/^\circ\text{K}$); este tiene un rango de operación de -40°C a 100°C .

Los sensores de irradiancia y corriente proporcionan como señal de salida un valor de tensión del orden de mV, debido a esto se hizo necesario el uso del circuito amplificador de tensión, el LM741 [1], y con ello obtener a la salida del mismo una señal apropiada para ser detectada por el SAD.

El divisor de tensión y los sensores de temperatura (LM335), proporcionan su respuesta en valores de tensión mayores a la unidad, es por ello que en estos casos no se aplicó el uso de circuitos amplificadores de voltaje.

La razón por la que se tiene que amplificar la señal de voltaje de los sensores de irradiancia y corriente, es la resolución del convertidor análogo/digital (A/D) empleado en este trabajo de tesis,

el ADC0831 [1]. Éste es un dispositivo serial de 8 Bits, en el cual la resolución queda determinada por la siguiente ecuación:

$resolución = \frac{V_{ref}}{2^8 - 1} = \frac{V_{ref}}{255}$	Ec. 3.1
--	---------

Donde la tensión de referencia (V_{ref}) = 5 V.

3.2.2.1 Precisión y resolución del SAD

Precisión es el grado de certidumbre con el que una medición es conocida, generalmente se expresa como un porcentaje del dato real. Es muy importante determinar la precisión de una medición, sin ésta se puede incurrir en malas interpretaciones de los datos.

La precisión de los sensores está especificada como un porcentaje del dato registrado, o bien del valor total de la escala del registro. Si la precisión está dada como un porcentaje del dato registrado, la precisión acumulativa de las mediciones es la misma que la de un dato individual. Si la precisión está dada como un porcentaje de la escala total, entonces la precisión total de las mediciones es menor que la precisión de las mediciones individuales. Generalmente, los sensores de corriente, tensión y potencia eléctrica, proporcionan la precisión basados en la escala total que registran.

La *resolución* es la descripción de la menor medida posible con un aparato, en otras palabras, especifica el número de dígitos con que un equipo mide una cantidad dada, ésta es independiente de la precisión.

La tabla 2.1 muestra la resolución de cada una de las variables a monitorear por el SAD.

Tabla 2.1 Resolución del SAD

Variable	Resolución
Tensión	0.1 V
Corriente	0.035 A
Temperatura	0.5 °C
Irradiancia	8 W/m ²

3.2.2.2 Calibración de los sensores

Los sensores anteriormente descritos proporcionan información en forma de tensión de los parámetros físicos medidos (temperatura, irradiancia, corriente), éstos necesitan ser calibrados, para que su respuesta sea proporcional a las variaciones de dichos fenómenos físicos. La manera más común de realizarlo, es variar de una manera controlada tal fenómeno físico, para después medir la respuesta del sensor.

a) **Divisor de tensión.** Para calibrar el divisor de tensión se conectó éste a una fuente de tensión programable marca HP, la cual tiene un rango de operación de 0-60 V y 0-10 A. Los valores de tensión en la fuente se variaron de 0 a 25 V, el valor de la tensión reducido se midió con un milímetro de precisión marca KEITHLEY (TRMS, modelo 179A), la figura 3.1 muestra la linealidad en la calibración.

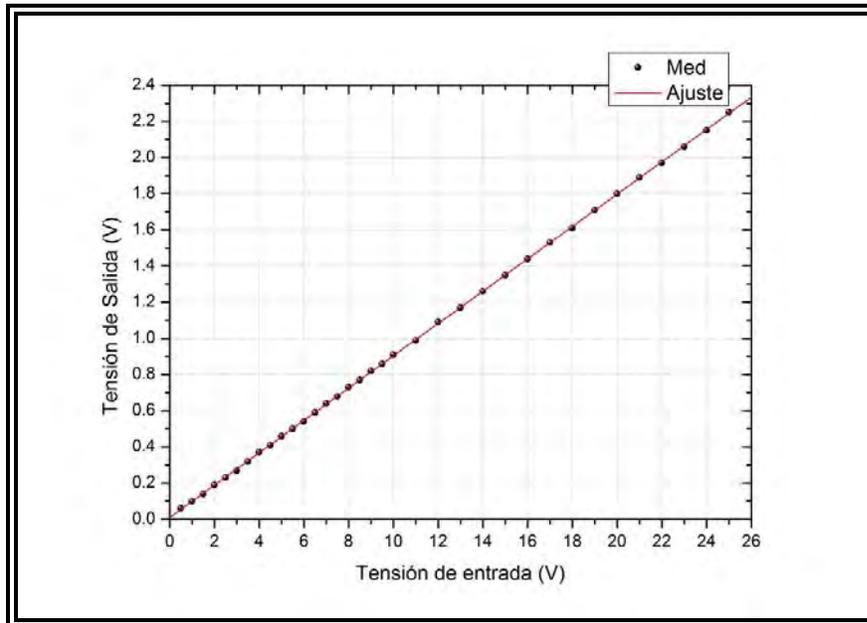


Figura 3.1 Calibración del divisor de tensión.

b) **Resistencia Shunt.** Para calibrar la resistencia shunt, ésta se conectó a la fuente de corriente descrita en el apartado anterior. Ya que la respuesta de la corriente es proporcional a la caída de tensión a través de la resistencia shunt, y como ésta respuesta es muy pequeña se amplificó 5 veces aproximadamente. La figura 3.2 muestra el ajuste de la respuesta amplificada de la resistencia shunt en un rango de corriente de 0 a 10 Amp.

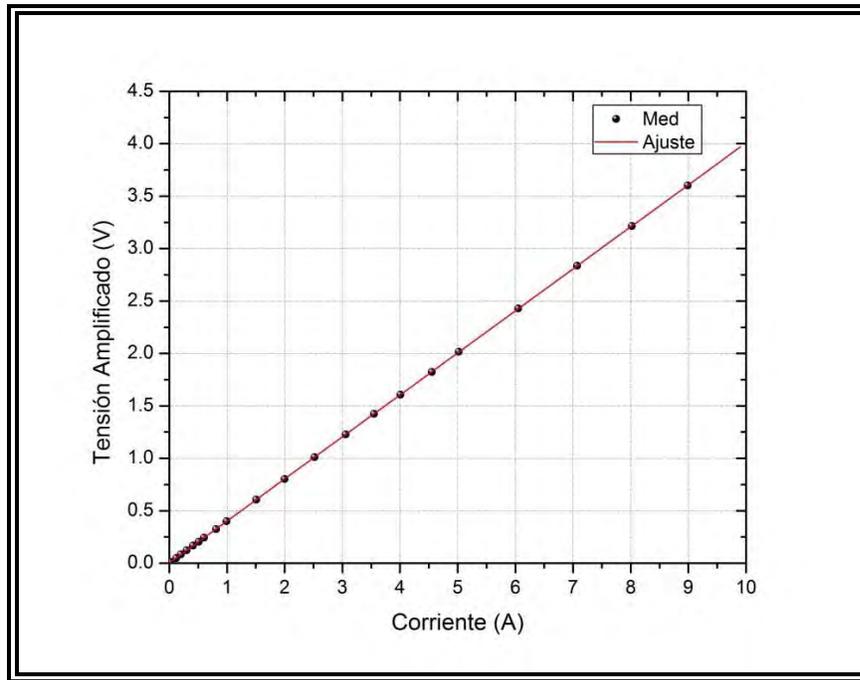


Figura 3.2 Calibración de la resistencia shunt.

- c) **Celda de referencia.** En el caso de la celda de referencia, la constante de calibración del sensor es proporcional a la irradiancia (1000 W/m^2 es equivalente a 137 mv). Aquí se optó por amplificar la señal 15 veces aproximadamente. La figura 3.3 muestra la amplificación y su ecuación de ajuste.

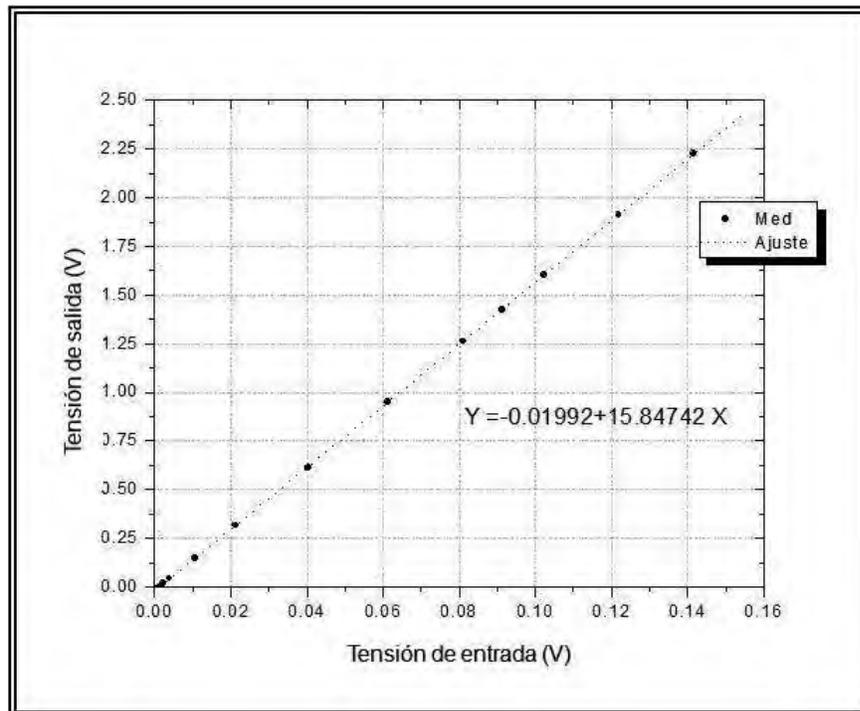


Figura 3.3 Amplificación de la señal de la celda de referencia.

d) **Sensor de temperatura modelo LM335 en circuito integrado.** Se calibraron dos sensores de temperatura (modelo LM335) con un calibrador digital marca AMETEK JOFRA INSTRUMENTS (Modelo D55SE), en el cual se fijó la temperatura con una resolución de ± 0.1 °C. La figura 3.4 muestra el ajuste de uno de los sensores en un rango de temperatura de 10 a 75 °C, suficiente para satisfacer las necesidades en la medición de la temperatura ambiente y la temperatura de contacto del módulo.

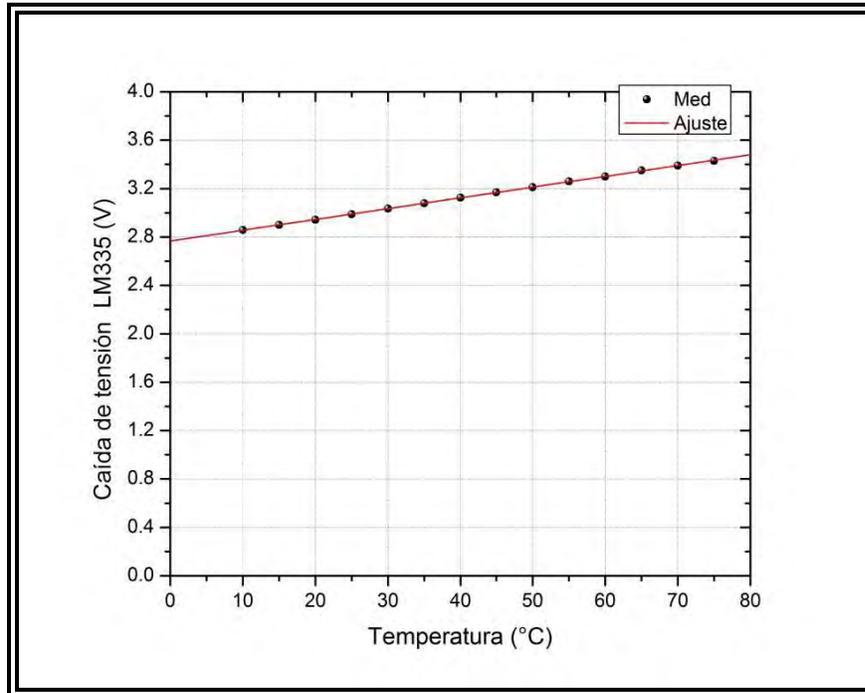


Figura 3.4 Calibración del sensor de temperatura modelo LM335.

