



**CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN
MATERIALES AVANZADOS,
S.C.**

POSGRADO

**“Modelado y caracterización de paneles
fotovoltaicos”**

**Tesis que como requisito para obtener el Grado de
Maestro en Energías Renovables Presenta:**

Roberto Herrera Salcedo

**Director de Tesis:
Dr. José Alberto Duarte Moller.**

Chihuahua, Chih., Mayo del 2013

Agradecimiento

A Dios

Gracias padre por tu luz y Amor

A mis Madre y mi Padres

Por todo el gran apoyo y amor incondicional.

A mis Hermanos

Por su apoyo y afecto.

A mis amigos

David Ricardo López Flores, Jesús René Guzmán Sánchez,

Por ser los mejores compañeros que he tenido en mi vida.

Al Ing. José Antonio Pineda G.

Por depositar su confianza en mi.

A mis padres

Gracias por su sabiduría y profundo amor,

sólo les puedo decir que los amo,

y que este logro no es mió sino nuestro.

ÍNDICE

ÍNDICE	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	v
ÍNDICE DE TABLAS	ix
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	2
HIPÓTESIS	6
OBJETIVO GENERAL	7
OBJETIVOS PARTICULARES	7
I MATERIALES Y MÉTODOS	8
1.1 Disponibilidad de Energía solar	8
1.1.1 Trayectorias solares	8
1.1.2 Ecuaciones de tiempo	12
1.1.3 Radiación solar diaria	13
1.1.4 Estimación del promedio mensual irradiación promedio mensual sobre plano inclinado	14
1.2 Caracterización de la celdas fotovoltaica	18
1.2.1 Circuitos Equivalentes	22
1.2.2 Modelo teórico de Shockley para la celda fotovoltaica	23
1.2.3 Punto de máxima potencia <i>MPPT</i>	26
1.2.4 Curvas características	28
1.2.5 Factor de llenado y eficiencia	29
1.3 Métodos de simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos	31
1.3.1 Simulación de curvas características de FV en <i>Matlab Simulink</i>	32
1.3.2 Simulación de curvas características de FV en <i>LabView</i>	36
1.4 Método de generación curvas I-V y P-V en paneles fotovoltaicos	40
1.4.1 Modelo de extrapolación bajo <i>STC</i>	40
1.4.2 Medida de la curva I-V mediante carga capacitiva	41
1.4.3 Medida de la curva I-V con carga electrónica	44
II RESULTADOS Y DISCUSIONES	50
2.1 Resultados del estudio de disponibilidad solar	50
2.2 Resultados del estudio de simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos	67
2.3 Resultados del estudio de generación de curvas características de paneles fotovoltaicos	72
III CONCLUSIONES	75

ÍNDICE DE FIGURAS

INTRODUCCIÓN

Figura 1	Escenario mundial para la generación de electricidad para las energías renovable	3
Figura 2	Radiación global media diaria en Kwh/m ²	3
Figura 3	Panel de control en <i>LabView</i> - <i>Matscrip</i> del sistema de simulación de paneles fotovoltaicos	5

I MATERIALES Y MÉTODOS

Figura 1.1	Puntos de orientación por geometría solar para un panel fotovoltaico.	8
Figura 1.2	Representación gráfica de la ecuación de tiempo	12
Figura 1.3	Husos horarios distribución zonas de tiempo mundial	13
Figura 1.4	Radiación solar global diaria distribuida en 0 hrs. a 24 hrs. en la ciudad de Chihuahua.	14
Figura 1.5	Estructura de banda para dos semiconductores cristalinos	19
Figura 1.6	Espectro de la luz solar y eficiencia cuántica de los semiconductores	20
Figura 1.7	Eficiencia de las celdas solares actuales	21
Figura 1.8	Circuito equivalente simplificado de celda solar	22
Figura 1.9	Punto de máxima potencia para la celda fotovoltaica	26
Figura 1.10	Curvas características I-V y P-V de una celda fotovoltaica.	28
Figura 1.11	Efectos de la temperatura e irradiancia en una celda fotovoltaica.	28
Figura 1.12	Curvas característica celda solar Factor de llenado	29
Figura 1.13	Diagrama de flujo de Simulación de curvas características FV en <i>Matlab Simulink</i> .	35
Figura 1.14	Diagrama de flujo de Simulación de curvas características FV en <i>LabView</i> .	38
Figura 1.15	Validación de los datos de simulación contra <i>PSIM</i>	39
Figura 1.16	Curvas generadas para un panel fotovoltaico por carga capacitiva	42
Figura 1.17	Generación curvas del panel fotovoltaico por carga capacitiva	42
Figura 1.18	Generación curvas del panel fotovoltaico por carga electrónica.	45
Figura 1.19	Sistema de caracterización de paneles fotovoltaicos.	47
Figura 1.20	Circuito de carga electrónica con <i>Mosfet's</i> en paralelo	48
Figura 1.21	Circuito adaptador de corriente para el sensor ACS715	48
Figura 1.22	Conexiones de la tarjeta <i>NIDAQ USB 6008</i>	48

Figura 1.23	Tablilla de control dsPic30F2020	49
-------------	----------------------------------	----

II RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Figura 2.1	Radiación solar global diaria distribuida en 0 hrs. a 24 hrs. para la ciudad de Chihuahua	51
Figura 2.2	Radiación solar global diaria para la ciudad de Chihuahua,Chih.	62
Figura 2.3	Radiación solar global diaria para los planos inclinaciones S1,S2 y S3 de la ciudad de Chihuahua,Chih.	62
Figura 2.4	Parametros solares de la ciudad de Chihuahua,Chih.	63
Figura 2.5	Horas de insolacion para los diferentes planos inclinados de la ciudad de Chihuahua, Chih.	63
Figura 2.6	Componentes de la irradiación solar en el plano horizontal de la ciudad de Chihuahua,Chih.	64
Figura 2.7	Componentes de la irradiación solar para el plano inclinado S1.	64
Figura 2.8	Componentes de la irradiación solar para el plano inclinado S2.	64
Figura 2.9	Componentes de la irradiación solar para el plano inclinado S3.	65
Figura 2.10	Diagrama de bloques <i>under mask</i> en <i>Simulink</i> de una celda básica fotovoltaica	67
Figura 2.11	Diagrama de bloques en <i>Simulink</i> de una celda básica fotovoltaica	67
Figura 2.12	Interfaz de parametrización diseñado	68
Figura 2.13	Curvas I-V y P-V características para un panel de 80 w	68
Figura 2.14	Parametrización del sistema de modelado de curvas características FV	69
Figura 2.15	Sistema <i>under mask</i> dentro de la función PV_PANEL Function	69
Figura 2.16	Curvas características del sistema de modelado FV	70
Figura 2.17	Programa <i>Matscrip</i> exportado a <i>LabView</i>	70
Figura 2.18	Panel de control del sistema de simulación de paneles FV	71
Figura 2.19	Sistema <i>PSIM</i> para comprobación por medio del <i>Solar Module</i>	71
Figura 2.20	Ciclo de trabajo 3% a 10% del generador de curvas características FV	72
Figura 2.21	Ciclo de trabajo 70% a 90% del generador de curvas características FV.	72
Figura 2.22	Gráficas generadas en el sistema <i>HMI LabView</i> correspondientes al modulo <i>Yingli solar 80 w</i>	73
Figura 2.23	Gráfica del punto de Máxima potencia encontrado <i>MPPT</i>	73
Figura 2.24	Sistema de generación prototipo de curvas características FV	74

ÍNDICE DE TABLAS

I MATERIALES Y MÉTODOS

Tabla 1.1	Capacidad instalada en operación y en construcción para la generación de energías renovables 2012 en México	4
Tabla 1.2	Datos de la <i>Nasa Atmospheric Science Data Center</i> , para la localidad de Chihuahua	14
Tabla 1.3	Salto energético E_g de algunos semiconductores	19
Tabla 1.4	Características de algunos tipos de celdas solares bajo condiciones STC.	20
Tabla 1.5	Eficiencia y Factor de forma para algunos tipos de celdas solares	30
Tabla 1.6	Parámetros eléctricos del Panel <i>Yingli solar</i> 80 W	31
Tabla 1.7	Parámetros de coeficientes de temperatura	31

II RESULTADOS Y DISCUSIONES

Tabla 2.1	Datos generales de radiación y posición global de la ciudad de Chihuahua	9
Tabla 2.2	Datos de geometría solar declinación solar máxima y mínima	51
Tabla 2.3	Datos de geometría solar declinación mensual	52
Tabla 2.4	Datos de geometría solar altura solar máxima y mínima	52
Tabla 2.5	Datos de geometría solar altura solar mensual	52
Tabla 2.6	Datos de geometría solar ángulo horario mensual	53
Tabla 2.7	Datos de geometría solar ángulo horario mensual	53
Tabla 2.8	Datos de geometría solar insolación para el plano horizontal mensual.	54
Tabla 2.9	Datos de geometría solar ángulo horario planos inclinados S_1, S_2 y S_3 mensual	54
Tabla 2.10	Datos de geometría solar obtenidas de <i>NASA Surface meteorology and Solar Energy</i>	55
Tabla 2.11	Datos de geometría solar radiación extraterrestre en el plano horizontal mensual.	55
Tabla 2.12	Datos de geometría solar Factor de claridad K_t mensual	56
Tabla 2.13	Datos de geometría solar relación de radiación difusa contra radiación global promedio mensual	56
Tabla 2.14	14 Datos de geometría solar relación R_b para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.	57
Tabla 2.15	Datos de geometría solar relación R_d para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.	57

Tabla 2.16	Datos de geometría solar relación R_p para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual.	58
Tabla 2.17	Datos de geometría solar relación R para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual	58
Tabla 2.18	Datos de geometría solar radiacion difusa mensual	59
Tabla 2.19	Datos de geometría solar radiacion directa mensual	59
Tabla 2.20	Datos de geometría solar radiacion directa mensual	60
Tabla 2.21	Datos de geometría solar radiacion difusa en el plano inclinado H_d, I_d Para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual	60
Tabla 2.22	Datos de geometría solar radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual	61
Tabla 2.23	Datos de geometría solar radiacion global en el plano inclinado H_d, I_d Para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual	61
Tabla 2.24	Datos de geometría para las horas de sol totales al año	65
Tabla 2.25	Resultados del analisis de disponibilidad solar de las tres radiaciones reflejada global y mensual en Chihuahua, Chih.	66
Tabla 2.26	Características para un panel <i>Yingli Solar</i> de 80 w 36 celdas.	68

RESUMEN

La importancia de la generación de energía eléctrica suministrada por sistemas fotovoltaicos es un tema de prioridad a nivel mundial. El crecimiento en las demandas de instalaciones fotovoltaicas para 2012 es uno de los más altos en el ámbito de las energías renovables y esta tendencia se espera que continúe en los próximos años. Por lo tanto, un número cada vez mayor de nuevos componentes y sistemas fotovoltaicos (FV), principalmente módulos FV, reguladores e inversores, están emergiendo en el mercado FV, por lo tanto la necesidad de caracterizar dichos sistemas se ha convertido en un aspecto fundamental en la comprobación de sus parámetros funcionales. El análisis de una celda solar, módulo o conjunto de módulos (arreglos), se enfocan en las curvas voltaje-corriente (característica I-V) y voltaje-potencia (característica P-V). Esta investigación aplicada utiliza el modelo matemático basado en la ecuación de Shockley de la celda fotovoltaico, para estimar el comportamiento bajo condiciones de irradiancia y temperatura variables en un programa de instrumentación virtual, demostrando las curvas de voltaje contra corriente de la celda fotovoltaica, se utilizan dos plataformas de modelado matemático Matlab - Simulink y LabView, resultando la simulación de paneles fotovoltaicos bajo condiciones de pruebas estándar de laboratorio, y condiciones de operaciones de trabajo bajo temperaturas e irradiancia variables.

El modelo se comprueba en laboratorio con una tarjeta de potencia que sirve como carga variable a los paneles fotovoltaicos, el barrido de señal se maneja por una interfaz virtual en LabVIEW y un controlador DSPic30f2020, permitiendo visualizar y comprobar experimentalmente las curvas caracterizar de operación de panel fotovoltaico para distintas marcas comerciales.