3.2.2.3 Puerto paralelo

El puerto paralelo se utiliza generalmente para manejar impresoras. Sin embargo, dado que este puerto tiene un conjunto de entradas y salidas digitales, se puede emplear para la lectura de datos y el control de dispositivos. De modo que se pueda utilizar como una interface de entrada/salida que funciona de modo subordinado a rutinas de software. La figura 3.5 muestra el diagrama esquemático del conector DB25 usado en el puerto paralelo de una computadora.

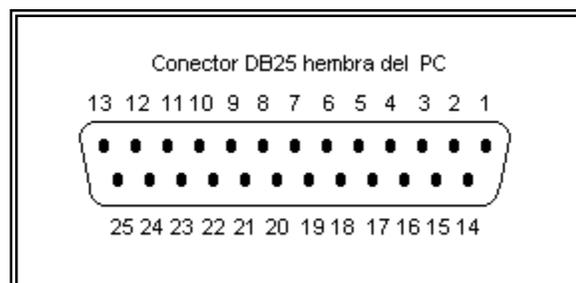


Figura 3.5 Diagrama esquemático del conector DB25 del puerto paralelo de una computadora.

El puerto paralelo está formado por 17 líneas de señales y 8 líneas de tierra. Las líneas de señales están formadas por tres grupos:

- 4 Líneas de control.
- 5 Líneas de estado.
- 8 Líneas de datos.

Cada una de estas líneas (control, estado, y datos) puede ser referenciada de modo independiente mediante un registro. Cada registro del puerto paralelo es accesado mediante una dirección. El puerto paralelo tiene tres registros:

- Registro de datos.
- Registro de estado.
- Registro de control.

En la tabla 2.2 se muestra la relación existente entre las líneas físicas del conector DB25 del puerto paralelo de una computadora y los registros.

Tabla 2.2 Descripción del puerto paralelo de una computadora.

DB25	Señal	Registro	Tipo	Activo	Sentido
1	Control 0	C0-	Salida	Bajo	Invertido
2	Dato 0	D0	Salida	Alto	directo
3	Dato 1	D1	Salida	Alto	directo
4	Dato 2	D2	Salida	Alto	directo
5	Dato 3	D3	Salida	Alto	directo
6	Dato 4	D4	Salida	Alto	directo
7	Dato 5	D5	Salida	Alto	directo
8	Dato 6	D6	Salida	Alto	directo
9	Dato 7	D7	Salida	Alto	directo
10	Estado 6	S6+	Entrada	Alto	directo
11	Estado 7	S7-	Entrada	Bajo	Invertido
12	Estado 5	S5+	Entrada	Alto	directo
13	Estado 4	S4+	Entrada	Alto	directo
14	Control 1	C1-	Salida	Bajo	Invertido
15	Estado 3	S3+	Entrada	Alto	directo
16	Control 2	C2+	Salida	Alto	directo
17	Control 3	C3-	Salida	Bajo	Invertido
18-25	Tierra				

Las referencias a cada registro del puerto paralelo se realizan de la siguiente forma:

- Base (datos) = base + 0
- Estado = base + 1
- Control = base + 2

Por ejemplo, si encontramos que la dirección base es 378h, entonces las direcciones del registro de datos, del registro de estado y del registro de control serán:

- Base (datos) = 378h
- Estado = 379h
- Control = 37Ah

Cada una de ellas permite acceder a los siguientes bits (descritos en la tabla general):

- Base (datos)=D0, D1, D2, D3, D4, D5, D6, D7
- Estado = S3, S4, S5, S6, S7
- Control = C0, C1, C2, C3

Envío de datos al puerto: El puerto paralelo puede ser usado como una comunicación directa con la PC, de este modo es posible desarrollar aplicaciones en tiempo-real que necesiten un rápido tiempo de respuesta.

El acceso se realiza escribiendo un byte (8 bits) en un registro determinado. Este byte debe referirse a cada uno de los bits del registro. Esto significa que se debe definir el byte a escribir en sistema binario.

Por ejemplo, si queremos escribir en el registro de datos el bit D0 y el bit D2, ver tabla 2.3.

Tabla 2.3 Registro de datos

0	0	0	0	0	1	0	1	5 En decimal
D7	D6	D5	D4	D3	D2	D1	D0	Registro de datos

3.3 CIRCUITO DE CARGA VARIABLE

El propósito principal del SAD, es monitorear las curvas características I-V de los módulos a diferentes condiciones de operación: Para extraer una curva característica que refleje el comportamiento del módulo en un amplio rango de operación (desde el corto circuito, pasando por el punto de potencia máxima, hasta el circuito abierto), es necesario conectarle una carga. En la práctica, existen tres diferentes maneras de realizarlo.

- 1) El primer método es usar una resistencia variable como carga, al variar la resistencia, la corriente fluye de cero (resistencia ∞) a un máximo (resistencia 0). La variación de la resistencia se lleva a cabo usualmente a mano, dando como resultado una curva I-V totalmente suavizada (ver figura 3.6).

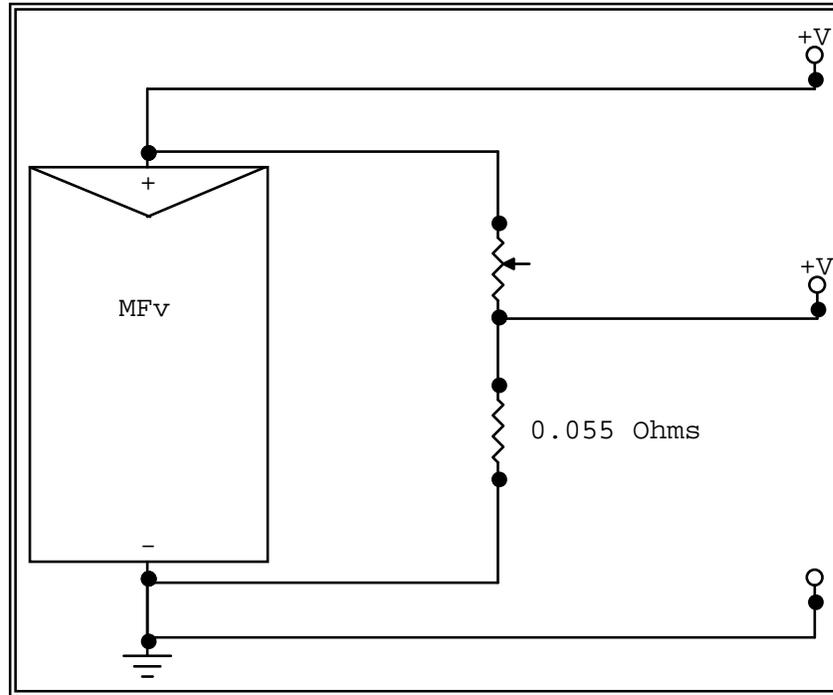


Figura 3.6 Resistencia variable como carga para medir la curva I-V de un módulo fotovoltaico.

- 2) El siguiente método es usar un capacitor como carga. Debido a que éste se comporta como una resistencia variable a medida que se carga, la resistencia de éste varía de cero a infinito. Entonces, cuando conectamos el módulo a un capacitor descargado se ponen en corto ambos, justamente en ese instante es cuando se inicia la medición, y terminará cuando el capacitor esté totalmente cargado. En ese instante se da la condición de tensión a circuito abierto, dando como resultado una curva I-V suavizada (ver figura 3.7).

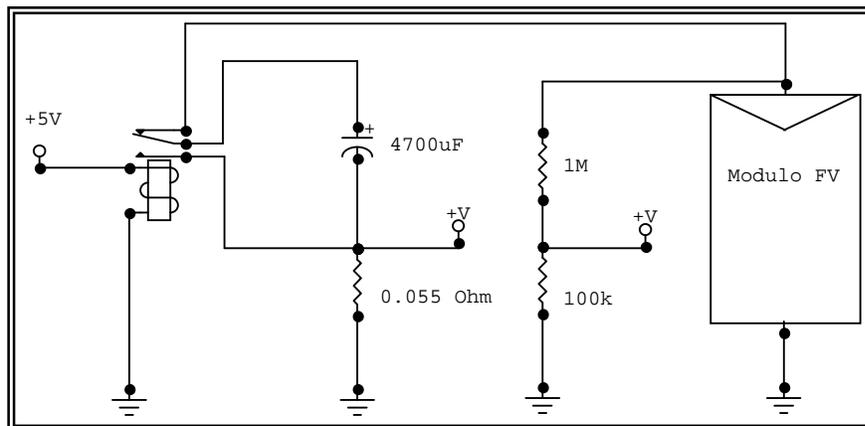


Figura 3.7 Capacitor como carga para medir la curva I-V de un modulo fotovoltaico.

- 3) El último método hace uso de un transistor como carga (regularmente un transistor $n-p-n$ o un MOSFET canal n). Al variar la corriente de la base del transistor y variando la tensión de la compuerta del MOSFET, la impedancia aparente entre el colector (C) y el emisor (E) del transistor y entre el drenador y la fuente (S) del MOSFET pueden ser moduladas. De esta manera, la corriente de la carga se mide cuando circula por la resistencia, $r = 0.055 \text{ Ohm}$ (ver figuras 3.8 y 3.9).

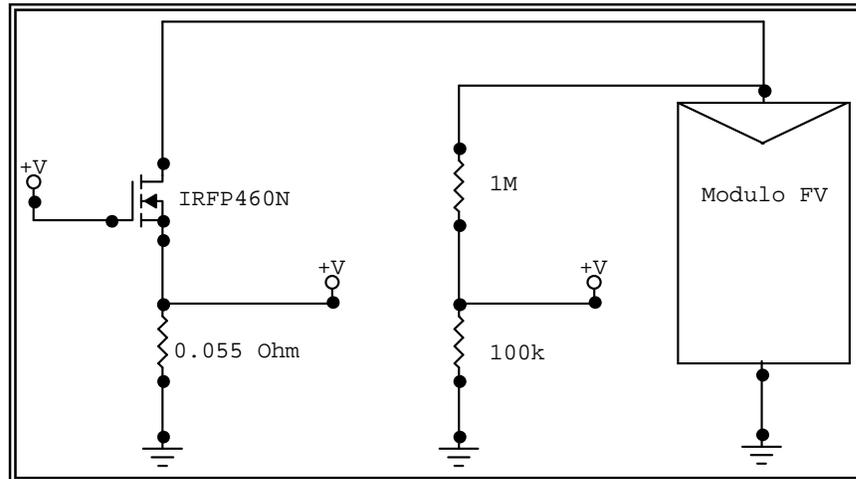


Figura 3.8 MOSFET como carga para medir la curva I-V de un modulo fotovoltaico.

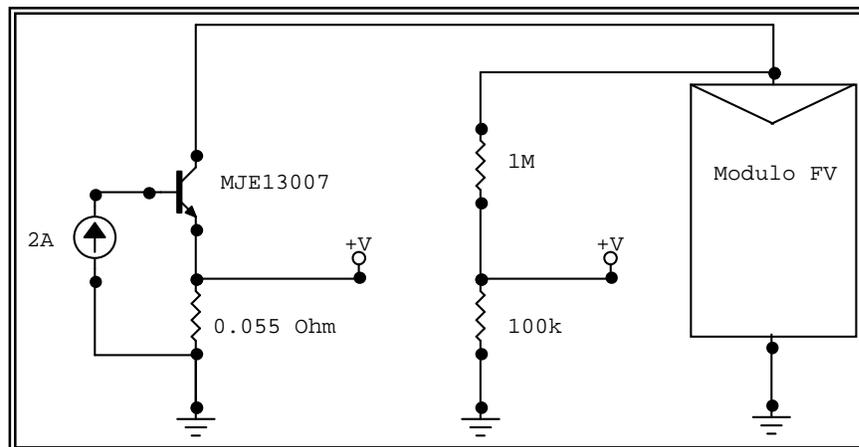


Figura 3.9 Transistor como carga para medir la curva I-V de un modulo fotovoltaico.