INTRODUCCIÓN

Una quinta parte de la población a nivel mundial no tiene acceso a una fuente de electricidad confiable. Este hecho reduce sus posibilidades de recibir una educación adecuada y ganarse la vida. A medida que el precio de la energía aumenta, los pobres del mundo seguirán siendo excluidos. Combustibles fósiles finitos y cada vez más caros no son la respuesta para países en desarrollo. Las fuentes de energía renovable ofrecen el potencial para transformar la calidad de vida y mejorar las perspectivas económicas de miles de millones de personas.(WWF Informe de la ER 2011). En 2010, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, la oferta total de energía primaria en el mundo fue de 12,717 millones de toneladas equivalentes de petróleo, de las cuales se produjo el 13.0% a partir de fuentes renovables de energía (SENER ,2012). Una de las fuentes de energías renovables más abundante es la solar, se estima que el planeta recibe cerca de 174,423 TW de potencia instantánea (AIE, 2009). En 2011, la capacidad total instalada para la generación de energía eléctrica con energías renovables alcanzó un total de 1,363 GW, de los cuales el 71% fue aportado por centrales de energía hidráulica y el 17% por parques eólicos. La electricidad generada por energías renovables represento aproximadamente un cuarto de la generación total de energía global (5,360 GW). Algunos de los factores que han impulsado la industria de energía renovables, en específico a la energía eólica y solar, son la disminución de costos en la tecnología, los apoyos de los gobiernos para el desarrollo sustentable, entre otros factores. Los sistemas fotovoltaicos convierten la radiación solar en potencial eléctrico, y son en la actualidad ampliamente utilizados como generadores de electricidad de modo sustentable. Para el periodo 2000 - 2009 la capacidad total instalada mostró una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 60%. Así, durante el año 2009 se adicionaron 7 GW, alcanzando un total de 24 GW, de los cuales 21 GW corresponden a sistemas conectados a la red eléctrica (casi 7% de la capacidad total con energía renovable, excluyendo a las grandes hidroeléctricas), mientras que el resto (3-4 GW) a sistemas aislados. Para el año 2010, un estimado de 17 GW de capacidad fueron adicionados, principalmente conectados a la red eléctrica, ubicando la capacidad total a nivel mundial en 40 GW (SENER/GIZ, 2012). En un estudio comparativo acerca del consumo de energía a nivel mundial realizado por Agencia internacional de energía (AIE), muestra que para 2050, más del 45% de las necesidades de energía a nivel mundial serán solventadas por sistemas solares fotovoltaicos (A. Safari et al.,2011) .

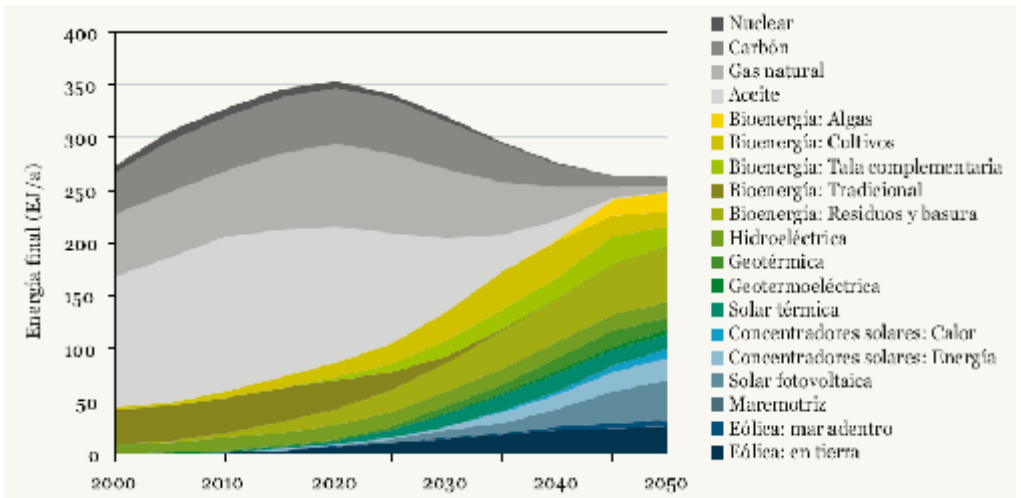


Figura 1. Escenario mundial para la generación de electricidad para las energías renovable.

México geográficamente se encuentra entre los 14° y 33° de latitud hemisferio norte, escenario ideal para la explotación de la energía solar, ya que la irradiación global media diaria en el territorio nacional es de alrededor de 5.5 kWh/m², colocando al país dentro de los primeros lugares en el mundo en disponibilidad de recurso solar. El Instituto de investigaciones Eléctricas (IIE), ha realizado estudios respecto a la potencial de aprovechamiento de la energía solar térmica de concentración y ha estimado un potencial medio aprovechable en el corto plazo en las zonas norte y noroeste del país de 1,653 MW, mientras que el potencial para calentamiento solar de agua se ubica en más de dos millones de metros cuadrados de calentadores solares de agua al año. (SENER, 2012).

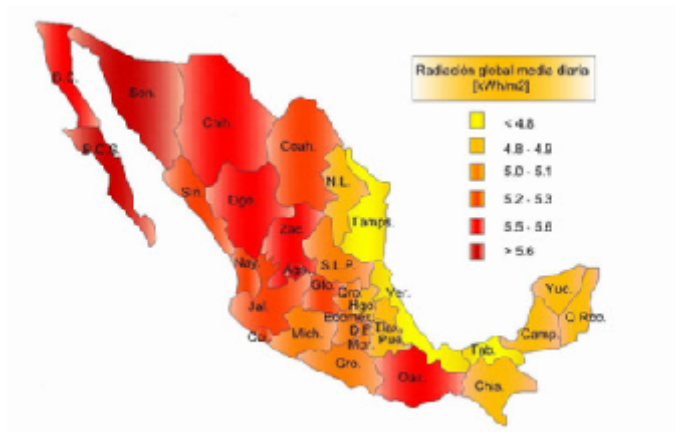


Figura 2. Radiación global media diaria en Kwh/m2.

Para 2010-2011 a partir de la publicación de interconexión de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, la Comisión Federal Electricidad registró una capacidad adicional instalada de estos sistemas en pequeña y mediana escala por 3.48 MW, en el periodo 2010-2011. Considerando el crecimiento de la capacidad de generación eléctrica por este tipo de sistemas interconectados a la red, principalmente en el sector residencial y de servicios, su

crecimiento fue del 763% (1.34 MW) en el año 2010 y 128% (1.95 MW) en 2011. Por otro lado, la capacidad de generación eléctrica por sistemas fotovoltaicos aislados de la red, fue de 0.2 MW (5.71%); se estima que el factor de planta promedio fue de 0.207. (SENER, 2012).

Tipo de energía	Capacidad instalada en operación (MW)	Capacidad autorizada en construcción (MW)
Eólica	1,215	2,069
Geotérmica	958	0.0
Hidráulica	11,603	136
Solar	33	53
Biomasa	548	93
Total	14,357	2,351

Tabla 1.1 Capacidad instalada en operación y en construcción para la generación de energías renovables 2012 en México. *Incluye proyectos fotovoltaicos de pequeña y mediana escala, principalmente en aplicaciones de electrificación rural y residencial.

El crecimiento del mercado de nuevos componentes, sistemas y módulos fotovoltaicos origina la necesidad de caracterizarlos. Los elementos más importantes en el análisis y caracterización de una celda fotovoltaica, módulo o conjunto de módulos fotovoltaicos (arreglos), son las curvas características de comportamiento del voltaje contra corriente (I-V) y voltaje contra potencia (P-V) y el máximo punto de potencia *MPPT*, (Durán, 2010). Estas curvas poseen no linealidad, dada esta condición, existe un punto sobre la curva característica del panel, en el cual se puede obtener la máxima potencia. Por esto, es necesario contar con un circuito electrónico capaz de detectar y seguir el punto de máxima potencia generado por los paneles solares. A este tipo de circuito se lo denomina *MPPT* por sus siglas en inglés "*Maximun Power Point Tracker*". Dado los motivos anteriormente mencionados, surge la necesidad de desarrollar un circuito detector del *MPPT*, para que, mediante la energía solar captada desde los paneles solares, se alimente la carga de los sistemas eléctricos y la batería del UAV Solar desarrollado en el Departamento de Mecánica Aeronáutica del Instituto Universitario Aeronáutico (IUA). (Murdoch, et. al 2010). El método basado en la carga electrónica mediante transistores *MOSFET* como carga, variando el voltaje puerta contra fuente, se modula la resistencia entre drenado y la fuente, y por tanto el flujo de corriente suministrada por el módulo, barriendo la curva I-V del módulo, este método hace que el *MOSFET* recorra tres zonas de funcionamiento (corte, saturación y triodo), por lo tanto, gran parte de la potencia suministrada por el módulo tenga que ser disipada por dicho transistor, limitando en cierta medida sus aplicaciones a mediana potencia. (Durán 2010).

El sistema propuesto en este trabajo de investigación aplicada titulado: “Modelado y caracterización de paneles fotovoltaicos” utiliza el modelo matemático de la celda fotovoltaico estimando el comportamiento bajo condiciones reales de irradiancia G y temperatura T_c , por medio de ecuación de Shockley (Gow, 1999), describiendo la relación entre la voltaje V y la corriente I proporcionada por un panel fotovoltaico utilizando un entorno de modelado matemático fundamentado en *Matlab Simulink* e instrumentación Virtual en *LabView* de *National Instrument*, mostrado en la figura 4. En la sección de Materiales y Métodos se modelar y simular paneles fotovoltaicos bajo condiciones reales utilizando los parámetros funcionales de referencia, pruebas estándar de laboratorio, y las condiciones de operaciones de trabajo bajo temperaturas e irradiancia variables.

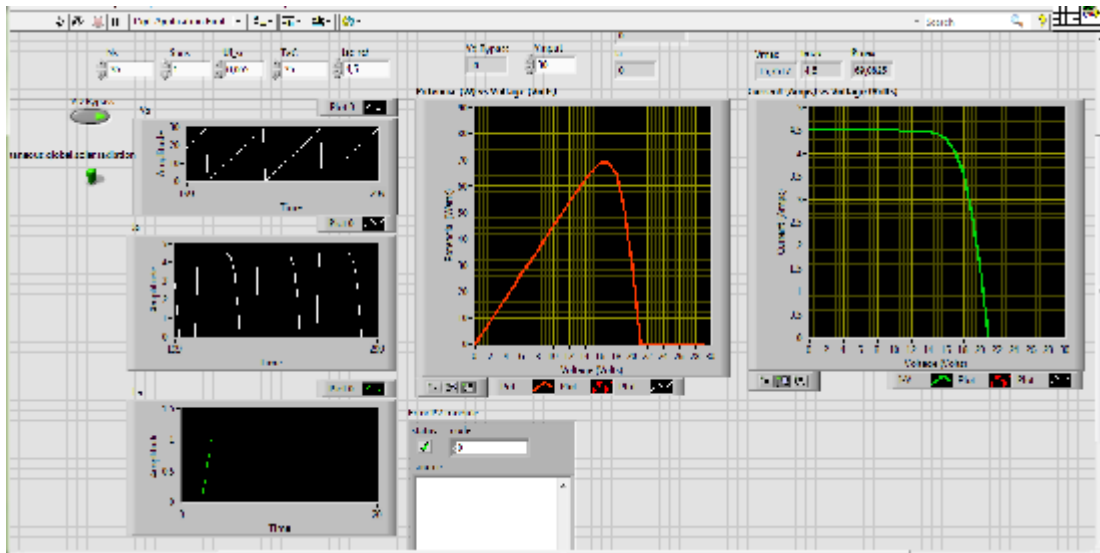


Figura 3. Panel de control en LabView - Matscrip del sistema de simulación de paneles fotovoltaicos.

El modelo fue implementado en *Matlab Simulink* y posteriormente migrado a LabView en Matlab Script, (González, 2005). El sistema permite en base a datos climatológicos y de geometría solar, y los parámetros funcionales de panel fotovoltaico calcular y simular el FV, bajo condiciones estándar de laboratorio (STC) ,factor de llenado, eficiencia y Máximo punto de potencia. La interfaz de carga electrónica de trazado de curvas está constituida por varios transistores *MOSFET*'s en paralelo controlados por dsPIC30f2020. Al reducir gradualmente la corriente de compuerta de los *MOSFET*'s por modulación *PWM*, el punto de funcionamiento del generador fotovoltaico se mueve desde corriente de corto circuito I_{sc} a el voltaje de circuito abierto V_{oc} , trazando las curvas I - V y P - V del panel fotovoltaico, el sistema de adquisición de datos es una tarjeta *National Instrument NIDAQ 6008* controlada por instrumentación virtual *HMI* en *LabView* para visualización de las curvas generadas.

HIPÓTESIS

Por medio de ecuación de Shockley que describe la relación entre la voltaje (V) y la corriente (I) proporcionada para una celda fotovoltaica utilizando un sistema de modelado matemático *Matlab Simulink* y programación de instrumentos Virtuales en *LabView* se determina los puntos de máxima potencia solar teóricos. Estos puntos son validados por medio del desarrollo de un interfaz de potencia de trazado de curvas corriente contra voltaje para paneles fotovoltaicos y controlador por dsPIC30f2020 y tarjeta *NIDAQ6008* e interfaz virtual *HMI LabView*, utilizando el método basado en la carga variable mediante transistores *MOSFET's*, modificando el voltaje puerta contra fuente, por modulación *PWM* cambiando la resistencia entre drenado y la fuente, y por tanto el flujo de corriente suministrada por el módulo, barriendo de inicio a fin la curva corriente contra voltaje, graficando los puntos de máxima potencia solar reales.

OBJETIVO GENERAL

Modelado, diseño, e implementación de una interfaz de simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos e interfaz de trazado de potencia tipologías, utilizando la plataforma de modelando *Matlab Simulink* instrumentos Virtuales en LabView y el método basado en la carga variable por transistores *MOSFET's* para simular y estimar el comportamiento bajo condiciones de irradiancia (G) y temperatura variables en un programa de instrumentación virtual encontrando el punto de máxima potencia solar teórico y práctico.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Realizar un estudio de los modelos matemáticos de trayectorias y radiación solar de la localidad en cuestión con efectos de desarrollar bases de datos de trayectoria y radiación solar para el modelado de curvas características de paneles fotovoltaicos.
- Realizar un estudio del modelo matemáticos de celdas fotovoltaicos para la medida y caracterización de las curvas I-V y P-V de panel fotovoltaico.
- Utilizar la técnica en la caracterización de las curvas I-V y P-V de generadores fotovoltaicos, empleando una metodología de corrección de la curva ideal del diodo por método de iteración y factor de idealidad.
- Programar y caracterizar por medio de los parámetros voltaje de circuito abierto V_{co} , corriente de corto circuito I_{sc} , coeficiente de temperatura, numero de celdas en *Matlab script* en *Simulink* y exportar la programación realizada la interface virtual *LabView*, ejecutando prueba funcional.
- Diseño y modelado de un simulador de paneles fotovoltaicos utiliza el modelo matemático de Shockley de la celda fotovoltaico, para estimar el comportamiento bajo condiciones de irradiancia (G) y temperatura variables en un programa de instrumentación virtual LabView - Matlab Script.
- Realiza un estudio de seguimiento y trazado de curvas características de los paneles fotovoltaicos con el controlado dsPIC30F2020 y tarjeta *NIDAQ6008* e interfaz virtual *HMI LabView*, para encontrar el punto de máxima potencia solar.

CAPÍTULO I

MATERIALES Y MÉTODOS

1.1 Disponibilidad de Energía solar (trayectorias y radiación solar)

De manera inicial la metodología comienza con el estudio de los modelos matemáticos de trayectorias y radiación solar aplicados a la localidad de Chihuahua, Chih., con efectos de desarrollar bases de datos reales de trayectoria solar y radiación solar para el modelado de curvas características de paneles fotovoltaicos, analizando la disponibilidad de recurso solar, la secuencia de cálculos para obtener la radiación solar diaria y el promedio mensual sobre un plano inclinado orientado hacia el sur, puntualizando la información de intensidad de radiación y heliofanía histórica para el municipio de Chihuahua, Chih., ubicado geográficamente en una de las regiones con mejor radiación solar en el mundo, aproximadamente 5.54 kw/h por metro cuadrado en promedio por día, para la latitud de 28,63 norte y longitud de 106,07 oeste. Los datos son suministrados por fuentes plenamente confiables como son el explorador de recursos renovables de la NASA (Administración Nacional de Aeronáutica y del Espacio).

1.1.1 Trayectoria solares

En esta sección se presenta el modelo de las trayectorias solares apoyadas en la geometría solar. Estas trayectorias están definidas por la declinación solar y el ángulo horario, altura solar, y las sucesivas como ángulo de elevación solar, ángulo cenital, ángulo acimutal, tiempo solar verdadero, horas de insolación son necesarios en el ajustar y posición óptima de dispositivos fotovoltaicos (paneles fotovoltaicos) para efectos de simulación de trayectorias solar.

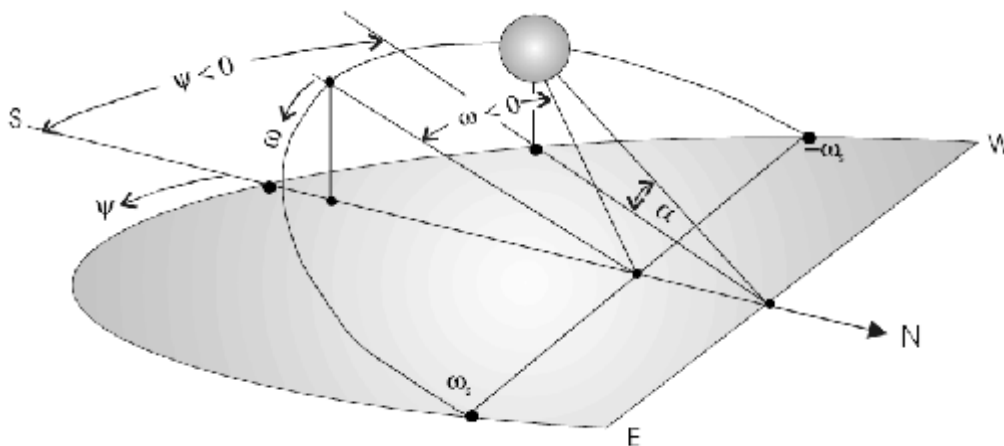


Figura 1.1. Puntos de orientación por geometría solar para un panel fotovoltaico.

En primera instancia los algoritmos para calcular la posición del Sol, el modelo matemático para el cálculo de la declinación solar δ (radianes) pueden calcularse mediante la expresión de Cooper:

$$\delta = 23.45 \operatorname{sen} \left(\frac{2\pi(284 + n)}{365} \right) \quad (1.1)$$

Sin embargo el modelo de declinación solar ampliamente utilizado es la ecuación 1.2 y 1.3 por su grado de exactitud según la NOAA (Administración Nacional Oceánica y Atmosférica) es la expresión de Spencer (Edson et al 2007).

$$\begin{aligned} \delta = & (0.006918 - 0.399912 \cos \Gamma + 0.070257 \operatorname{sen} \Gamma - \\ & - 0.006758 \cos 2\Gamma + 0.000907 \operatorname{sen} 2\Gamma - \\ & - 0.002697 \cos 3\Gamma + 0.00148 \operatorname{sen} 3\Gamma) \left(\frac{180}{\pi} \right) \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{J - 1}{365} \right) \quad (1.3)$$

Obteniendo la expresión 1.1, 1.2 y 1.3 se calcula el ángulo α (radianes) ,altura solar, el cual mide la altura del sol respecto a un plano horizontal, depende de la latitud ϕ y de la declinación solar δ . Si se une el sol con la posición del observador mediante una línea y esta se proyecta en el plano horizontal. Donde (J) representa el día del año en numeración corrida desde 1 hasta 365. Es necesario aclarar que h es la altura solar máxima en el ángulo horario de 12:00 hrs. ecuación 1.4,

$$h = 90 - (\phi - \delta) \quad (1.4)$$

El ángulo cenital se calcula debido a que es complementario a la altura solar ecuación 1.5. Este dato es un valor máximo de θ_z , solo se aplica a las 12:00 hrs solares.

$$\theta_z = 90 - \alpha \quad (1.5)$$

El ángulo horario se calcula a partir de la hora solar que es la hora del día definida por el movimiento del Sol, y en la cual el medio día solar siempre ocurre cuando el Sol cruza el meridiano local proyectado en el cielo. El ángulo horario (ω) se mide en horas. En donde (H_s) representa la hora solar en un rango de 0 a 24 horas.

$$\omega = 15 (H_s - 12) \quad (1.6)$$

Existe otra fórmula con la que poder saber el ángulo horario (ω) mediante la hora local (H_{SL}) del lugar:

$$\omega = 180 - 15 H_{SL} \quad (1.7)$$

En base a los resultados de ecuación 1.2 y 1.3 se substituye en la ecuación 1.8 obteniendo el ángulo horario de salida y puesta de sol, ω_s correspondiente a la aparición y la desaparición del Sol en el plano del horizonte. Sus valores absolutos son idénticos.

$$\omega_s = \text{ArcCos} \left((-\tan \phi)(\tan \delta) \right) \quad (1.8)$$

Para calcular la altura solar, ecuación 1.9, bajo distintos ángulos horarios se utiliza la ecuación 1.7 anterior.

$$\text{Sen } \alpha = \text{Sen}(\delta) \text{Sen}(\phi) + \text{Cos}(\delta) \text{Cos}(\phi) \text{Cos}(\omega) \quad (1.9)$$

Considerando el ángulo horario ecuación 1.8., obtenemos el Tiempo Solar Verdadero TSV ecuación 1.10, tiempo basado en el movimiento aparente del Sol en el plano celeste. A las 0:00 hora solar verdadera, el Sol cruza el meridiano del observador y alcanza la máxima altura sobre el horizonte. Por lo tanto el Tiempo Solar Verdadero comienza a contarse a partir del mediodía solar (cenit solar).

$$TSV = 12 - \left(\frac{1}{15} \right) (\omega_s) \quad (1.10)$$

La ecuación 1.11 calcula el ángulo cenital, fundamentado con la ecuación 1.6 ahora calculando el ángulo cenital para los valores del ángulo horario ω que representa el ángulo equivalente para la hora solar en un rango de 0 a 24 horas.

$$\text{Cos } \theta_z = \text{Sen}(\delta) \text{Sen}(\phi) + \text{Cos}(\delta) \text{Cos}(\phi) \text{Cos}(\omega) \quad (1.11)$$

Ángulo de salida y puesta de sol para los planos inclinados S_1, S_2, S_3 .

$$\omega_{SX} = \text{ArcCos} \left(-\tan(\phi - S) \tan \delta \right) \quad (1.12)$$

Se permiten tres posiciones para el plano inclinado donde S_1, S_2, S_3 :

$$\begin{aligned} S_1 &= \phi && \text{Anual} \\ S_2 &= \phi + \frac{\phi}{2} && \text{Invierno} \\ S_3 &= \phi - \frac{\phi}{2} && \text{Verano} \end{aligned} \tag{1.13}$$

Para los ecuación 1.13 de estados S_1, S_2, S_3 , indican las selecciones de posiciones adecuadas estacionales, anual, invernal y de verano, en base a la latitud conocida.

El número de horas de luz $H.I.$, ecuación 1.12, convierte el ángulo de salida de Sol a horas desde el amanecer hasta el mediodía solar y, a continuación, multiplicando por 2 para incluir las horas del mediodía solar al atardecer, obtiene el número de horas de luz natural. Supone el número de horas con insolación sobre un plano horizontal.

$$H . I . = 2 \left[\frac{\omega_s}{15} \right] \tag{1.14}$$

El ángulo acimutal ψ_s se calcula con la siguiente expresión ecuación 1.15, y basado en las ecuación 1.2 y 1.9 :

$$\psi_s = \cos^{-1} \left(\frac{\text{sen}(\phi) \text{sen}(\alpha) - \text{sen}(\delta)}{\cos(\phi) \cos(\alpha)} \right) \bullet \pm 1 \tag{1.15}$$

El ángulo acimutal ψ_s para una superficie inclinada θ

$$\psi_s = \cos^{-1} \left(\frac{\text{sen}(\phi) \cos(\theta) - \text{sen}(\delta)}{\cos(\phi) \text{sen}(\theta)} \right) \bullet \pm 1 \tag{1.16}$$

$$0^\circ \leq \psi_s \leq 90^\circ : \cos \psi_s \geq 0$$

$$90^\circ \leq \psi_s \leq 180^\circ : \cos \psi_s \leq 0$$

El ángulo acimutal o recorrido horizontal ψ_s , forma el ángulo entre el meridiano celeste del observador y el plano de un gran círculo que pasa por el cenit y el sol, variando entre $0^\circ \pm 180^\circ$.

1.1.2 Ecuaciones de tiempo

Para motivos de análisis es necesario aclarar que el día solar como el tiempo que transcurre entre dos pasos consecutivos del Sol a través del meridiano local al punto de observación y se considera que en dicho punto se ha alcanzado el medio día solar. Sin embargo, ésta duración puede llegar a diferir hasta aproximadamente 30 minutos alrededor de la duración estándar de 24 horas. La máxima duración ocurre en los primeros días de noviembre hasta 24 horas con 16 minutos, mientras que la mínima duración ocurre alrededor del 14 de febrero con 24 horas menos 14 minutos (fig. 1.2). Esta variación puede calcularse en minutos mediante una ecuación 1.17, su expresión matemática se presenta en la ecuación.

$$E_t = (0.000075 + 0.001868 \cos \Gamma - 0.032077 \operatorname{sen} \Gamma - 0.014615 \cos 2\Gamma - 0.04089 \operatorname{sen} 2\Gamma) (229.18) \quad (1.17)$$

Spencer desarrolló un modelo matemático en términos de una serie de Fourier, para calcular E_t , en donde (Γ) representa ángulo diario que es el equivalente angular del día del año y (J) representa el día juliano.

$$\Gamma = 2\pi \left(\frac{J - 1}{365} \right) \quad (1.18)$$

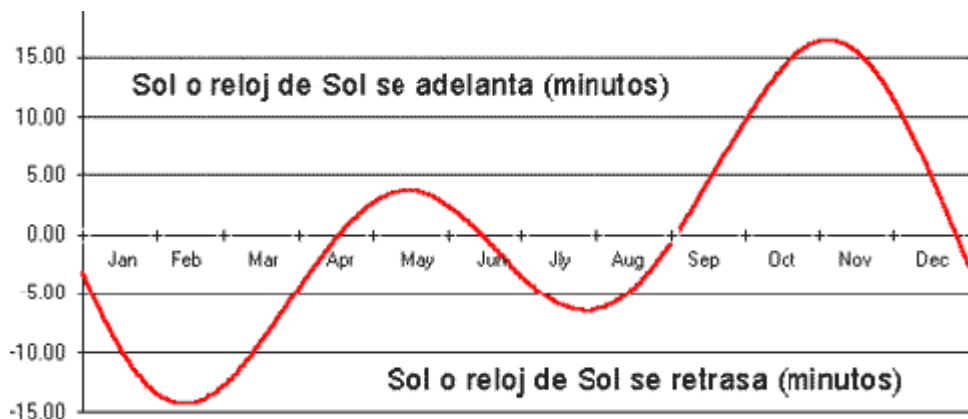


Figura 1.2 . Representación gráfica de la ecuación de tiempo.