A continuación se describen las ventajas y desventajas de los métodos anteriormente descritos.

- 1) En el caso de la resistencia variable se tiene como principal desventaja la potencia de las resistencias, ya que éstas tendrán que disipar la potencia del módulo para hacer el barrido de la curva I-V del módulo; por otro lado, la ventaja de este método es que permite realizar un barrido discreto o continuo de la curva I-V del módulo.
- 2) En el caso del capacitor la principal desventaja es el uso de un relevador como sistema de conmutación, ya que es muy difícil encontrar en el mercado relevadores de potencia (mayores de 100 Volts y 10 Amp) para corriente directa, además se necesitan capacitancias suficientemente grandes para que el transitorio de la carga pueda realizarse manualmente; sin embargo, cuando se realiza de manera automática es muy simple, ya que el barrido de la tensión se hace por sí solo y solamente se necesita medir de una manera rápida.
- 3) En el caso del uso de un MOSFET canal tipo N la principal ventaja es que este dispositivo es controlado por tensión y los requerimientos de corriente son muy bajos (μA), además de que su potencia de trabajo es alta (400 V a 20 A). Su principal desventaja es el tiempo de operación (100 μs a 10 ms), dependiendo de la potencia del módulo.

Una vez analizadas las ventajas y desventajas de cada técnica de medición se llegó a la conclusión de utilizar al capacitor como carga variable ya que ésta nos permite variar los tiempos de medición a nuestro criterio utilizando un circuito RC, en nuestro caso el tiempo de carga está dado por el valor de la capacitancia (4700 μF) y de la resistencia (0.055 Ω). A su vez que se aprovechó la propiedad de conmutación del MOSFET (cero tensión alta impedancia, tensión entre 5-15 baja impedancia), para usarlo como dispositivo de descarga del capacitor. El tiempo entre el corte y la saturación del MOSFET es del orden de ns, lo que nos da una ventaja sobre el relevador ya que su tiempo de conmutación es de ms. Otra ventaja importante entre éstos dos es que la conmutación se realiza de una manera electrónica en el MOSFET, mientras que en el relevador la conmutación se realiza por contacto, y con el uso éstos se degradan afectando la continuidad del circuito. La figura 3.10 muestra el circuito electrónico del sistema de medición de la curva I-V del módulo, implementado en este trabajo de tesis.

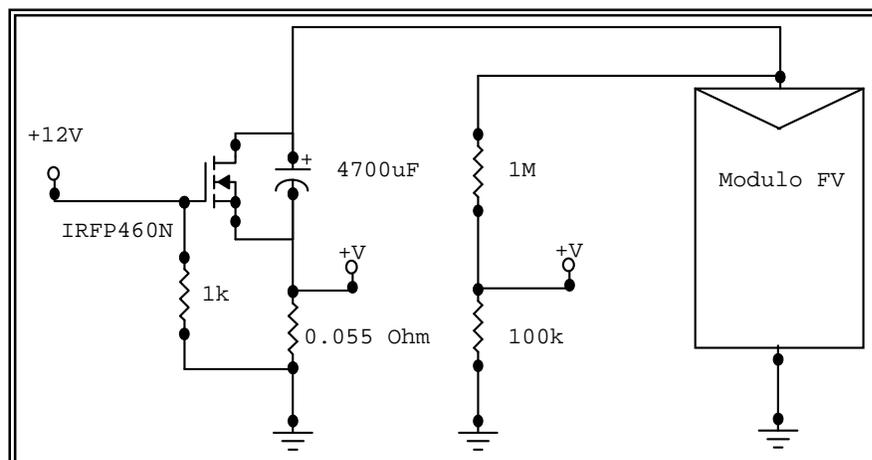


Figura 3.10 Circuito electrónico para la medición de la curva I-V de un módulo fotovoltaico.

3.4 OPERACIÓN DEL SAD

Como se describió en apartados anteriores, el SAD requiere para su completa automatización de un programa que permita controlar el circuito electrónico, leer los datos, procesarlos, mostrar la curva I-V del módulo en pantalla y finalmente guardar los datos de la medición.

Control del circuito electrónico:

- Cuando se conecta el módulo al SAD, la corriente generada por el módulo carga al capacitor y tras un instante pone al módulo en circuito abierto, debido a que el MOSFET sin polarización (corte), tiene una alta impedancia al igual que el divisor de tensión (arreglo de resistencias).
- Para descargar al capacitor se manda un pulso de tensión con el pin 4 del puerto paralelo de la computadora al optoaislador 4N32 , el cual permite conducir 12 V que son aplicados a la compuerta del MOSFET poniéndolo en modo de conducción, éste a su vez deja pasar parte de la corriente del módulo y otra parte pasa por el capacitor.
- El tiempo de carga y descarga dado por la relación $t=RC$ es el mismo; sin embargo, por razones de seguridad, el tiempo de descarga es mayor que el de carga.
- Cuando se quita el pulso del pin 4 del puerto paralelo de la computadora, se pone al MOSFET nuevamente en modo de corte, al mismo instante el SAD y el módulo se corto circuito, y justamente en ese momento se inicia la medición, ésta concluye cuando el capacitor se carga y se vuelve a poner al SAD y al módulo en circuito abierto.
- El control de los ADC0831 se logra con los pines 2 y 3 del puerto paralelo de la computadora. Las lecturas se realizan con los pines 10, 11, 12, 13 y 15.

La figura 3.11 muestra el circuito de adquisición de datos. Y las figuras 3.12 y 3.13 muestran las curvas I-V, para dos diferentes módulos.

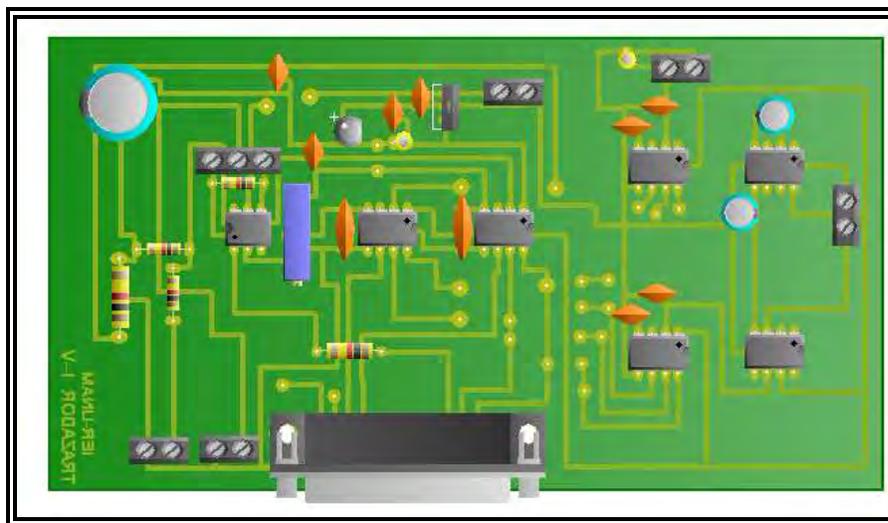


Figura 3.11 Muestra el Circuito del SAD, en él se observan los diferentes circuitos integrados y componentes, así como el puerto paralelo de comunicación.

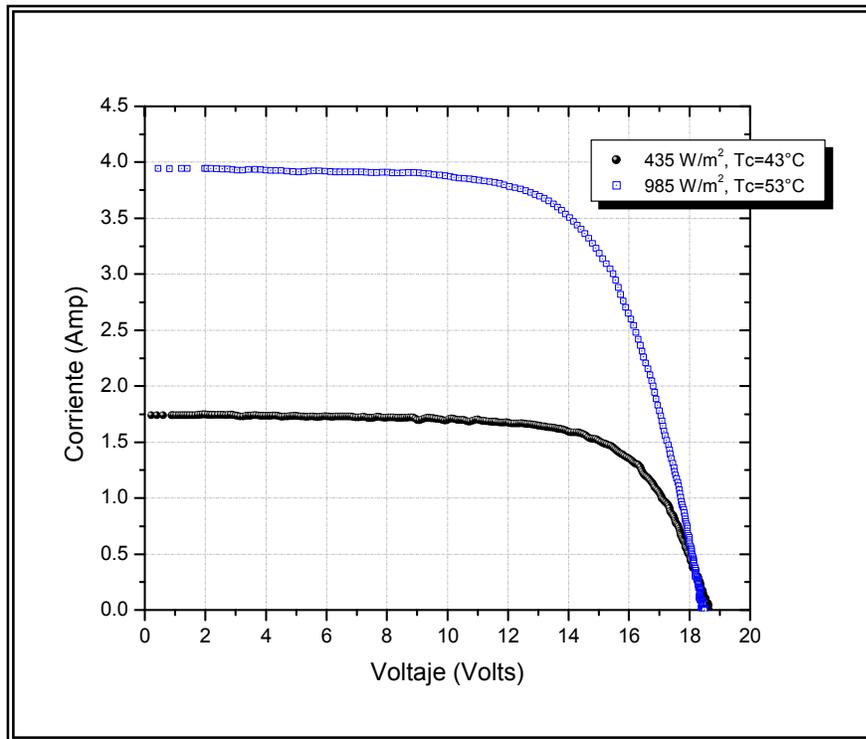


Figura 3.12 Curvas I-V de un módulo policristalino de 36 celdas en serie, marca Solarex, modelo MSX64.

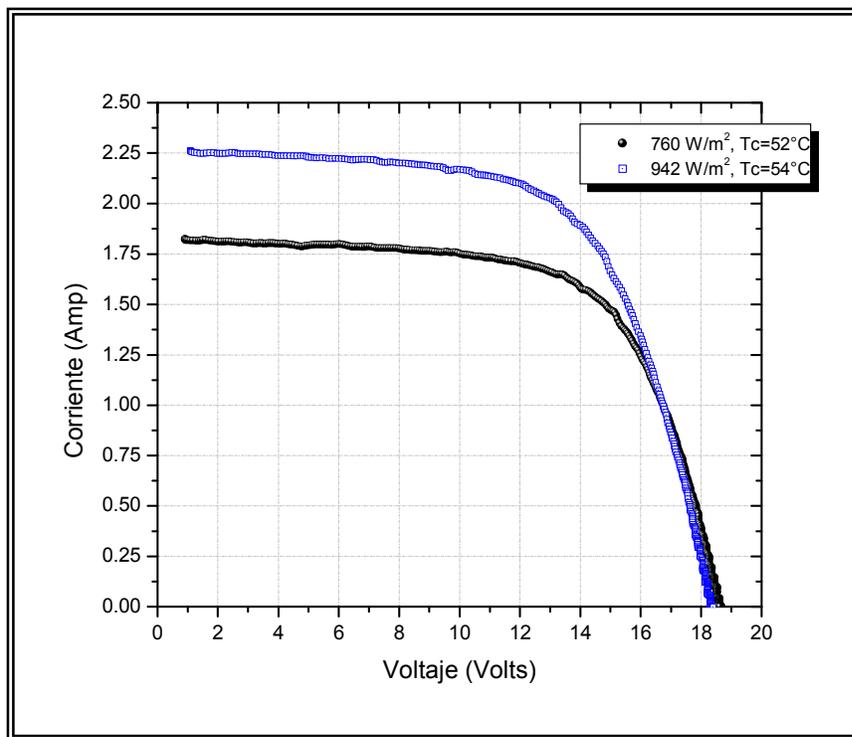


Figura 3.13 Curvas I-V de un módulo monocristalino de 36 celdas en serie, marca Bharat Heavy Electrics Limited (BHEL), modelo L1235.

3.5 VALIDACION DEL SAD vs EQUIPO COMERCIAL (DAYSTAR)

Una vez funcionando el SAD, se procedió a comparar las mediciones con un equipo comercial, de la marca DAYSTAR, modelo DS100, cuyas características principales se dan en la tabla 2.4.