El tiempo solar representa la hora del día respecto a la posición del Sol. Por otro lado, el tiempo estándar representa la hora cotidiana, lo cual supone que la duración del día es en apariencia la misma. Este tiempo representa la duración del día promedio a lo largo del año. La relación entre el tiempo solar y el tiempo estándar depende de dos términos, la ecuación de tiempo y el desfase debido a las zonas de uso horario convenidas internacionalmente. Cada zona o uso horario utiliza una misma hora local de acuerdo con un meridiano de

referencia, los cuales, por lo general, están distanciados a intervalos de una hora (15 grados) respecto al meridiano de Greenwich.

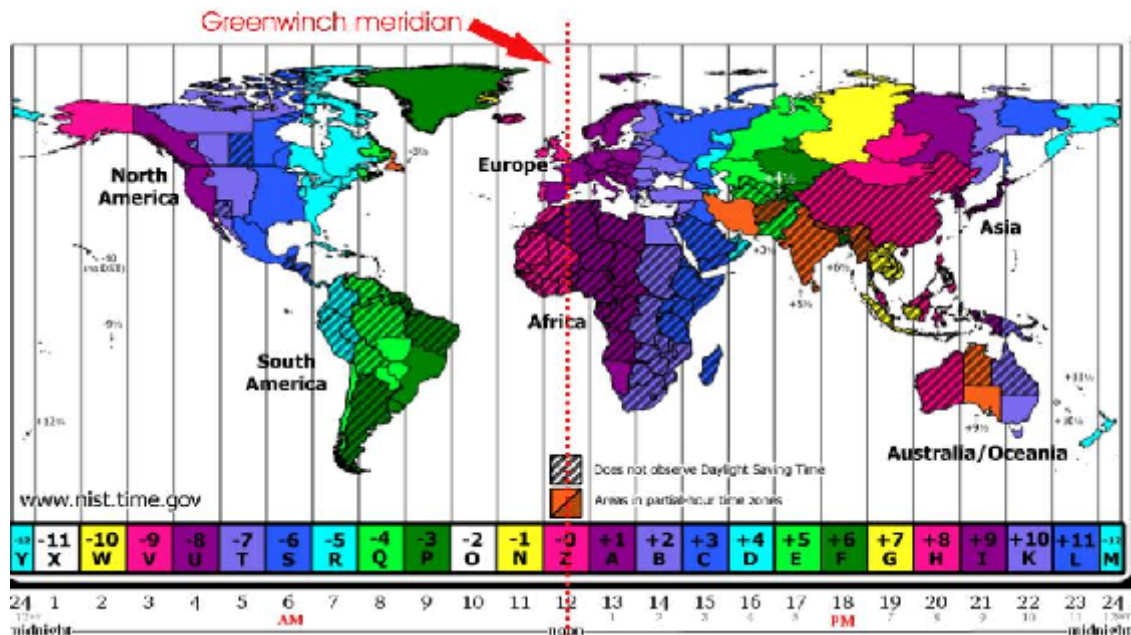


Figura 1.3 . Husos horarios distribución zonas de tiempo mundial.

Los tres husos horarios mostrados en la figura 1.3, en México son los meridianos de referencia 90, 105 y 120 grados de longitud oeste, -6,-7, y -8 respectivamente. La mayor parte del territorio utiliza el meridiano 90 oeste que difiere respecto al meridiano de Greenwich en 6 horas. Es decir, que cuando el Sol atraviesa el meridiano de Greenwich (medio día solar) aun deberán transcurrir 6 horas más para que el Sol llegue al medio día solar en el meridiano 90 oeste. Si el meridiano del punto de observación es diferente al de referencia, el medio día solar estará desfasado a razón de 4 minutos por cada grado. La expresión matemática para calcular el tiempo solar en base a la hora solar puede describirse en la ecuación 1.19.

$$T_S = T_E + \left(\frac{L_{zh} - L_{loc}}{15} \right) + \frac{E_t}{60} \quad (1.19)$$

1.1.3 Radiación solar diaria

La radiación global máxima pico sobre un plano horizontal en un día promedio se localiza arriba de los 1000 w/m², entre las 10:00 a.m. y las 2:00 p.m. , y de 800 w/m², entre las 9:00 a.m. y las 3:00 p.m., lo cual nos da un rango de captación óptima de los paneles de 6 hrs promedio al día, como se muestra en la figura 1.4.

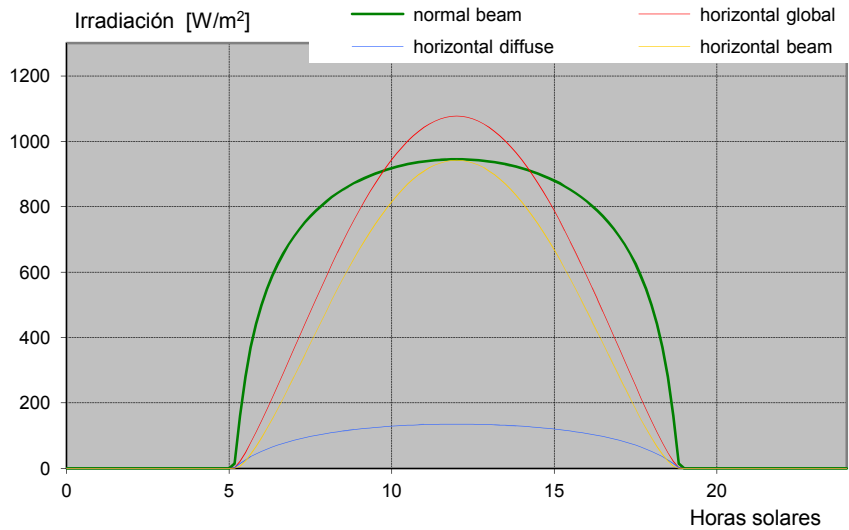


Figura 1.4 Radiación solar global diaria distribuida en 0 hrs. a 24 hrs. en la ciudad de Chihuahua

1.1.4 Estimación del Promedio mensual irradiación promedio mensual sobre plano inclinado

En principio para conocer los modelos matemáticos de la Radiación global en el plano horizontal en el plano horizontal diario promedio mensual. $H_{G,H,d}$. Se consulta la página oficial de la **Nasa Atmospheric Science Data Center**, obteniendo los datos para la localidad de Chihuahua ubicado geográficamente en la latitud de 28,63 norte y longitud de 106,07 oeste.

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days	
January	6.6	52.2%	4.03	27.78	82.9	4.1	7.3	334	8
February	8.7	44.6%	4.94	21.01	82.8	4.1	10.2	248	27
March	12.0	32.6%	6.35	31	82.7	4.2	14.7	181	82
April	16.1	28.5%	7.14	36	82.7	4.2	19.7	70	182
May	20.1	22.9%	6.73	40	82.8	4.1	26.9	0	385
June	22.9	17.0%	6.02	43	83.0	4.1	32.0	0	526
July	21.2	63.3%	5.74	43	83.0	3.2	23.7	0	353
August	20.1	69.1%	5.74	43	83.1	2.9	22.0	0	326
September	18.4	69.3%	5.50	43	83.0	3.2	20.1	13	267
October	15.1	62.7%	5.12	43	83.0	3.5	16.4	79	174
November	10.5	54.0%	4.36	43	83.0	4.1	11.4	206	61
December	6.8	54.8%	3.74	43	83.0	4.0	7.3	325	13
Annual	14.9	50.2%	5.59	82.9	3.8	17.0	1464	2193	
Measured at (m)	21.2	63.3%	6.02	83.0	3.2	23.7	0	353	
August	20.1	69.1%	5.74	83.1	2.9	22.0	0	326	

Tabla 1.2 Datos de la Nasa Atmospheric Science Data Center, para la localidad de Chihuahua.

Se recomienda utilizar los modelos de cálculos de irradiación solar global acumulada en el mes la zona norte de México (ecuación 1.20), en los resultados y fórmula obtenidos por Díaz G. 2012, utilizando los valores de humedad relativa promedio mensual HR_p (MJ/m²) y la irradiación extraterrestre acumulada en el mes Q_e , (MJ/m²), si no se dispone de los datos de radiación global plano horizontal.

$$Q_g = 246.43 + 0.54 Q_e - 2.97 HR_p \quad (1.20)$$

Cálculo de la radiación extraterrestre en el plano horizontal H_o (MJ/m²).

$$H_o = \frac{24}{\pi} = H_{cs} \left\{ \left[1 + 0.33 \cos \left(\frac{2\pi n}{365} \right) \right] \left[\cos(\phi) \cos(\delta) \sin(w_s) + \frac{2\pi w_s}{360} \sin(\phi) \sin(\delta) \right] \right\} \quad (1.21)$$

Factor de claridad K_t , en función de Radiación global plano horizontal diaria $H_{G,H,d}$ y la radiación global plano horizontal extraterrestre H_o .

$$K_t = \left(\frac{H_{G,H,d}}{H_o} \right) \quad (1.22)$$

Relación radiación difusa plano horizontal diaria $H_{d,H,d}$, contra radiación global $H_{G,H,d}$, relación Liu Jordan.

$$\left(\frac{H_{d,H,d}}{H_{G,H,d}} \right) = 1.39 - 4.027 K_t + 5.531 K_t^2 - 3.108 K_t^3 \quad (1.23)$$

Relación $R_b = \left(\frac{H_{b,I,d}}{H_{b,H,d}} \right)$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 :

$$R_b = \left(\frac{\left[\cos(\phi - S) \cos(\delta) \sin(w'_s) + \frac{\pi}{180} w'_s \sin(\phi - S) \sin(\delta) \right]}{\left[\cos(\phi) \cos(\delta) \sin(w_s) + \frac{\pi}{180} w_s \sin(\phi) \sin(\delta) \right]} \right) \quad (1.24)$$

w'_s = Representa el valor mínimo de las siguientes expresiones:

$$\text{a) } w'_s = \cos^{-1}(-\tan(\phi)\tan(\delta)) \quad (1.25)$$

$$\text{b) } w'_s = \cos^{-1}(-\tan(\phi-S)\tan(\delta))$$

Relación $R_d = \left(\frac{H_{d,I,d}}{H_{d,H,d}} \right)$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 :

$$R_d = \left(\frac{1 + \cos(S)}{2} \right) \quad (1.26)$$

Relación $R_p = R_{ref} = \left(\frac{H_{p,c}}{H_{G,H,d}} \right)$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 :

$$R_d = \left(\frac{1 + \cos(S)}{2} \right) \rho \quad (1.27)$$

Relación $R = \left(\frac{H_{G,I,d}}{H_{G,H,d}} \right)$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 :

$$R = \left(1 - \frac{H_{d,H,d}}{H_{G,H,d}} \right) R_b + \frac{H_{d,H,d}}{H_{G,H,d}} R_d + R_\rho \quad (1.28)$$

Cálculo de la radiación difusa $H_{d,H,d}$ en el plano horizontal.

$$H_{d,H,d} = H_{G,H,d} \left(\frac{H_{d,H,d}}{H_{G,H,d}} \right) \quad (1.29)$$

Cálculo de la radiación directa $H_{b,H,d}$ en el plano horizontal.

$$H_{G,H,d} = H_{d,H,d} + H_{b,H,d} \quad (1.30)$$

Radiación directa en el plano inclinado $H_{b,H,d}$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3

$$H_{b,I,d} = H_{b,H,d} R_b \quad (1.31)$$

Radiación difusa en el plano inclinado $H_{d,I,d}$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3

$$H_{d,I,d} = H_{d,H,d} R_d \quad (1.32)$$

Radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado $H_{p,c}$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3

$$H_{p,c} = H_{G,H,d} R_p \quad (1.33)$$

Radiación global en el plano inclinado $H_{G,I,d}$ para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3

$$H_{G,I,d} = H_{b,I,d} + H_{d,I,d} + H_{p,c} = H_{G,H,d} R \quad (1.34)$$

1.2 Caracterización de la celda fotovoltaica

En esta sección se presenta un análisis del modelo teórico de la celda fotovoltaica y de un arreglo fotovoltaico o modulo fotovoltaico, revisando primeramente el modelo Shockley. Posteriormente analizando el modelos de comportamientos teórico de la irradiancia y la temperatura en los paneles fotovoltaicos enfocado en el trazado de las curvas corriente contra voltaje ($I-V$) y potencia contra voltaje ($P-V$). El modelado de las curvas $I-V$ y $P-V$ se realiza, empleando una técnica de corrección de la curva ideal del diodo por método de iteración y factor de idealidad. Por último se estudia el comportamiento de la potencia, eficiencia y factor de forma y factor de llenado del modulo fotovoltaico. Es preciso efectuar una serie de precisiones referentes a los distintos materiales semiconductores que pueden constituir la celda fotovoltaica y como afectan al modelo matemático en específico a los parámetros de radiación para poder profundizar en la caracterización de dichos dispositivos. La celda fotovoltaica contiene una unión de semiconductores n-p fotosensible, al exponerse a la luz, los fotones con energía superior que la energía de banda prohibida E_g del semiconductor son absorbidos y crear un par electrón-hueco, el ancho de la banda prohibida depende del semiconductor, (Tabla 1.3.). Los fotones que poseen una energía mayor al salto energético E_g entre la banda de conducción y la de valencia, pueden ser absorbidos y forzar el salto de un electrón entre estas dos bandas. Como este salto deja un hueco en la banda de valencia, la absorción de un fotón genera un par electrón-hueco. Si esta generación tiene lugar a una distancia de la unión inferior a la denominada longitud de difusión, existe una alta probabilidad de que estos portadores sean separados por el elevado campo eléctrico existente en la unión p-n, produciéndose la separación de ambas cargas; el electrón se desplaza hacia la zona n y el hueco hacia la zona p, creándose con ello una corriente eléctrica cuando ambas regiones son conectadas mediante un circuito exterior. Es importante recalcar que la conductividad del material aumenta por efecto de la absorción de radiación de longitud de onda adecuada (efecto de fotoconductividad). De esta manera se liberan por efecto de la luz los electrones con los cuales se puede generar una corriente. Existe por consiguiente un longitud de onda crítica por debajo de la cual la energía de los fotones no alcanza a producir excitación de los electrones de la banda de valencia a la banda de conducción. Para el Si con una E_g de 1.14 eV , a se tiene una longitud de onda critica de 1.09 mm. Fotones con energías inferiores 1.14 eV absorbidos por el material, se transforman en calor aumentando la temperatura. Esto indica que la luz visible como el infrarrojo cercano excitan en este material los electrones de la banda de valencia hacia la banda de conducción (figura 1.5 y 1.6).

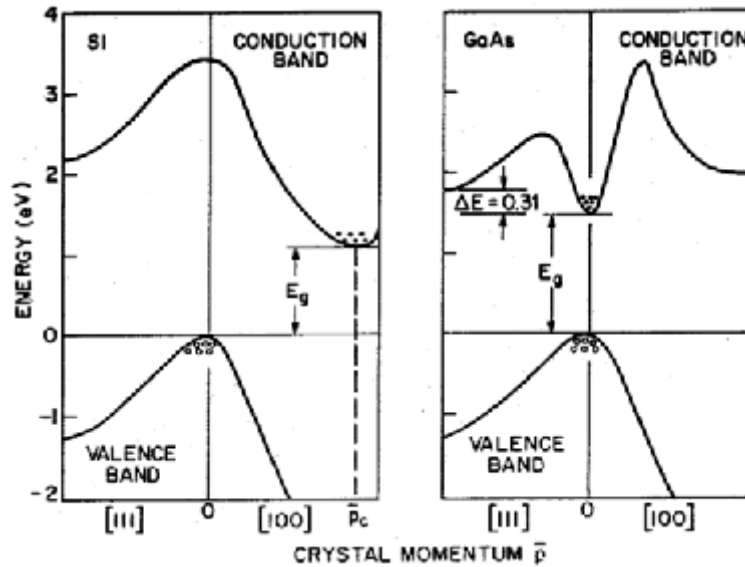


Figura 1.5. Estructura de banda para dos semiconductores cristalinos.

En la figura 1.5, puede observarse el diagrama de bandas para el silicio *Si* y de arseniuro de galio *GaAs*. En un semiconductor la banda prohibida E_g es menor que para los aislantes (para el *Si* es de 1,12 eV a temperatura ambiente), algunos electrones de la banda de valencia pueden moverse por agitación térmica hacia el siguiente nivel de energía permitido en la banda de conducción, quedando huecos en la banda de valencia, los huecos se mueven en dirección opuesta a los electrones ante la presencia de un campo eléctrico aplicado. El salto energético entre bandas limita la porción de radiación que puede ser absorbida en un semiconductor. Sólo los fotones con energía mayor a E_g son capaces de crear un par electrón-hueco (Tabla 1.3) y, por tanto, contribuir al proceso de transformación energética. Esto establece que en una celda fotovoltaica se ha de minimizar la reflexión y la recombinación y maximizar la absorción.

Semiconductor	E_g (eV)
Te	0.33
Ge	0.67
CuInSe ₂	1.05
Si cristalino	1.12
Cu ₂ S	1.20
InP	1.34
GaAs	1.42
CdTe	1.45
CdSe	1.72
Si amorfo	-1.75
Cu ₂ O	2.10
GaP	2.25
CdS	2.42
TiO ₂	3.0

Tabla 1.3 Saltos energéticos E_g de algunos semiconductores.

La energía que contiene un fotón varía en función de su longitud de onda, desde 0,5 eV hasta los 2,9 eV. La luz roja tiene una energía de 1,7 eV y la azul de 2,7 eV. La naturaleza espectral de la luz solar es un aspecto fundamental que afecta al diseño eficiente de las celdas solares (figura 1.6).

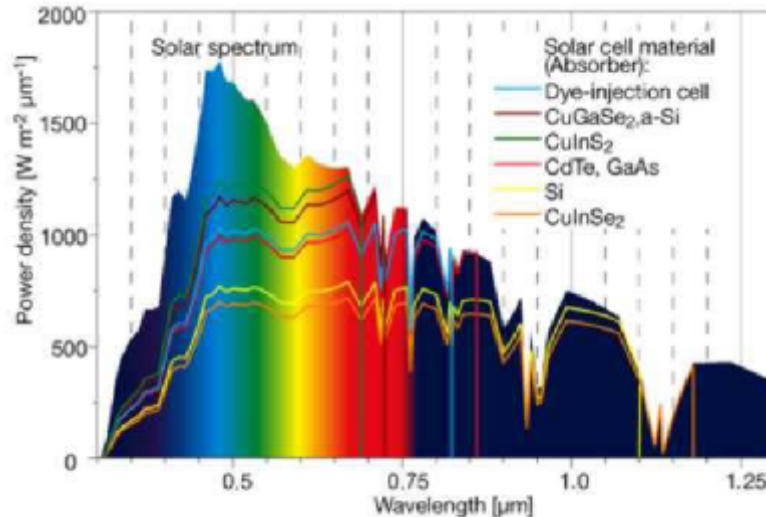


Figura 1.6 Espectro de la luz solar y eficiencia cuántica de los semiconductores.

Existe una gran variedad de compuestos semiconductores que ofrecen esta característica fotovoltaica y que se obtienen al combinar los elementos de las columnas III y V de la tabla periódica, los que presentan predominantemente enlaces covalente que son para las celdas solares hechas de materiales con seleniuro de cobre e indio, y arseniuro de galio. Otras celdas hechas con cristales semiconductores provenientes de las columnas II y VI poseen tanto enlaces iónico como covalente; estos se conocen como semiconductores polares (*ZnSe*, *CdS*, *CdTe*). En la Tabla 1.4 se presentan algunos elementos y compuestos semiconductores y sus propiedades, donde se muestra que las celdas con mayor densidad de corriente tienden a tener menor V_{oc} . Esto es una consecuencia del salto de energía (band gap) del semiconductor empleado. En general, las diferentes aplicaciones fotovoltaicas requieren un compromiso entre la fotocorriente y la voltaje V_{oc} . (Barrera,2009).

Tipo de Celda	Área (cm ²)	V_{oc} (V)	Densidad de corriente (mA/cm ²) (%)	FF	Eficiencia
c-Si	4.0	0.706	42.2	82.8	24.7
p-Si	1.1	0.654	38.1	79.5	19.8
a-Si	1.0	0.887	19.4	74.1	12.7
GaAs	3.9	1.022	28.2	87.1	25.1
CuInGaSe ₂	1.0	0.669	35.7	77.0	18.4
CdTe	1.1	0.848	25.9	74.5	16.4

Tabla 1.4 Características de algunos tipos de celdas solares bajo condiciones STC.

Los dispositivos semiconductores denominados celdas fotovoltaicas trabajan bajo son capaces de generar cada de ellas una corriente de 2 a 4 amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 voltios, utilizando como fuente de energía la radiación luminosa. Las celdas se montan en serie sobre módulos fotovoltaicos o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la celda). El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la celda. Por lo general una celda fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0,25mm y los 0,35mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 mm². Las celdas solares de silicio disponibles comercialmente en la actualidad tienen una eficiencia de conversión en electricidad de la luz solar por unidad de superficie del 18%. En la industria fotovoltaica existen una gran variedad de métodos para la producción práctica de celdas solares de silicio (amorphas, monocristalinas o policristalinas), del mismo modo que para las celdas solares hechas de otros materiales (seleniuro de cobre e indio, telurio de cadmio, arseniuro de galio, etc). Una celda fotovoltaica de silicio amorfo mayormente entre 8 % hasta 9 % de eficiencia, estas celdas tienen la tendencia en los primeros doce meses de uso de brindar una sobreproducción de aproximadamente 10%, los paneles comparados a los monocristalinos y policristalinos son 30 % más grande y la vida útil se estima a diez años que es solo la mitad promedio de los paneles mono y policristalinos, pero las ventajas son de que producen una cantidad de energía considerable en nublado parciales, en un lapso de 9 horas o más al día.

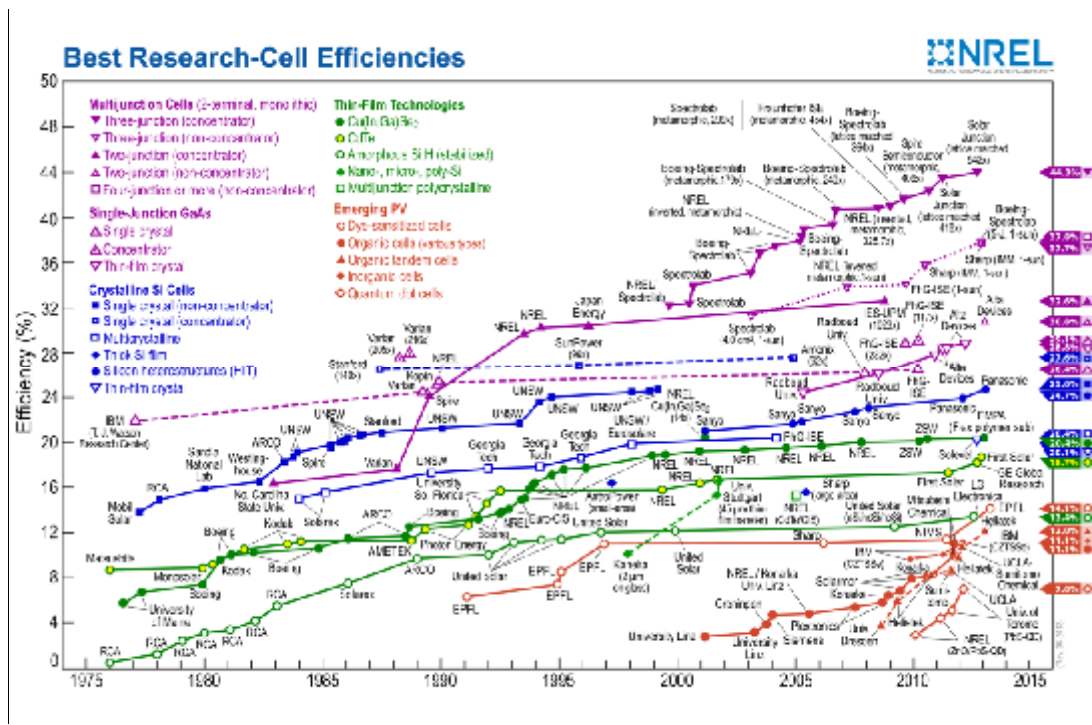


Figura 1.7. Eficiencia de las celdas solares actuales.

1.2.1 Circuitos Equivalentes

Las Figura 1.5 muestran el circuito equivalente de la celda solar no ideal bajo condiciones de irradiancia G y temperatura T .

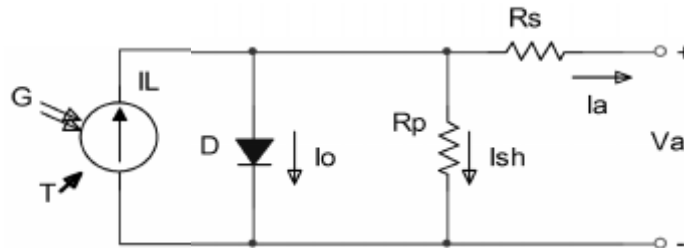


Figura 1.8 Circuito equivalente simplificado de celda solar.