Tabla 2.4: Especificaciones del DayStar DS100

Termopar (Tipo T ó K).	precisión $\pm 1^{\circ}\text{C}$	
Dimensiones	36.8 x 47 x 19.5 cm	
Peso	11.3 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

Se seleccionaron un conjunto de módulos a medir para conocer el desempeño de nuestro trazador de curvas y compararlo con el comercial. La figura 3.14 muestra la curva I-V de un módulo policristalino marca Solarex, modelo SXL60 de 36 celdas obtenida tanto por el SAD (Prototipo) como por el comercial. Como dato adquirido se determinó que, en el instante de hacer la medición, la irradiancia en el plano del módulo fue de 870 W/m^2 y la temperatura de placa del módulo fue de 65°C .

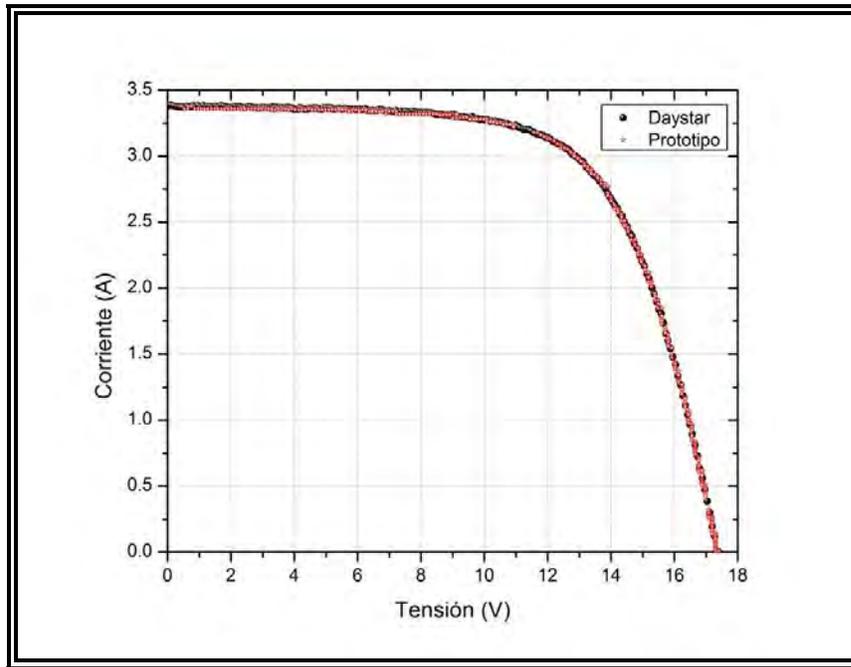


Figura 3.14 Curva I-V de un módulo fotovoltaico policristalino obtenida mediante el SAD y por el trazador comercial DS100.

Como se puede observar, las curvas obtenidas por ambos sistemas son semejantes. La Tabla 3.5 proporciona los valores de los parámetros eléctricos capturados mediante el sistema de adquisición de datos.

Tabla 3.5 Valores de parámetros eléctricos medidos en el módulo SXL60

Trazador	I_{SC}	V_{OC}	I_M	V_M	FF
DS-100	3.37	17.4	2.95	13.12	0.66
Prototipo	3.38	17.3	2.95	13.16	0.66
ΔX	0.001	0.1	0.0	0.04	0

3.6 MEDICION DE LOS COEFICIENTES DE TEMPERATURA

El principal problema en las mediciones del desempeño de módulos fotovoltaicos radica en que estos tienen una respuesta espectral altamente selectiva, y por lo tanto son muy sensibles a la composición espectral de la radiación incidente.

La irradiancia varía considerablemente con la localidad, humedad, época del año y hora del día. En el laboratorio las fluctuaciones del espectro generado mediante lámparas se ven afectadas por el tipo de simulador usado y por la edad del equipo.

Los coeficientes de temperatura eléctricos de los módulos fotovoltaicos, proveen la razón de cambio (derivada) con respecto a la temperatura de los diferentes parámetros de desempeño. Las derivadas pueden ser determinadas para la corriente de corto circuito (I_{sc}), corriente a máxima potencia (I_m), tensión a circuito abierto (V_{oc}), tensión a máxima potencia (V_m), etc. Los

métodos estándares de prueba usados por los organismos ASTM, IEC, etc., para celdas y módulos manejan solamente dos coeficientes de temperatura (I_{sc} y V_{oc}) [1]. La caracterización eléctrica en campo del módulo ha indicado que son necesarios y suficientes cuatro coeficientes, para aplicarlos en la ingeniería de sistemas fotovoltaicos, bajo diferentes condiciones de operación [2]. Sin embargo, los organismos antes mencionados, especifican que los coeficientes de temperatura son determinados usando una distribución espectral solar de irradiancia estándar a 1000 W/m^2 ; pero, desde nuestro punto de vista, dichos coeficientes pueden ser obtenidos a diferentes niveles de irradiancia.

3.6.1 Procedimiento de la medición

Los coeficientes de temperatura pueden ser medidos en el laboratorio con un simulador solar, o en campo bajo condiciones ambientales “específicas” dictadas por los microclimas locales. Para pruebas en el laboratorio, el módulo es iluminado usando un simulador solar y controlando su temperatura. Para pruebas en campo, el módulo es iluminado con luz natural, se requieren condiciones de irradiancia estable, con fluctuaciones menores a $\pm 1\%$. Para propósitos de estimación, la irradiancia puede tener un mínimo de 800 W/m^2 [3]. El procedimiento es el siguiente:

- Colocar la celda de referencia coplanar y cercanamente con el módulo.
- Orientar la celda de referencia y el módulo de tal manera que sean normales (Entre $\pm 10^\circ$) a los rayos directos del sol.
- Sombrear el módulo y aislarlo del viento, hasta que la temperatura de contacto del módulo sea uniforme y cercana a la temperatura ambiente.
- Descubrir el módulo e inmediatamente registrar la curva I-V, irradiancia, temperatura ambiente y de contacto del módulo. La prueba concluirá cuando el módulo alcance su temperatura de operación. En la figura 3.15 se muestra una curva típica del incremento de la temperatura de contacto en el módulo, en función del tiempo.

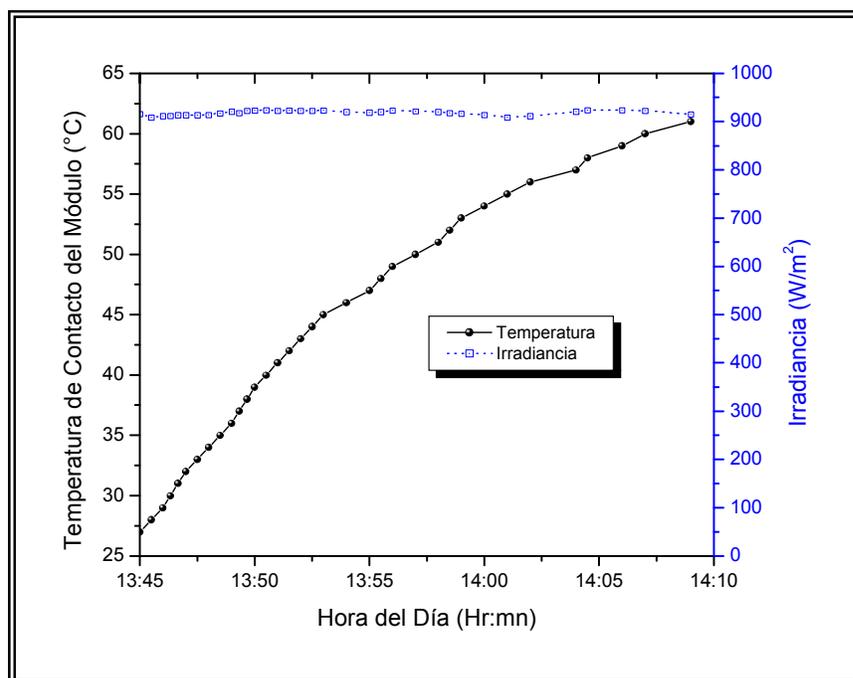


Figura 3.15 Incremento de la temperatura de contacto de un módulo monocristalino, modelo MS1722, ensamblado en el CINVESTAV-IPN.

3.6.2 Análisis de datos

Una vez que se obtuvieron las curvas I-V del módulo a diferentes temperaturas, se procede a analizar los datos:

- Para el caso de la corriente de corto circuito (I_{sc}) y tensión a circuito abierto (V_{oc}) se toman los primeros y los últimos datos de la curva y se ajustan a una regresión lineal, cuya pendiente es el coeficiente de temperatura para I_{sc} y V_{oc} , respectivamente.
- Sin embargo, para determinar la corriente y el voltaje en el punto de máxima potencia, se toma un intervalo de datos cercano al punto de la máxima potencia (aproximadamente ± 2 Volts de la tensión máxima de la placa del módulo), se realiza una regresión y se obtiene un polinomio de segundo grado, que se multiplica por el voltaje, se iguala a cero y se deriva con respecto al voltaje. Esto nos permite calcular de una manera analítica los valores de I_m y V_m .

Las figuras 3.16 y 3.17 muestran los coeficientes de temperatura para la tensión a circuito abierto y tensión máxima, para dos diferentes módulos, el primero para un módulo Fv, modelo MS1722 del CINVESTAV-IPN y el segundo para un módulo Fv modelo SX60, de la marca Solarex. Los cuales fueron medidos a una irradiancia de 910 y 930 W/m^2 . Los coeficientes de temperatura para la corriente de corto circuito y corriente máxima no se reportan, debido a que durante el análisis de datos se observó ningún cambio significativo en los valores de las corrientes, la cual se comprobó, analizando la resolución del SAD, la cual es de 0.035 A, y el valor reportado por el fabricante es de 2.3 mA.

La tabla 3.6 muestra los datos obtenidos por SAD y los valores reportados por el fabricante del módulo Fv SX60.

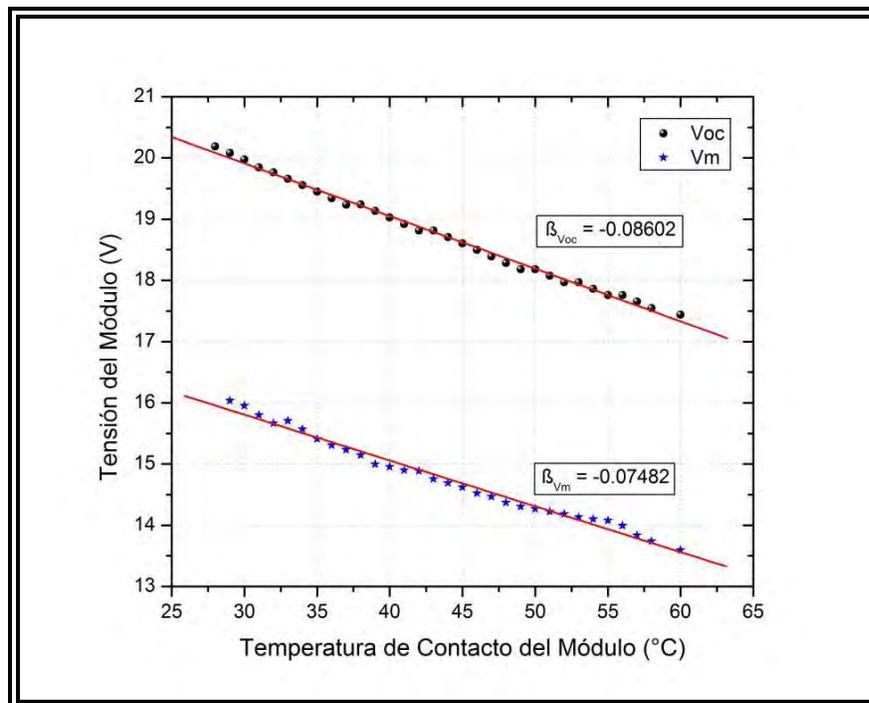


Figura 3.15 Coeficientes de temperatura para la tensión del módulo CINVESTAV-IPN, modelo MS1722, medido a una irradiancia de 910 W/m^2 .