El modelo exponencial propuesta por Gow 1999, demuestra la relación entre la corriente (I) y voltaje (V) entregadas por un modulo fotovoltaica, n_p y n_s indican el numero de celdas solares conectadas en paralelo y en serie R_p y R_s las resistencias intrínsecas paralelo y serie asociadas, K es la constante de Boltzman ($1,3806 \times 10^{-23}$ J/K), q es la carga del electrón (1.6022×10^{-19} C). El factor A determina la desviación de las características de la unión n-p ideal, la corriente de saturación inversa I_0 , la cual es dependiente de la temperatura del panel I_L es la corriente generada por la radiación solar. Las corrientes exhiben una relación casi lineal respecto de la radiación y la temperatura.

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\left(\frac{q \left(\frac{V + R_s}{n_s n_p} \right)}{AK_B T} \right)} - 1 \right) - \left(\frac{V + R_s}{\frac{n_s}{n_p} R_p} \right) \quad (1.35)$$

La ecuación 1.35 describe el comportamiento físico del circuito equivalente no ideal de la celda solar mostrado en la Figura 1.5. Pero en efecto se presentan resistencias de tal manera que la corriente generada se ve disminuida. De acuerdo a la figura 1.8, la celda solar es un generador de corriente (voltaje casi constante) cuya corriente I_L es reducida por la corriente del diodo I_0 . Las caídas de voltaje están representadas por las resistencias en serie y en paralelo R_s y R_p . La n_p y n_s indican el número de celdas conectadas en serie y/o paralelo, permitiendo calcular sistemas con mayor número de celdas.

1.2.2 Modelo teórico para la celda fotovoltaica

La ecuación 1.36 basada en el modelo de Shockley, describe la relación entre la voltaje (V) y la corriente (I) proporcionada por una celda fotovoltaica. En este circuito, la corriente I proporcionada por la celda solar es proporcional a la corriente producida por la fuente I_L , la cual representa la corriente fotovoltaica generada. Cuando la corriente por la carga (I) en el circuito mostrado en la figura 1.8 es cero (circuito abierto), prácticamente toda la corriente generada circula a través del diodo (despreciando la que circula por R_p), obteniéndose la condición de circuito abierto en los extremos de la celda. Esta corriente es denominada corriente de oscuridad, en analogía a la corriente que circularía por la celda en ausencia de iluminación cuando ésta es sometida a una diferencia de potencial V (ecuación 1.36). Según el modelo simplificado de la celda fotovoltaica basado en modelo Shockley (González, 2005).

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\left(\frac{q(V + IR_s)}{AK_B T} \right)} - 1 \right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p} \right) \quad (1.36)$$

El cálculo de la corriente fotogenerada en la celda solar $I_{L(T_1)}$ bajo condiciones de irradiancia variable, en corriente de corto circuito $I_{SC(T_1, nom)}$ y a temperatura nominal, se deben ejecutar bajo los parámetros *Standard Test Conditions (STC)*, ecuación 1.37.

(STC) Masa de Aire =MA = 1.5 , $G_{(nom)} = 1000$ w/m² , $T_{(nom)} = 25$ °C

$$I_{L(T_1)} = \frac{G * I_{SC(T_1, nom)}}{G_{(nom)}} \quad (1.37)$$

Posteriormente se calcular la corriente fotogenerada I_L en la celda solar bajo condiciones de temperatura variable T, aplicando el coeficiente de corriente por grado centígrado de la celda solar K_0 con temperatura de referencia T_1 a 25 °C. ecuación 1.38.

$$I_L = I_{L(T_1)} (1 + K_0 (T - T_1)) \quad (1.38)$$

Fundamentado en las características de la celda fotovoltaica se encuentra el voltaje de circuito abierto $V_{oc(T_1)}$, aplicando el número de celdas del panel fotovoltaico conectadas en serie, ecuación 1.39.

$$V_{oc(T_1)} = \frac{20.9}{N_s} \quad (1.39)$$

Continuando con el cálculo de la corriente de saturación inversa del diodo equivalente en la celda solar $I_{0(T_1)}$, utilizando la corriente de corto circuito $I_{SC(T_1)}$ para un temperatura nominal STC de $T_{(nom)} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, ecuación 1.40.

$$I_{0(T_1)} = \left(\frac{I_{SC(T_1)}}{e^{\left(\frac{qV_{oc(T_1)}}{nk(T_1)} \right)} - 1} \right) \quad (1.40)$$

Donde:

n = Factor de idealidad para diodo de silicio ($0 \leq n \leq 1$).

k = Constante de Boltzman ($1.381 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).

q = Carga del electrón ($1.602 \times 10^{-19} \text{ C}$).

$E_{g(Si)} = 1.12 \text{ eV}$.

En base a $I_{0(T_1)}$ se prosigue a encontrar la corriente de saturación inversa del diodo equivalente en la celda solar I_0 , en condiciones de temperatura variable T , ecuación 1.41.

$$I_0 = I_{0(T_1)} \left(\frac{T}{T_1} \right)^{\left(\frac{3}{n} \right)} \left(e^{\left(\frac{-qV_g}{nk \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_1} \right)} \right)} \right) \quad (1.41)$$

La ecuación 1.44, calcula la resistencia dinámica serial R_s de la celda fotovoltaica sustituyendo los valores en las ecuaciones 1.42 y 1.43.

$$X_v = \left(\frac{I_{0(T1)}q}{nkT_1 \left(e^{\left(\frac{qV_{oc(T1)}}{nk(T_1)} \right)} \right)} \right) \quad (1.42)$$

$$\frac{dV}{dI_{Voc}} = \left(-\frac{1.15}{2Ns} \right) \quad (1.43)$$

$$R_s = \left(-\frac{dV}{dI_{Voc}} \right) - \left(\frac{1}{X_v} \right) \quad (1.44)$$

Sin embargo se puede encontrar R_s por un método alternativamente donde se divide el voltaje de circuito abierto entre la corriente de corto circuito, por la ecuación 1.45, (Bowden,. 2001).

$$R_s = \left(\frac{V_{dark} / (I_{sc}) - V_{oc}}{I_{sc}} \right) \quad (1.45)$$

Es de suma importancia recalcar que la resistencia equivalente en paralelo se obviará de este análisis, según los estudios realizados por González 2005. Esto debido a que el efecto de la resistencia en paralelo equivalente no afecta significativamente la corriente generada de la celda fotovoltaica en la ecuación 1.36.

1.2.3 Punto de máxima potencia MPPT

Las celdas fotovoltaicas presenta curvas características V-I que definen el comportamiento de la celda ante distintos escenarios de operación. La potencia de una celda solar está dada por el producto de la corriente y el voltaje de la misma. El punto de máxima potencia (*MPP*, *Maximum Power Point*) es el producto del voltaje en el punto máximo (V_{mpp}) y corriente en el punto máximo (I_{mpp}) para los cuales la potencia obtenida del arreglo fotovoltaico es máxima (P_{mpp}). El punto de máxima potencia varía continuamente dependiendo de factores como la temperatura de la celda solar y de las condiciones de irradiancia.

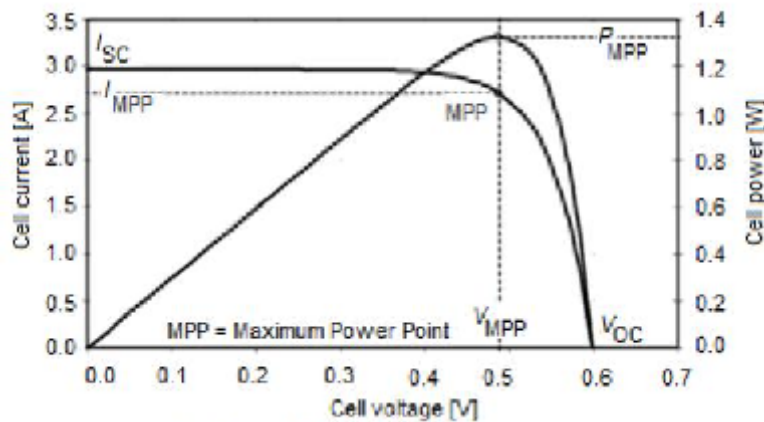


Figura 1.9 Punto de máxima potencia para la celda fotovoltaica.

La potencia máxima P_{mpp} que se consigue de la celda es el área del máximo rectángulo que se puede inscribir dentro de la curva característica IV. Figura 1.9.

En base a lo anterior la potencia que suministra una celda es:

$$P = IV \tag{1.46}$$

Si $V = 0$, $I = I_{sc}$ y $P = 0$

Si $V = V_{oc}$, $I = 0$ y $P = 0$

El punto de máxima potencia P_{mp} se calcula teóricamente de en base a la ecuación 1.47.

$$P_{mp} = V_{mp} I_{mp} \tag{1.47}$$

Con fundamento en las ecuaciones anteriores la corriente fotogenerada I_L se calcula nuevamente con la ecuación 1.37 y 1.38. Se considera el voltaje de circuito abierto del sistema en función de la ecuación 1.39, posteriormente la corriente de saturación inversa I_0 de la celda se calcula con las ecuaciones anteriores 1.40 y 1.41.

La condición para máxima potencia se obtiene cuando $\frac{d(IV)}{dV} = 0$:

$$c = 1 + \ln \left[\frac{I_L}{I_0} \right] \quad (1.48)$$

$$d = \frac{c}{c+1} \quad (1.49)$$

$$I_{mp} = I_L (1 - c^{-d}) \quad (1.50)$$

También la corriente máxima potencia se puede obtener sustituyendo en la ecuación 1.36 el voltaje máximo de potencia.

$$I_{mp} = I_L - I_0 \left(e^{\left(\frac{q \left(\frac{V_{mp} + R_s}{n_s n_p} \right)}{AK_B T} \right)} - 1 \right) - \left(\frac{V_{mp} + R_s}{\frac{n_s}{n_p} R_p} \right) \quad (1.51)$$

1.2.4 Curvas Características

Las características de las curvas de corriente contra voltaje (I - V) de una celda solar irradiada se pueden observar en la figura 1.10. El rango de funcionamiento de una celda solar abarca desde $V = 0$ (I_{sc} corriente de cortocircuito) hasta V_{oc} ($I=0$ corriente de circuito abierto), exclusivamente en estos dos puntos, la celda no provee potencia eléctrica. V_{oc} representa la máxima voltaje proporcionada por la celda a corriente cero (sin carga o en vacío), mientras que I_{sc} representa la máxima corriente disponible con voltaje cero (carga en cortocircuito). Para $V < 0$ la celda consume potencia para generar una fotocorriente, la cual da inicio a la emisión de luz. Las resistencias serie R_s como paralelo R_p deterioran la forma de la curva comparada con el rectángulo definido por los valores V_{oc} e I_{sc} . Para obtener celda eficientes se requiere resistencia serie $R_s < 1 \Omega$ y $R_p > k\Omega$ teóricamente. (Durán, 2010).

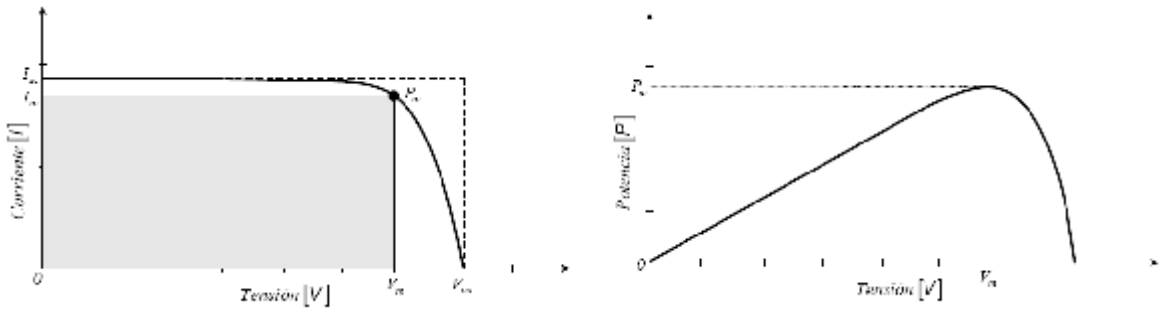


Figura 1.10 Curvas características I-V y P-V de una celda fotovoltaica.

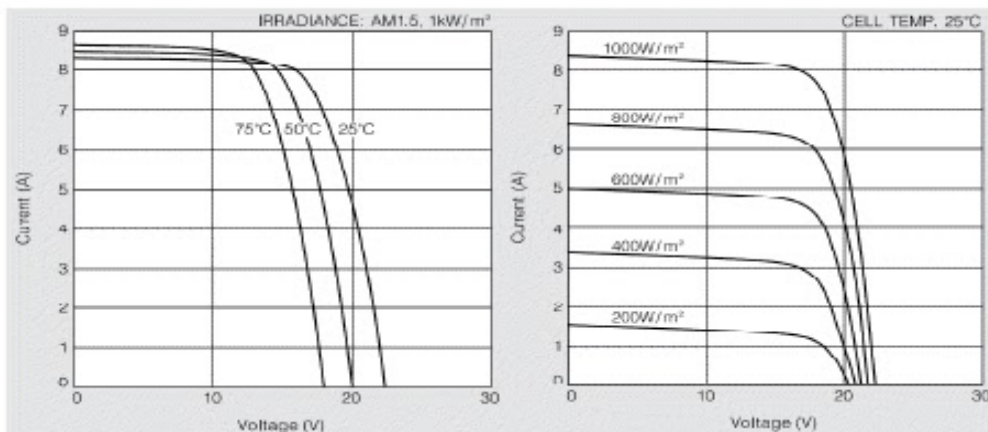


Figura 1.11 Efectos de la temperatura e irradiancia en una celda fotovoltaica.