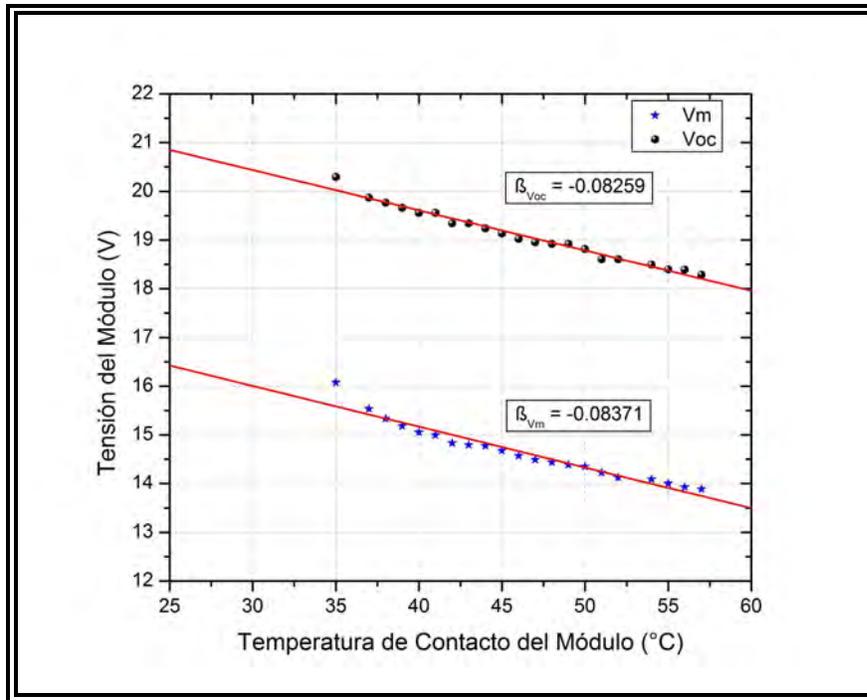


Figura 3.16 Coeficientes de temperatura para la tensión del módulo Solarex, modelo SX60, medido a una irradiancia de 930 W/m^2 .

La tabla 3.6 muestra los valores de los coeficientes de temperatura para la tensión a circuito abierto y tensión máxima, para los módulos Fvs medidos y el valor reportado por el fabricante, para el caso del módulo CINVESTAV-IPN, no se reportan dichos coeficientes. Para el módulo Solarex, el fabricante reporta un valor de $0.08 \text{ V/}^\circ\text{C}$, el valor semejante al valor medido con el SAD, el cual fue de $0.08259 \text{ V/}^\circ\text{C}$.

Tabla 3.6 Medición del coeficiente de temperatura para la tensión a circuito abierto y tensión máxima.

Módulo Fv	$\beta_{Voc} \text{ (V/}^\circ\text{C)}$	$\beta_{Vm} \text{ (V/}^\circ\text{C)}$
MS1722	-0.08602	-0.07482
SX60	-0.08259	-0.08371
Fabricante SX60	-0.08	-

CAPITULO IV. SIMULACIÓN DEL MÓDULO FV

4.1 INTRODUCCION

La representación de un sistema real mediante un modelo matemático o lógico es una herramienta básica en los procesos de simulación, ya que permite describir, explicar y predecir el comportamiento del sistema en diferentes condiciones de operación. Para el caso de sistemas fotovoltaicos esta herramienta es extremadamente útil, ya que a diferencia de otros sistemas convencionales, la respuesta del sistema fotovoltaico depende en gran medida del lugar geográfico en donde se encuentre instalado el sistema. Factores tan aleatorios como las condiciones atmosféricas (irradiancia solar incidente, ángulo de incidencia, temperatura, etc.) influirán directamente en la energía eléctrica producida por el sistema fotovoltaico. Por ello, para conseguir una mayor fiabilidad de una instalación fotovoltaica es necesario preveer cual será la respuesta del sistema cuando se le someta a diferentes condiciones de operación.

El planteamiento del modelo consiste en desarrollar una ecuación matemática con algunos parámetros de los procesos físicos que tienen lugar en el módulo fotovoltaico. La determinación de los parámetros del modelo no siempre es sencilla, y se hace necesaria la realización de una serie de medidas experimentales con el fin de obtener esos parámetros y así validar el modelo, el cuál representará al sistema real. En todo proceso del establecimiento de un modelo para simulación y obtención de los parámetros, se pueden seguir los siguientes pasos:

- Formulación del problema.
- Colección de datos y análisis.
- Desarrollo del modelo y obtención de parámetros.
- Verificación y validación del modelo.
- Experimentación y optimización del modelo.
- Implementación del modelo.

4.2 MODELO DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

El módulo es el sistema de generación y desde el punto de vista del modelado, éste es el componente cuyos modelos matemáticos basados en la física del estado sólido, están más desarrollados. Como ya se explico en capítulos anteriores, la celda solar cuando funciona como generador de corriente puede explicarse como la diferencia entre la corriente fotogenerada (I_L) debida a la generación de portadores en la iluminación, y la corriente del diodo (I_D) que corresponde a la corriente en obscuridad por la recombinación de portadores que produce la tensión externa.

La ecuación (4.1) describe el comportamiento I-V de un módulo Fv y como se observa es la misma ecuación que para una celda, solamente incrementando el valor de la tensión N veces (N número de celdas conectadas en serie en el módulo).

$I = I_L - I_O \left(\exp \left(\frac{q \left(\frac{V}{N} + IR_S \right)}{AKT} \right) - 1 \right) - \frac{V}{R_p} + IR_S$	Ec. 4.1
---	---------

Donde: I_L es la corriente fotogenerada, I_O es la corriente de saturación del diodo, R_S es la resistencia en serie, A es el factor de idealidad del diodo, R_p es la resistencia en paralelo, K es la constante de Boltzmann, q es la carga del electrón, y T es la temperatura absoluta.

Dado que la ecuación anterior es una ecuación implícita y no lineal, ésta no puede resolverse analíticamente. Es por ello que se hace uso de una herramienta como las soluciones numéricas.

4.2.1 Métodos numéricos

Los métodos de solución numérica están clasificados en métodos con intervalos y abiertos. Dentro de los métodos con intervalos se encuentran el método de bisección y el de la regla falsa, en estos métodos la solución se encuentra dentro del mismo intervalo, dado por un límite inferior y un límite superior, en donde la aplicación repetida de estos métodos siempre genera aproximaciones más y más cercanas a la raíz. A tales métodos se les conoce como convergentes ya que se acercan progresivamente a la raíz a medida que crece el número de iteraciones, sin embargo tienen el inconveniente para nuestro caso, que dicho intervalo debe de encerrar a la solución.

En contraste los métodos abiertos se basan en un solo valor o un par de ellos, pero que no necesariamente encierran a la raíz y éstos como tales, algunas veces divergen o se alejan de la raíz a medida que crece el número de iteraciones. Sin embargo, cuando los métodos convergen lo hacen más rápido que los métodos que usan intervalos. Dentro de los métodos abiertos se encuentran, el de punto fijo, Newton-Raphson y el de la secante. Dentro de los inconvenientes del método de punto fijo es que necesita una aproximación la cual debe de ser lo más cercanamente posible a la raíz, para que exista la probabilidad de que converja. El método de Newton-Raphson tiene la desventaja de que se tiene que derivar la función de forma analítica, que para algunas funciones es compleja. Por su parte, el método de la secante proporciona una alternativa viable a la derivada, empleando el método de diferencias divididas finitas. A medida que la aproximación a la raíz se hace más exacta, la aproximación a la derivada se convierte en una mejor representación a la derivada exacta y la velocidad de convergencia aumenta rápidamente.

La derivada numérica se puede aproximar mediante la siguiente ecuación:

$f'(x_i) \cong \frac{f(x_{i-1}) - f(x_i)}{x_{i-1} - x_i}$	Ec. 4.2
---	---------

Donde la aproximación a la raíz se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$x_{i-1} = x_i - \frac{f(x_i)(x_{i-1} - x_i)}{f(x_{i-1}) - f(x_i)}$	Ec 4.3
---	--------

4.2.2 Solución a partir de datos de placa

Los módulos Fvs comerciales, están caracterizados bajo condiciones estándar de medida (STC: Standard Test Conditions).

- Irradiancia 1000 W/m^2
- Distribución espectral AM1.5
- Temperatura de la celda 25°C

En estas condiciones se miden al menos, la potencia que puede entregar un módulo P_{MAX} , la corriente de corto circuito I_{SC} y la tensión a circuito abierto V_{OC} .

Si se tiene la posibilidad de predecir la potencia eléctrica producida por un módulo Fv ante diferentes niveles de irradiancia y temperatura, será de mucha utilidad en el diseño y en la optimización energética de sistemas fotovoltaicos. Una forma de conocer la ecuación I-V de un módulo Fv es hacer varias mediciones I-V y después procesar los datos mediante una regresión no lineal hacia una ecuación característica con una o dos exponenciales. Sin embargo, la obtención de suficientes puntos experimentales no es un trabajo sencillo (como se detalló en el capítulo anterior).

Para encontrar la ecuación que represente la característica I-V de un módulo Fv, se supone que todas las celdas que lo componen son idénticas, reciben los mismos estímulos (temperatura, irradiancia, diferencia de potencial, etc.) y están conectadas en serie. Usando la ecuación de un módulo fotovoltaico ecuación (4.1), donde se observan cinco variables (I_L , I_0 , A , R_S y R_P), y solo conocemos tres puntos principales por donde pasa la curva I-V del módulo (P_{MAX} , I_{SC} y V_{OC}).

De la condición de tensión a circuito abierto y de corriente de corto circuito, se tiene que:

- **Corriente de corto circuito (I_{SC}):** Esta condición se presenta cuando la tensión es cero :
 $I = I_{\text{SC}} \Leftrightarrow V = 0$, sustituyendo ésta condición en (Ec. 4.1) se obtiene:

$I_{\text{SC}} = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{qI_{\text{SC}}R_S}{AKT} \right) - 1 \right) - \frac{I_{\text{SC}}R_S}{R_P}$	Ec. 4.4
---	---------

Despejando I_L y factorizando a I_{SC} , tenemos:

$I_L = I_{\text{SC}} \left(1 + \frac{R_S}{R_P} \right) + I_0 \left(\exp \left(\frac{qI_{\text{SC}}R_S}{AKT} \right) - 1 \right)$	Ec. 4.5
---	---------

- **Tensión a circuito abierto (V_{OC}):** Esta condición se presenta cuando la corriente es cero.
 $V = V_{\text{OC}} \Leftrightarrow I = 0$. Sustituyendo esta condición en la ecuación (4.1) se obtiene:

$0 = I_L - I_0 \left(\exp \left(\frac{qV_{\text{OC}}}{NAKT} \right) - 1 \right) - \frac{V_{\text{OC}}}{NR_P}$	Ec. 4.6
---	---------

Despejando I_L :

$I_L = I_o \left(\exp \left(\frac{qV_{OC}}{NAKT} \right) - 1 \right) + \frac{V_{OC}}{NR_p}$	Ec. 4.7
---	---------

Igualando las ecuaciones 4.5 y 4.7:

$I_{SC} \left(1 + \frac{R_S}{R_p} \right) + I_o \left(\exp \left(\frac{qI_{SC}R_S}{AKT} \right) - 1 \right) = I_o \left(\exp \left(\frac{qV_{OC}}{NAKT} \right) - 1 \right) + \frac{V_{OC}}{NR_p}$	Ec. 4.8
---	---------

Despejando I_o :

$I_o = \frac{I_{SC} \left(1 + \frac{R_S}{R_p} \right) - \frac{V_{OC}}{NR_p}}{\left[\left(\exp \left(\frac{qV_{OC}}{AKT} \right) \right) - \left(\exp \left(\frac{qI_{SC}R_S}{AKT} \right) \right) \right]}$	Ec. 4.9
---	---------

- **Punto de máxima potencia (P_{MAX}):** La región de la curva entre I_{SC} y V_{OC} corresponde a la potencia máxima generada por el módulo bajo ciertas condiciones de operación y está dada por:

$P = VI$	Ec. 4.10
----------	----------

El cálculo del punto de máxima potencia puede, en principio, ser obtenido haciendo uso de la condición:

$P = P_{MAX} = \frac{dP}{dV} = 0$	Ec. 4.11
-----------------------------------	----------

$0 = \frac{d}{dV} (IV)_{Max} = I_{Max} \frac{dV}{dV} + V_{Max} \frac{dI}{dV}$	Ec. 4.12
---	----------

$0 = I_L - I_o \left(\exp \left(\frac{q \left(\frac{V_{max}}{N} + I_{max} R_S \right)}{AKT} \right) - 1 \right) - \frac{V_{max} + I_{max} R_S}{R_p} - I_{max}$	Ec. 4.13
---	----------

Las ecuaciones 4.5, 4.9, 4.12 y 4.13 se resuelven numéricamente y se obtiene la solución, para este trabajo de tesis se desarrolló un programa llamado trazador de curvas I-V, que en sus inicios fue en ambiente DOS hasta llegar a la versión en ambiente Windows con lenguajes de programación en Visual Basic y Java. Este programa tiene la funcionalidad de introducir los valores de placa del fabricante (P_m , V_{OC} , I_{SC} y número de celdas), desplegar los valores de la corriente de iluminación (I_L), la corriente inversa de saturación (I_0), la constante de idealidad (A), la resistencia serie (R_S), la resistencia en paralelo (R_P) y los valores de la corriente y tensión en el punto de máxima potencia. Así mismo de generar la gráfica de corriente vs tensión (I-V). El modelo se validó con los datos reportados por los fabricantes de módulos Fvs cristalinos comerciales, cabe señalar que los módulos evaluados tienen la característica de estar certificados, condición que garantiza que los módulos fueron medidos en laboratorios de certificación reconocidos a nivel mundial, como pueden ser UL, TUV, JLP, etc.