La corriente generada por un celda fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiancia G , incidente en dicha celda, ya que un $G=1000 \text{ w/m}^2$ generará una corriente cercana a la corriente de máxima potencia I_{mpp} , sin embargo una $G=500 \text{ w/m}^2$ generara aproximadamente el 50% de I_{mpp} , presentando para motivos de analisis un relación lineal con respecto a la irradiancia, lo cual no sucede con el voltaje de la celda, el cual se ve mínimamente afectado por la disminución de la irradiancia. ver figura 1.11. Las curvas características de la celda fotovoltaica se ven afectadas a partir de los $25 \text{ }^\circ\text{C}$ (temperatura estándar), el modulo pierde voltaje a razón aproximada de 83 mV por cada grado centígrado que aumente la temperatura de la celda, por lo tanto el modulo pierde potencia a razón aproximada de 0.5% por grado centígrado que aumente la temperatura de la celda, ver figura 1.11.

1.2.5 Factor de Llenado y Eficiencia de las Celdas Solares

El factor de llenado de un celda fotovoltaica está relacionado con la eficiencia de una celda solar, donde el factor de llenado o *fill factor* (FF) se define como la relación entre el máximo punto de potencia dividido entre el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) y la corriente en cortocircuito I_{sc} , el factor de llenado FF , cuanto más se aproxime la relación a 1 el factor de forma significa que la potencia real de la celda se acerca a la potencia ideal de la misma, denotando un índice de mayor calidad en la celda, ver figura 1.12.

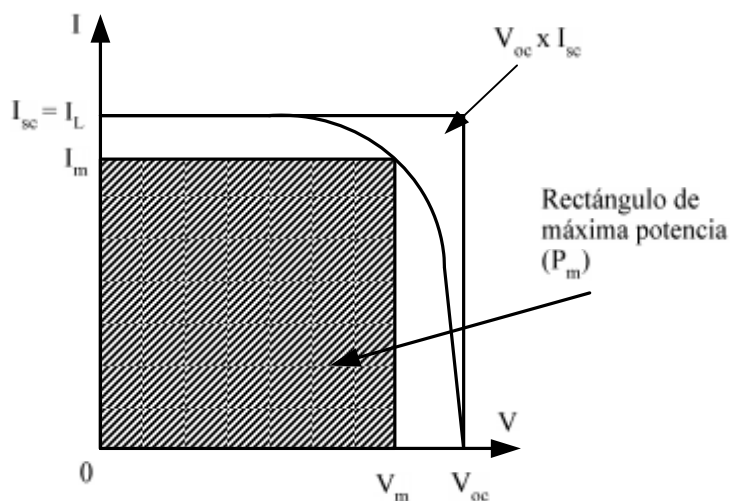


Figura 1.12 Curvas característica celda solar Factor de Llenado.

Para calcular el factor de llenado, ecuación 1.52 :

$$FF = \frac{(V_{mp} I_{mp})}{(V_{oc} I_{sc})} \quad (1.52)$$

La eficiencia de una celda solar (η), es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar total absorbida por un panel, cuando una celda solar está conectada a un circuito eléctrico. Esta ecuación 1.53, se calcula usando la relación del punto de potencia máxima, P_m , dividido entre la luz que llega a la celda, irradiancia (G , en W/m^2), bajo condiciones estándar (STC) y el área superficial de la celda solar (A en m^2). Ver tabla 1.5.

$$\eta = \frac{\text{Potencia máxima eléctrica}}{\text{Potencia solar incidente}} \quad (1.53)$$

La eficiencia se da entonces como:

$$\eta = \frac{V_{oc} I_{sc} FF}{AG} = \frac{V_m I_m}{AG} \quad (1.54)$$

En donde A es el área (m^2) donde incide la irradiación solar $G=1000 W/m^2$.

Eficiencia de una celda comercial:

$$\eta = \eta_{ref} (1 + \beta(T_{ref} - T)) \quad (1.55)$$

Tipo de Celda FV	FF	Eficiencia η
c-Si	82.8	24.7
p-Si	79.5	19.8
a-Si	74.1	12.7
GaAs	87.1	25.1
CuInGaSe2	77.0	18.4
CdTe	74.5	16.4

Tabla 1.5 Eficiencia y Factor de forma para algunos tipos de celdas solares.

Los cuatro parámetros descritos, I_{sc} , V_{oc} , FF y η establecen las características de una celda solar. Para efectos de comparación, estos parámetros deben ser expresados bajo condiciones estándar (STC) de iluminación: AM1.5, una densidad de potencia incidente de $1.000 W/m^2$ (que se define como 1 sol) y a una temperatura ambiente de $25^\circ C$. Es necesario destacar que la media de densidad de potencia solar de la superficie terrestre es de $170 W/m^2$, es decir, una sexta parte de la densidad estándar elegida para comparar la eficiencia de celdas solares. Se ha de tener también en cuenta que la eficiencia de las celdas convencionales disminuye rápidamente a bajas densidades de potencia, y que celdas con menor eficiencia nominal pueden proporcionar un mejor rendimiento a menor intensidad de luz y temperatura más alta.

1.3 Métodos de simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos

Estos métodos se fundamentan prácticamente en el modelo matemático de la celda fotovoltaico modelo de Shockley, para estimar el comportamiento bajo condiciones de irradiancia (G) y temperatura variables en un programa de instrumentación virtual. El resultado se configura en un modelo típico de acuerdo a sus parámetros de operación. El modelo se implementa en *Matlab Scrip* y se exporta a la interfaz virtual *LabView*, permitiendo caracterizar las variables fundamentales de un panel fotovoltaico (FV) para distintas marcas comerciales, obteniendo como resultado las curvas características de operación I-V y P-V, evaluando en la simulación la eficiencia y el factor de forma del panel FV bajo condiciones estándar de prueba (STC), para validar los datos obtenidos en la simulación se comparan contra un programa de simulación de sistema fotovoltaicos llamado *PSIM*.

El módulo fotovoltaico Yingli Solar 80 W fue elegido para el modelado, debido a que se adapta bien a las aplicaciones tradicionales de la energía fotovoltaica. El módulo Yingli Solar proporciona 80 W de potencia máxima nominal, y cuenta con 36 celdas de silicio policristalino conectado en serie. Las especificaciones principales se muestran en la Tabla 1.6 y 1.7.

Parámetros eléctricos	
Modulo tipo	80(17)PR1172×541
Celdas tipo	Policristalino silicio
No. of Celdas en conexión	36 in series
Máxima Potencia (Pm)	80W±3%
Voltaje Máxima Potencia (Vpm)	17.5V
Corrientes Máxima Potencia (Ipm)	4.6A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	22.0V
Corriente de corto circuito (Isc)	5.0A
Eficiencia del modulo	12.6%
Eficiencia de la celda	14.7%

Tabla 1.6 Parámetros eléctricos del Panel Yingli solar 80 W.

Coeficientes de Temperatura		
Po	Tk(Wp)	-0.45%/
Voltaje de Circuito Abierto	Tk(Voc)	-0.37%/
Corriente de corto circuito	Tk(Isc)	+0.06%/

Tabla 1.7 Parámetros de coeficientes de temperatura.

1.3.1 Simulación de curvas características FV en *Matlab Simulink*

El programa de simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos utilizado es *Matlab Simulink*, inicialmente debe almacenar los datos introducidos de las características eléctricas de los módulos y las condiciones ambientales de medida de irradiancia y temperatura de celda para posteriormente en base a los parámetros antes mencionados calcular 400 iteraciones de datos de corriente contra voltaje I-V, para el trazado de la curva característica. El programa considera los siguientes aspectos:

- a) Los efectos de la resistencia en paralelo son despreciables.
- b) La corriente I_L es la máxima corriente que el panel puede entregar.
- c)
$$e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{AK_B T} \right)} > 1$$
 en cualquier condición de trabajo.
- d) Todas las celdas son iguales y trabajan iluminadas de la misma forma y a la misma temperatura.
- e) La resistencia de los conductores que interconectan las celdas en arreglos son despreciables.

Consideraciones de modelado:

- Los datos se basan en mediciones realizadas en un simulador solar en condiciones de prueba estándar de laboratorio, Iluminación de 1 kW/m^2 (1 sun) en la distribución espectral, masa de aire 1.5, temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$, velocidad del viento de 1 m/s .
- En condiciones climáticas ambientales operar a temperaturas más elevadas de $25 \text{ }^\circ\text{C}$ condición de laboratorio. El NOCT (temperatura de operación nominal de la célula normalmente de $47 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$)
- El modelado del sistema fotovoltaico se llevó a cabo utilizando un programa en *Matlab-Simulink*, los parámetros del modelo se evalúan durante la ejecución mediante las ecuaciones que aparecen en la sección anterior.
- El programa, calcula la corriente según la ecuación 1.36, utilizando los parámetros típicos eléctricos del módulo (I_{SC} , V_{OC}), y las variables de voltaje, irradiancia (G) y temperatura (T). El programa considera la resistencia en serie en el modelo. Esta resistencia hace la solución para la corriente ec. 1.36, un problema no lineal, que debe ser resuelto mediante métodos numéricos.
- Para el punto anterior programa de modelado utilizó el método de Newton-Raphson, debido a que en el artículo de González, 2005 p4, indica este

método iterativo ya que permite una mayor rapidez en la convergencia de datos, tanto para corrientes positivas como negativas.

- En el programa de secuencias de comandos de *Matlab* se tomó en cuenta los parámetros del módulo *Yingli Solar 80 W*. Ver Tablas 1.6 y 1.7.

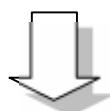
El programa de modelado utilizó las siguientes secuencias de programación:

Inicialmente debe almacenar los datos introducidos de las características eléctricas de los módulos y las condiciones ambientales de medida de irradiancia y temperatura de celda fotovoltaica:

Características eléctricas:

I_{PV} , V_{PV} – Corriente celda (A) y voltaje (V)
 I_D , V_D – Corriente de Diodo(A) y voltaje (V)
 I_{ph} – Corriente fotogenerada (A)
 I_{sc} – Corriente de circuito abierto (A)
 V_{oc} – Voltaje de circuito abierto (V)
 G - Irradiancia (W/m²)
 T - Temperatura (K)
 n - Diode ideality factor ($0 \leq n \leq 1$)
 k – Constante de Boltzman (1.381×10^{-23} J/K)
 q – Carga del electrón (1.602×10^{-19} C)
 I_r – Corriente de saturación inversa (μ A)
 R_{sh} , R_s – Resistencia shunt y serie (Ω)
 V_t – Voltaje termal(= nkT/q) in mV
 V_m , I_m –Máximo punto de voltaje y corriente (V ,A)
 P_m – Máximo punto de potencia (W)
 α – Coeficiente de corriente por Temperatura
 β - Coeficiente de voltaje por Temperatura
 STC – Condiciones estándar de prueba ($G=1000$ W/m² and $T=25$ C $AM=1.5$)
 NS , NP – Numero de celdas en serie y paralelo.