Las tablas y figuras siguientes muestran los valores obtenidos mediante la solución numérica y los datos reportados por el fabricante, así como su curva I-V. En todas ellas se observa que si considera que el dato de placa es el dato correcto, nuestra solución numérica el error máximo en tensión es de 0.2 V y 0.03 A. Valores aceptables entre el error de la solución y el error en la medición de la curva I-V.

Tabla 4.1 Muestra los valores de datos de placa de un módulo Fv Solarex SX-60 y valores de la solución numérica.

Módulo	Tipo	Laboratorio	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
SX-60	Policristalino	TUV	60	16.8	3.56	3.87	21
Solución numérica			60	16.9	3.55	3.87	21

Typical Electrical Characteristics⁽¹⁾			
	SX-55	SX-60	SX-65
Maximum power (P_{max})	55W	60W	65W
Voltage at P_{max} (V_{mp})	16.5V	16.8V	17.2V
Current at P_{max} (I_{mp})	3.33A	3.56A	3.77A
Guaranteed minimum P_{max}	50W	55W	60W
Short-circuit current (I_{sc})	3.69A	3.87A	4.06A
Open-circuit voltage (V_{oc})	20.6V	21.0V	21.5V
Temperature coefficient of I_{sc} (0.065±0.015)%/°C		
Temperature coefficient of V_{oc} -(80±10)mV/°C		
Temperature coefficient of power -(0.5±0.05)%/°C		
NOCT ² 47°±2°C		

Figura 4.1 Muestra el dato de placa del módulo Fv Solarex, de la serie SX.

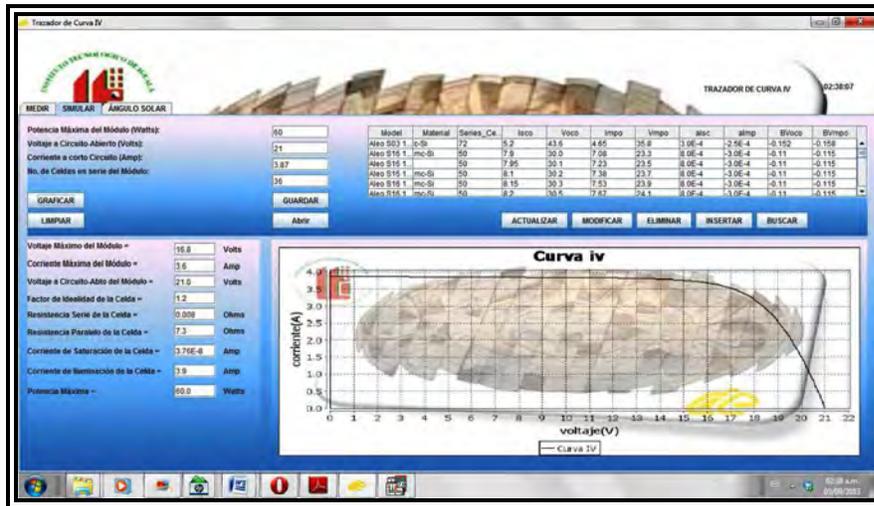


Figura 4.2 Muestra la pantalla de programa Trazador de curvas I-V, el cual visualiza los datos numéricos, así como la curva I-V del módulo Fv.

Tabla 4.2 Muestra los valores de datos de placa de un módulo Fv Sunpower SPR-333NE y valores de la solución numérica.

Módulo	Tipo	Laboratorio	$P_m(W)$	$V_m(V)$	$I_m(A)$	$I_{sc}(A)$	$V_{oc}(V)$
E20-333	Monocrystalino	UL	333	54.7	6.09	6.46	65.3
Solución numérica			333	54.9	6.06	6.46	65.3

MODELOS: SPR-333NE-WHT-D, SPR-327NE-WHT-D			
DATOS ELÉCTRICOS			
Medidos en condiciones de prueba estándar (STC): Irradiancia 1000 W/m ² , AM 1,5 y temperatura de célula 25 °C			
Potencia nominal (+5/-0%)	P_{nom}	333 W	327 W
Eficiencia de célula	η	22,9 %	22,5 %
Eficiencia de panel	η	20,4 %	20,1 %
Voltaje en el punto de máxima potencia	V_{mpp}	54,7 V	54,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia	I_{mpp}	6,09 A	5,98 A
Voltaje de circuito abierto	V_{oc}	65,3 V	64,9 V
Corriente de cortocircuito	I_{sc}	6,46 A	6,46 A
Voltaje máximo del sistema	IEC	1000 V	
Coeficientes de temperatura	Potencia (P)	- 0,38 %/K	
	Voltage (V_{oc})	- 176,6 mV/K	
	Corriente (I_{sc})	3,5 mA/K	
NOCT		45° C +/- 2° C	

Figura 4.3 Muestra el dato de placa del módulo Fv Sunpower, de la serie SPR.

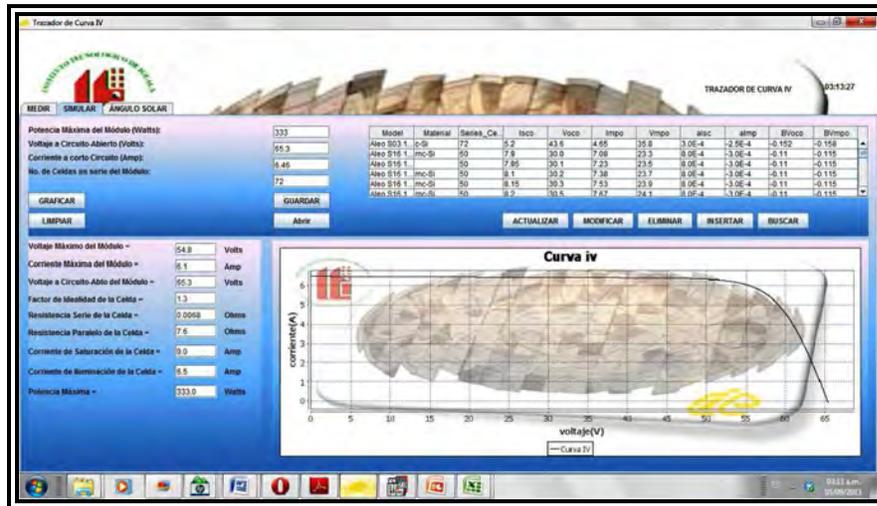


Figura 4.4 Muestra la pantalla de programa Trazador de curvas I-V, el cual visualiza los datos numéricos, así como la curva I-V del módulo Fv.

Tabla 4.3 Muestra los valores de datos de placa de un módulo Fv Sunpower SPR-333NE y valores de la solución numérica.

Módulo	Tipo	Laboratorio	P_m (W)	V_m (V)	I_m (A)	I_{sc} (A)	V_{oc} (V)
N240	HIT	TUV	240	43.7	5.51	5.85	52.4
Solución numérica			240	43.8	5.48	5.85	52.4

Electrical data (at STC)	Models HIT-NxxxSE10		
	240	235	230
Maximum power (Pmax) [W]	240	235	230
Max. power voltage (Vmp) [V]	43.7	43.0	42.3
Max. power current (Imp) [A]	5.51	5.48	5.45
Open circuit voltage (Voc) [V]	52.4	51.8	51.2
Short circuit current (Isc) [A]	5.85	5.84	5.83

Figura 4.5 Muestra el dato de placa del módulo Fv Sanyo, de la serie HIT-N.

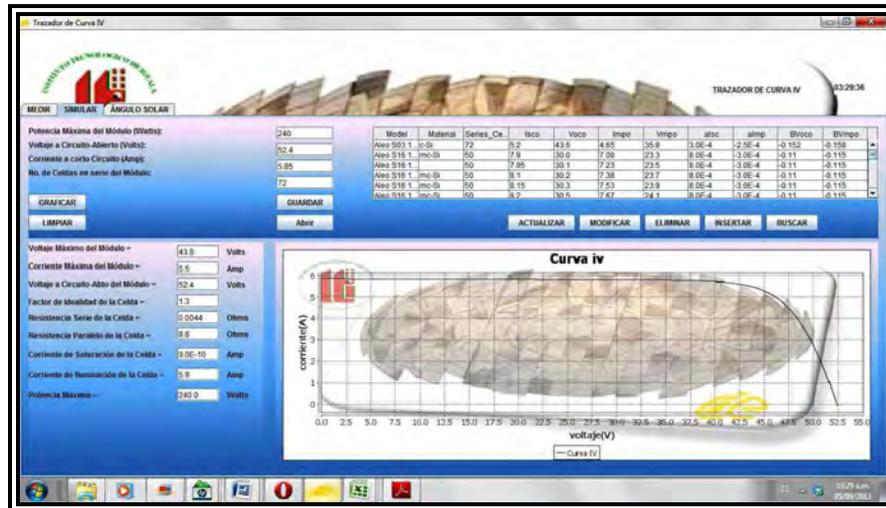


Figura 4.6 Muestra la pantalla de programa Trazador de curvas I-V, el cual visualiza los datos numéricos, así como la curva I-V del módulo Fv.

4.3 EXTRAPOLACION A DISTINTAS CONDICIONES DE OPERACION

4.3.1 Ecuaciones de translación

La extrapolación a distintas condiciones de operación de irradiancia E_1 y temperatura de la celda T_{C1} , de los puntos de una curva I-V dados en unas condiciones de referencia de irradiancia E_2 , y de temperatura T_{C2} se puede realizar mediante la aplicación de diferentes procedimientos.

Para la comparación de la potencia entre diferentes módulos Fvs, ésta se refiere siempre a las mismas condiciones ambientales, específicamente en la Norma IEC 60904-3 como Condiciones Standard de medida (STC). Debido a que incluso en las mejores condiciones de laboratorio es difícil de medir las curvas I-V exactamente en las condiciones STC, se han desarrollado métodos matemáticos de conversión que permiten la extrapolación de una curva I-V medida en unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura a las condiciones STC. Estos métodos, bien referenciados tanto en la normatividad internacional como en la literatura, abordan este problema mediante la conversión punto a punto de la curva I-V así como mediante modelos analíticos de los mecanismos internos de las celdas Fvs.

Para procesos de simulación de sistemas Fvs es necesario el proceso inverso, la obtención de la curva I-V de un módulo o generador Fv en diferentes condiciones de irradiancia y temperatura de operación a partir de la curva I-V en STC. Para ello se puede utilizar métodos existentes en la literatura que se describen brevemente a continuación:

1. Método IEC 60891. Este método está basado en la norma internacional IEC 60891, la cual establece el procedimiento para la extrapolación de la curva I-V del dispositivo Fv cristalino a diferentes condiciones de irradiancia y temperatura. Se aplican las siguientes ecuaciones de corrección a cada punto de la curva en condiciones de referencia, para la obtención de los puntos, en otras condiciones:

$I_2 = I_1 + I_{sc} \left(\frac{E_2}{E_1} - 1 \right) + \alpha (T_2 - T_1)$	Ec. 4.14
--	----------

$V_2 = V_1 - R_s (I_2 - I_1) - \kappa I_2 (T_2 - T_1) + \beta (T_2 - T_1)$	Ec. 4.15
--	----------

Donde:

I_1 , V_1 corriente y tensión de un punto de la curva I-V medida.

I_2 y V_2 son los pares de puntos corregidos.

E_1 es la irradiancia medida con el dispositivo de referencia.

E_2 es la irradiancia estándar u otra condición.

T_1 es la temperatura medida.

T_2 es la temperatura estándar.

I_{sc} es la corriente de corto circuito del dispositivo de prueba.

α y β son los coeficientes de temperatura para la corriente de corto y tensión a circuito abierto. ($A/^\circ C$) y ($V/^\circ C$).

R_s y κ son la resistencia serie y coeficiente de temperatura interno para la resistencia serie. (Ohms) y (Ohms/ $^\circ C$).

2. Método de ASTM 1036. Este método está basado en las ecuaciones propuestas por Anderson para la extrapolación punto a punto de la curva I-V de unas condiciones de irradiancia y temperatura a otras.

$I_{sc_{STC}} = \frac{I_{sc}}{\left[1 + \alpha (T_c - 25) \right] \left[\frac{E}{1000} \right]}$	Ec. 4.16
--	----------

$V_{oc_{STC}} = \frac{V_{oc}}{\left[1 + \beta (T_c - 25) \left[1 + \delta(T) \ln \left(\frac{E}{1000} \right) \right] \right]}$	Ec. 4.17
--	----------

Donde la translación punto a punto de la curva I-V es:

$V_{STC} = V \left(\frac{V_{oc_{STC}}}{V_{oc}} \right)$ $I_{STC} = I \left(\frac{I_{sc_{STC}}}{I_{sc}} \right)$	Ec. 4.18
---	----------

$T_c = T_a + \frac{TONC(^{\circ}C) - 20^{\circ}C}{800W/m^2} E$	Ec. 4.19
--	----------

Donde:

E es la irradiancia en el plano del módulo, medida por la celda de referencia (W/m^2).

TONC es la temperatura de operación nominal de la celda ($^{\circ}C$).

T_c es la temperatura de contacto del módulo ($^{\circ}C$).

T_a es la temperatura ambiente del sitio ($^{\circ}C$).

α es el coeficiente de temperatura para I_{sc} ($\%/^{\circ}C$).

β es el coeficiente de temperatura para V_{oc} ($\%/^{\circ}C$).

I_{sc} es la corriente de corto circuito del módulo (A).

V_{oc} es el voltaje a circuito abierto (V).

De los procedimientos propuestos IEC 60891 y ASTM E1036, este último fue el seleccionado debido a su simplicidad y precisión, por el contrario el primero requiere conocer la resistencia serie y su variación respecto a la temperatura, estas solo pueden ser obtenidas mediante un simulador solar.

La solución numérica y el procedimiento ASTM E 1036, se validó con mediciones que reporta el Laboratorio Photon a diferentes condiciones de irradiancia y temperatura, de las cuales se observa excelentes resultados para los valores de tensión y corriente en el punto de máxima potencia. Las siguientes tablas muestran estos resultados.

Tabla 4.4 Comparación de valores de tensión y corriente máxima del módulo Fv Aleo Solar AG medidos por el laboratorio Photon y Solución numérica el Procedimiento ASTM E 1036.

Marca	Modelo	Irradiancia (W/m^2)	Tensión máxima Photon (V)	Corriente Máxima Photon (A)	Tensión máxima Tesis (V)	Corriente Máxima Tesis (A)
Aleo Solar AG	Aleo L_18 250	1000	30.3	8.24	30.6	8.18
		800	30.4	6.6	30.32	6.53
		600	30.4	4.96	29.97	4.9
		400	30.1	3.30	29.47	3.26
		200	29.4	1.65	28.63	1.63
		150	29.1	1.24	28.27	1.22
		100	28.5	0.82	27.78	0.81

Tabla 4.5 Comparación de valores de tensión y corriente máxima del módulo Fv Bosh Solar Energy medidos por el laboratorio Photon y Solución numérica el Procedimiento ASTM E 1036.

Marca	Modelo	Irradiancia (W/m ²)	Tensión máxima Photon (V)	Corriente Máxima Photon (A)	Tensión máxima Tesis (V)	Corriente Máxima Tesis (A)
Bosh Solar Energy	Bosh M60	1000	30.85	8.76	31.05	8.69
		800	30.85	7.01	30.84	6.95
		600	30.85	5.26	30.57	5.21
		400	30.8	3.5	30.19	3.47
		200	30.12	1.77	29.55	1.73
		100	29.17	0.88	28.9	0.87

CAPITULO V

5.1 RESULTADOS

5.2 Radiación Solar

Debido a que la republica mexicana, cuenta con un excelente recurso solar, es de suma importancia poder aprovechar al máximo tal recurso, para ello se hace necesario conocer los factores que limitan tal aprovechamiento, y debido a la naturaleza de estos, unos se pueden conocerse con exactitud y otros son función única y exclusivamente del clima local, dentro de los cuantificables podemos encontrar las trayectorias del sol alrededor de la tierra en función del tiempo y del lugar geográfico, con tales trayectorias se conocen la altura solar de los rayos del sol, el cenit, el acimut, u otros datos como la hora del alba, la hora del atardecer, las horas de sol en el día, etc. Sin embargo poder predecir la irradiancia solar en un instante dado, no es una tarea fácil, para ello se hace uso de series estadísticas recopiladas por años atrás y simularlas con modelos matemáticos que engloban a los factores anteriormente descritos o bien medirlas en tiempo real mediante satélites.

Poder calcular los ángulos de la altura y acimut solar, para una localidad cualquiera, nos permite orientar e inclinar de una manera eficiente nuestro módulo para que éste aproveche la mayor captación de radiación anualmente o para una fecha en especial. La figura 5.1 y 5.2 muestra la radiación promedio mensual en función del ángulo de inclinación del módulo para dos ciudades de la republica Mexicana.

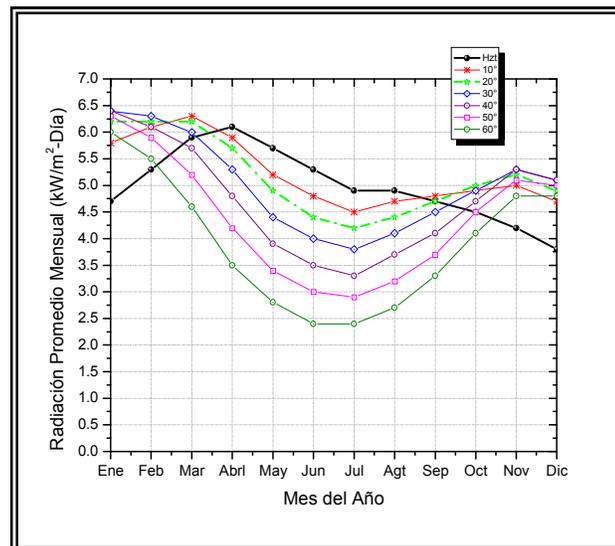


Figura 5.1 Muestra la variación de la radiación promedio mensual con respecto al ángulo de inclinación del módulo a lo largo del año, para la localidad de temixco, Morelos la cual se encuentra a $18^{\circ} 50'$ latitud Norte y $99^{\circ} 14'$ longitud Oeste. De la figura se observa que la inclinación a 20° es la que proporciona un máximo aprovechamiento del recurso a lo largo del año.

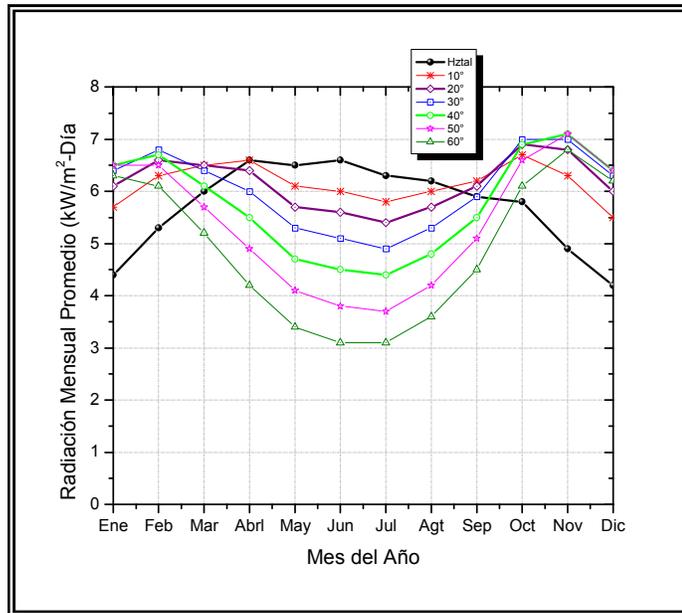


Figura 5.2 Muestra la variación de la radiación promedio mensual con respecto al ángulo de inclinación del módulo a lo largo del año, para la localidad de la paz, Baja California Sur la cual se encuentra a 24° 12' latitud Norte y 110° 0' longitud Oeste. De la figura se observa que la inclinación a 30° es la que proporciona un máximo aprovechamiento del recurso a lo largo del año.

Otro factor importante a la hora de cuantificar la radiación promedio mensual y la irradiancia la constituye la base de datos con la cual se parte, para realizar los cálculos, la figura 5.3 muestra la comparación entre diferentes bases de datos, para la ciudad de Veracruz, Ver.

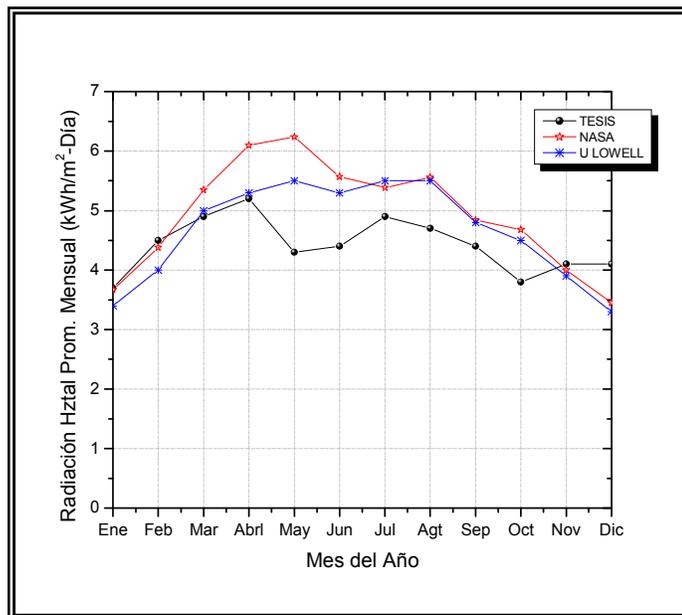


Figura 5.3 Muestra las diferencias entre las diferentes fuentes de radiación, para la ciudad de Veracruz, Ver. Ubicada a 19° 12' latitud Norte y 96° 12' longitud Oeste.

Una vez que se decidió por una fuente de irradiancia, se procedió a compararla con el modelo propuesto y modelo proporcionado por un Software (Wincaps) diseñado para el dimensionamiento de sistemas de bombeo, la figura 5.4 muestra la comparación de los dos modelos descritos anteriormente, así mismo se presenta el error entre ambas simulaciones, tomando como fuente la base de datos propuesta.

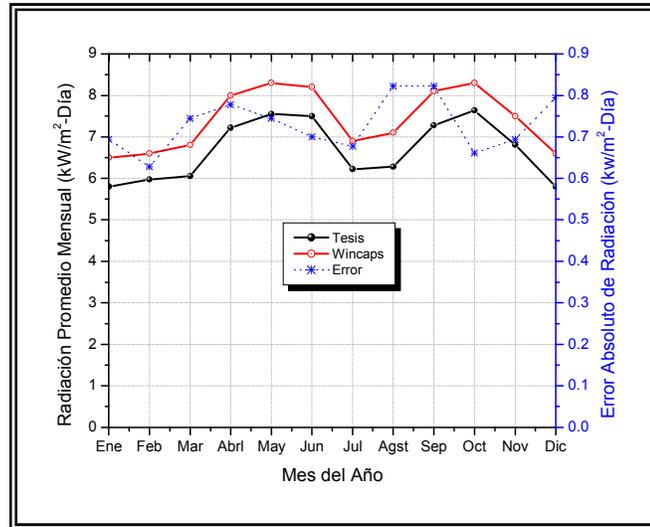


Figura 5.4 Muestra la simulación de dos modelos diferentes para la radiación promedio mensual, para la localidad de Chihuahua, Chih. Localizada 28° 36' latitud Norte y 106° 6' longitud Oeste. Así como el error entre ambas simulaciones.

Debido a que la base de datos para la radiación es obtenida de promedios mensuales a lo largo de los años, cuando comparamos la irradiancia de datos tomados a lo largo de un día con la simulación, los efectos del clima local se hace presente, como lo muestra la figura 5.5.

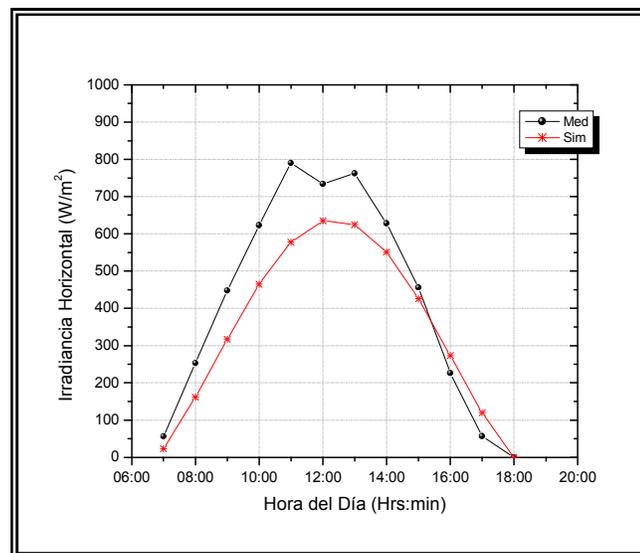


Figura 5.5 Efecto de nubes en la medición de la irradiancia comparada con la simulación para el día 14 de noviembre, en la localidad de Temixco, Morelos.

5.3 Sistema Automático de Medición

Debido a que era necesario contar con un sistema de medición propio tal que nos permitiera medir la característica I-V de módulos fotovoltaicos in situ. Se hizo necesario realizar una búsqueda en el mercado de sistema que cubriera nuestras necesidades, pero debido a su alto costo (\$ 21,500.00), no incluyendo los sensores ni la Pc. Se tuvo la necesidad de diseñar, construir y probar un sistema que nos permitiera medir de una manera confiable y automática la curva I-V de módulos; con el fin de que nos permitiera comparar las simulaciones con las mediciones del módulo. La figura 5.6 muestra las mediciones realizadas por el prototipo desarrollado como parte del proyecto de tesis y un sistema comercial Marca Daystar, modelo CS-100. Las figuras 5.7, 5.8, 5.9 muestran las curvas I-V para diferentes módulos.

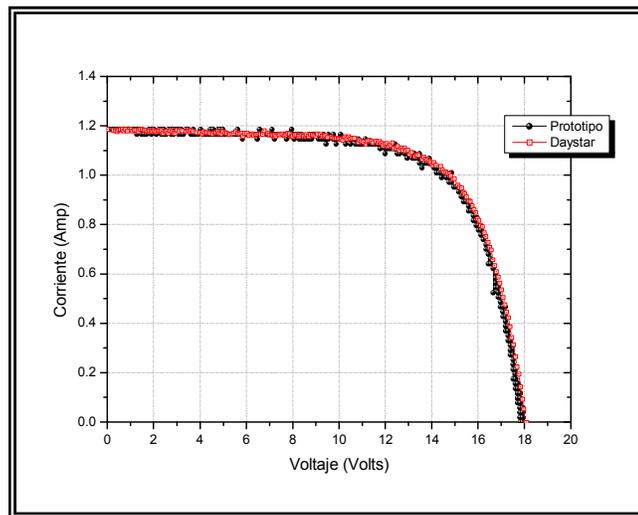


Figura 5.6 muestra las curvas obtenidas con un sistema comercial (Daystar) y la curva obtenida por SAD desarrollado como parte del proyecto de tesis.

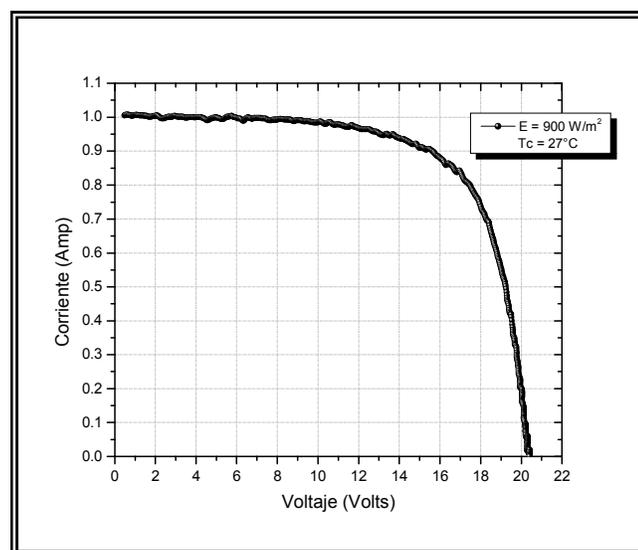


Figura 5.7 Muestra la curva I-V para un módulo monocristalino Modelo MS1722 de 36 celdas, ensamblado por el Cinvestav-IPN.

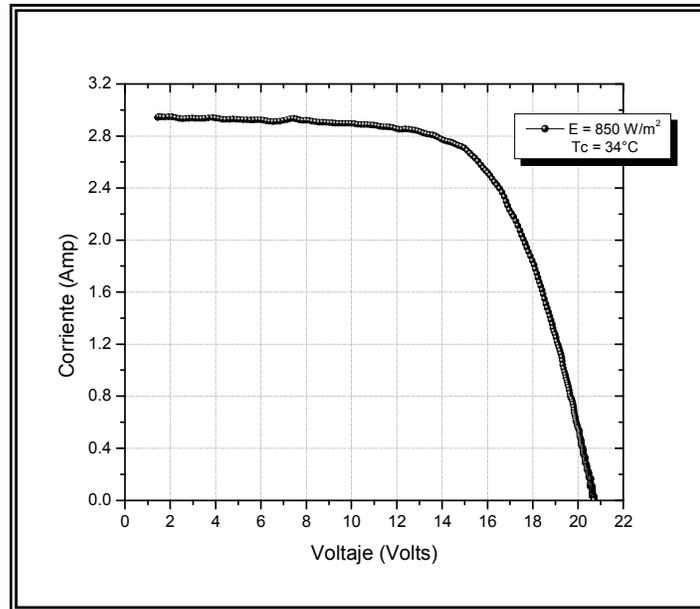


Figura 5.8 Muestra la curva I-V de un módulo Policristalino, Marca Photowatt, modelo PWX500 de 36 celdas.

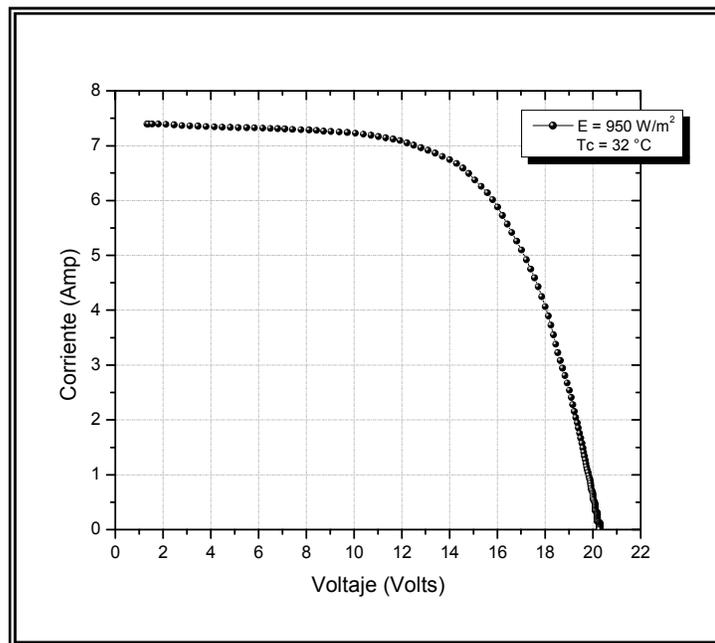
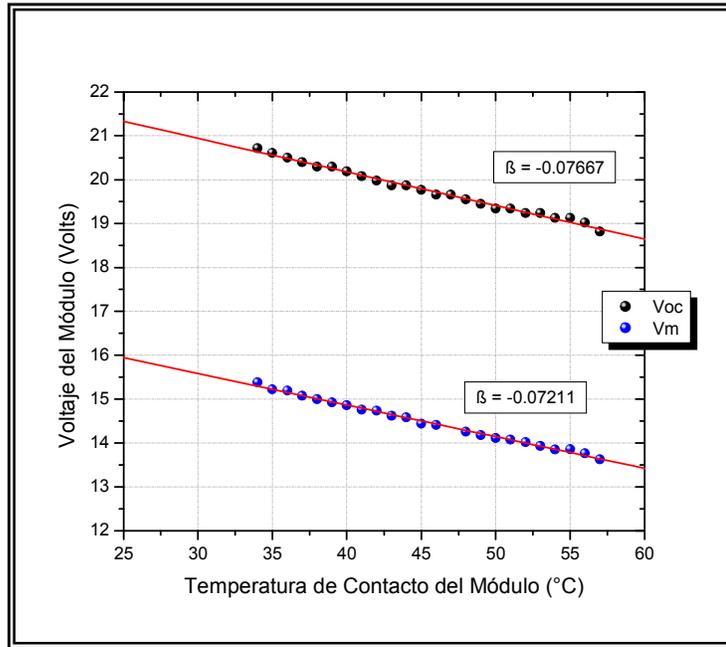
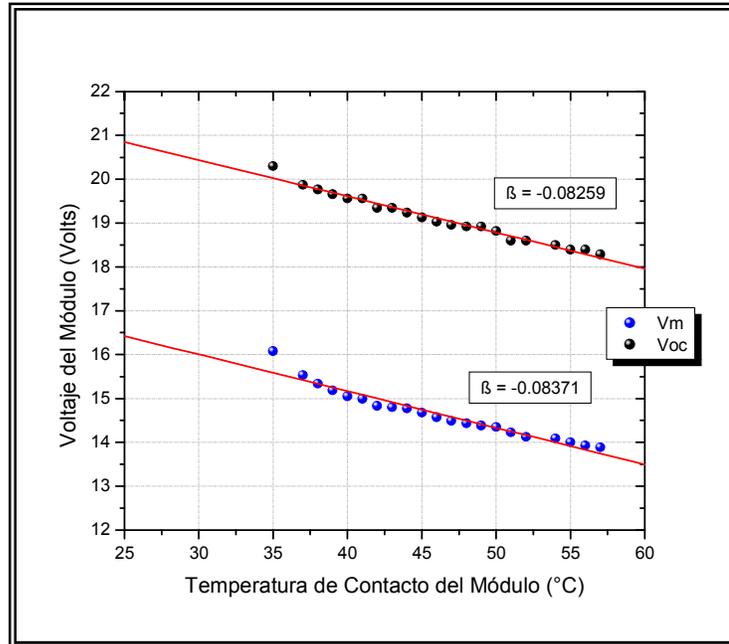


Figura 5.9 Muestra la curva I-V de un módulo monocristalino, Marca Atersa, modelo 120 de 36 celdas.

5.4 Coeficientes de Temperatura



Photowatt



Solarex