$k = 1.38e-23$	% Constante de Boltzman
$q = 1.602e-19$	% Carga del electron
$A = 1.2$	% Coeficiente de calidad del diodo factor de idealidad
$V_g = 1.12$	% Voltaje de banda gap diodo
$T_1 = 273 + 25$	% Temperatura de trabajo
$V_{oc_T1} = 20.9/NS$	% Voltaje de circuito abierto por Celda para T1
$I_{sc_T1} = I_{sc_ref}$	% Corriente de corto circuito por celda para T1
$\%V_{oc_T2} = (V_{oc}-Cof_V_{oc} \cdot TaC) / NS$	% Voltaje de circuito abierto por Celda T2
$TaK = 273 + TaC$	% Temperatura de Trabajo



Cálculo de los parámetros eléctricos del módulo y configuración, se destacan la corriente fotogenerada y la corriente de saturación inversa del diodo, además de la resistencia serie de la celda fotovoltaica, I_{ph_T1} , I_r , X_{2v} , dV_{dl_Voc} , R_s , V_{t_Ta} , V_c , b , V_{t_Ta} , I_a , fundamentado en las ecuaciones del punto 1.2.2 y 1.2.3.

```

if (Suns > 1)
    Suns = 1;
end
if (Suns < 0)
    Suns = 0;
end
Iph_T1 = Isc_T1 * Suns;           % Corriente fotogenerada T1
ko = UI_sc/100                    % Coeficiente de corriente por grado centigrado
Iph = Iph_T1 * (1 + ko*(TaK - T1)); % Corriente fotogenerada
Vt_T1 = k * T1 / q;               % = A * kT/q
Ir_T1 = Isc_T1 / (exp(Voc_T1/(A*Vt_T1))-1); % Ir_T2 = Isc_T2 /
(exp(Voc_T2/(A*Vt_T1))-1);
b = Vg * q/(A*k)
Ir = Ir_T1 * (TaK/T1).^(3/A) .* exp(-b.*(1./TaK - 1/T1)); % Corriente de
saturacion del diodo
X2v = Ir_T1/(A*Vt_T1) * exp(Voc_T1/(A*Vt_T1));
dVdl_Voc = - 1.15/Ns / 2;        % dV/dI at Voc para cada
celda
Rs = - dVdl_Voc - 1/X2v;         % Resistencia serie por
celda
Vt_Ta = A * 1.38e-23 * TaK / 1.60e-19; % = A * kT/q
Vc = Va/Ns;                      % Resistencia serie por
celda
Ia = zeros(size(Vc));

```



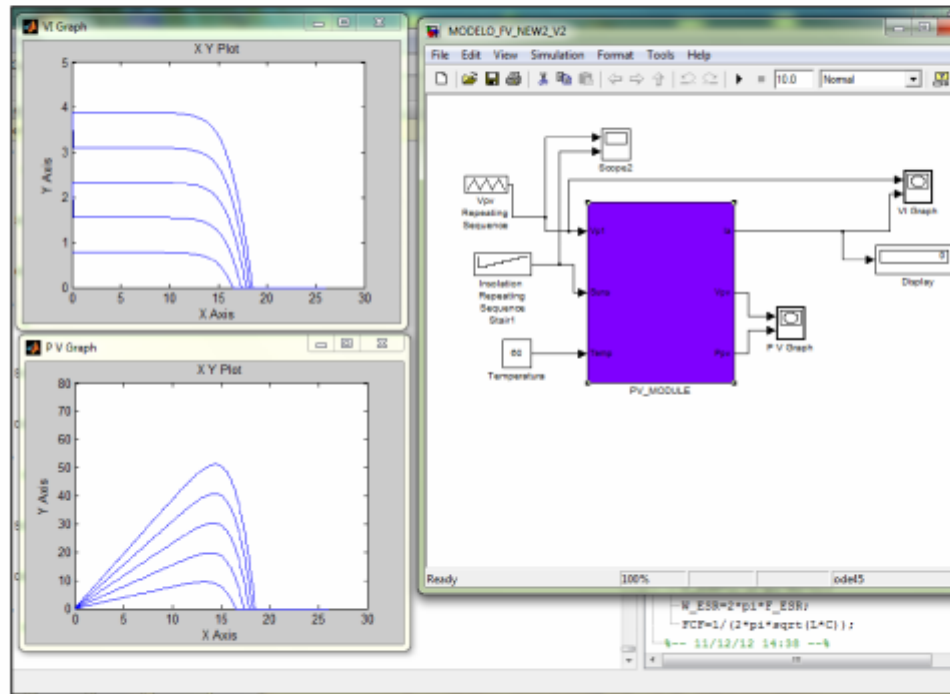
Iteración de I_a corriente generada 400 valores de corriente y voltaje observando la norma *STC*.

```

for j=1:5;
Ia = Ia - (Iph - Ia - Ir .* ( exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt_Ta) - 1 )) / (-1 - (Ir .* ( exp((Vc+Ia.*Rs)./Vt_Ta) - 1 )) .* Rs ./ Vt_Ta);
    if (Ia < 0)
        Ia = 0;
    end
end

```

Presentación gráfica de las curvas I-V y P-V de las condiciones de medida y los parámetros eléctricos del módulo por la función diseñada PV_MODULE.



Guardado de la configuración del programa

Figura 1.13 Diagrama de flujo de Simulación de curvas características FV en Matlab Simulink.

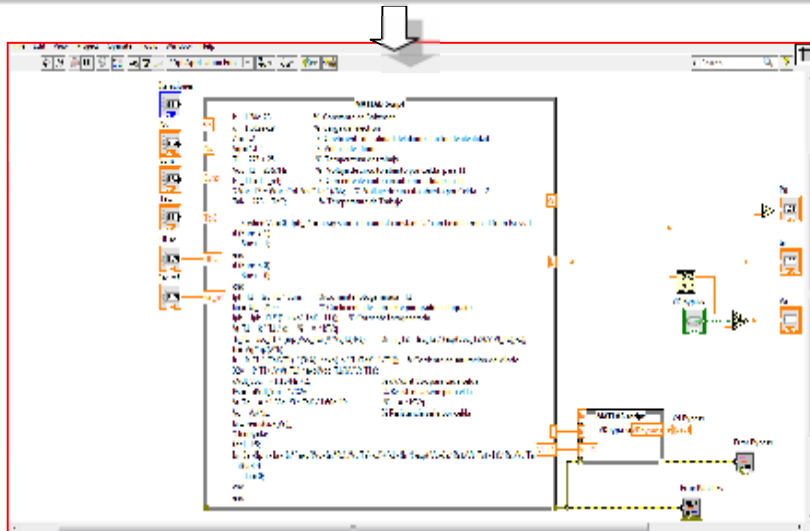
1.3.2 Simulación de curvas características FV en LabView

El programa de instrumentación virtual utilizado es *LabView*, al igual que *Matlab Simulink*, inicialmente debe almacenar los datos introducidos de las características eléctricas de los módulos y las condiciones ambientales de medida de irradiancia y temperatura de celda para posteriormente en base a los parámetros antes mencionados calcular 400 iteraciones de datos de corriente contra voltaje I-V. El programa al igual que el punto 1.3.1 anterior debe obedecer las siguientes condiciones:

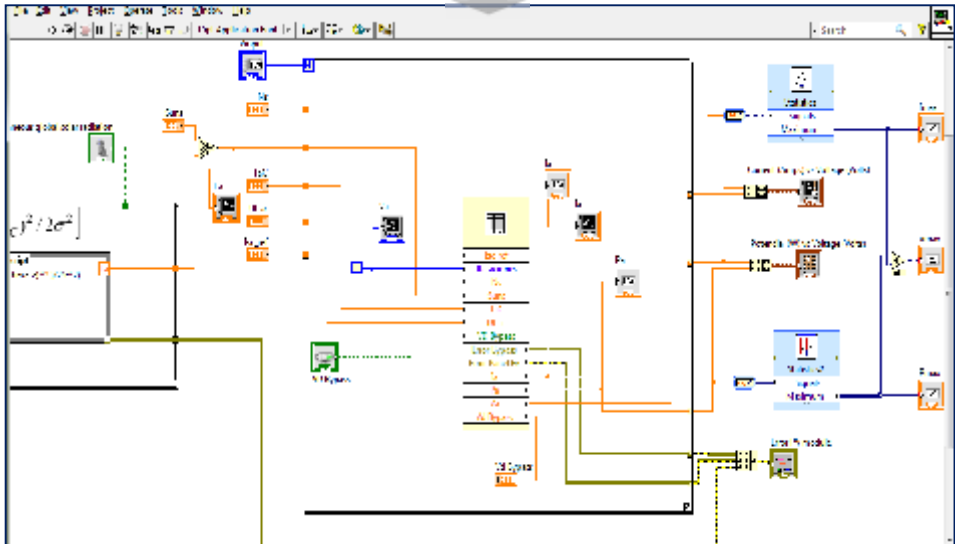
- a) Los efectos de la resistencia en paralelo son despreciables.
- b) La corriente I_L es la máxima corriente que el panel puede entregar.
- c)
$$e^{\left(\frac{q(V+IR_s)}{AK_B T}\right)} > 1$$
 en cualquier condición de trabajo.
- d) Todas las celdas son iguales y trabajan iluminadas de la misma forma y a la misma temperatura.
- e) La resistencia de los conductores que conectan los celdas en arreglos son despreciables.

Y ejecutar las siguientes secuencias:

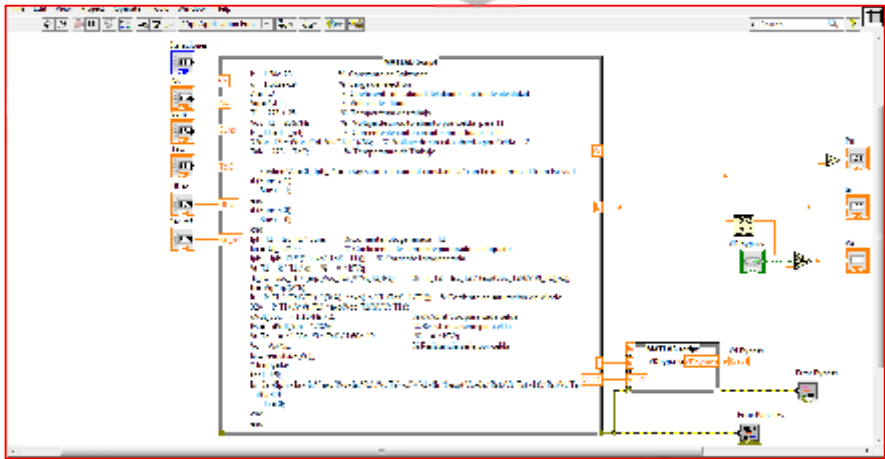
Inicialmente debe almacenar los datos introducidos de las características eléctricas de los módulos y las condiciones ambientales de medida de irradiancia y temperatura de celda fotovoltaica: *SubVi* del sistema de modelado y simulación de paneles fotovoltaicos en *Matscrip*.



Cálculo de los parámetros eléctricos del módulo y configuración de la I_{ph_T1} , I_r , $X2v$, $dVdI_Voc$, R_s , Vt_Ta , Vc , b , Vt_Ta , I_a , apoyado en las ecuaciones del punto 1.2.2 y 1.2.3.

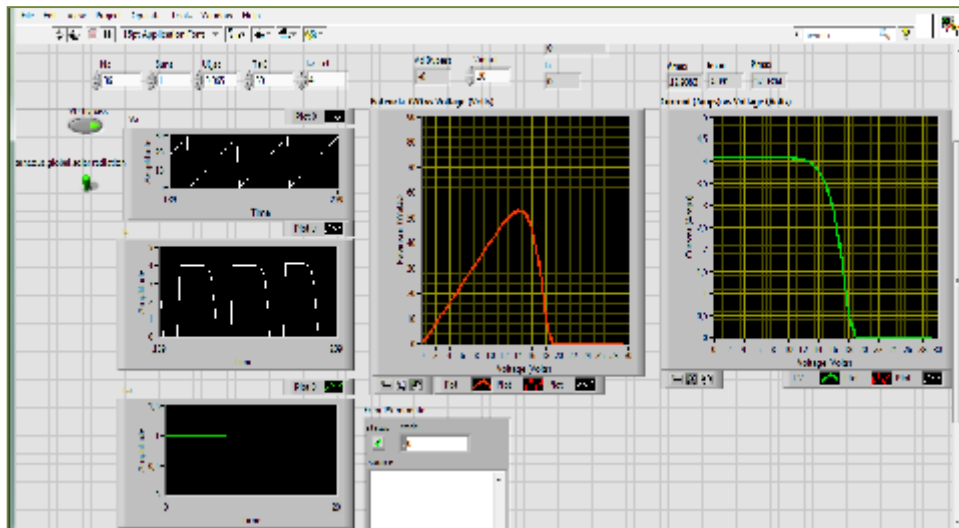


Extrapolación de los 400 valores de corriente y voltaje a STC.





Presentación gráfica de la(s) curva(s) I-V, de las condiciones de medida y los parámetros eléctricos del módulo. Finalmente, el programa almacena los resultados en un archivo con extensión propia .txt con valores tabulados en modo texto. Para trabajo con cualquier software de hoja de cálculo.



Guardado de la configuración del programa

Figura 1.14 Diagrama de flujo de Simulación de curvas características FV en LabView.

De acuerdo con los las formulas vistas en el capítulo 1.2, es posible La validación los datos obtenidos en la simulación, para ello se comparan contra un programa de simulación de sistema fotovoltaicos llamado *PSIM*, donde es necesario aplicar los parámetros detallados anteriormente ahora en el *PSIM*.

- IPV, VPV – Corriente celda (A) y voltaje (V)
- ID, VD – Corriente de Diodo(A) y voltaje (V)
- Iph – Corriente fotogenerada (A)
- Isc – Corriente de circuito abierto (A)
- Voc – Voltaje de circuito abierto (V)
- G - Irradiancia (W/m2) 1000w/m2
- T - Temperatura (K)
- n - Diode ideality factor ($0 \leq n \leq 1$)
- k – Constante de Boltzman ($1.381 \times 10^{-23} \text{J/K}$)
- q – Carga del electrón ($1.602 \times 10^{-19} \text{C}$)
- Ir – Corriente de saturación inversa (μA)
- Rsh, Rs – Resistencia shunt y serie (Ω)
- Vt – Voltaje termal($= nkT/q$) en mV
- Vm , Im –Máximo punto de voltaje y corriente (V ,A)
- Pm – Máximo punto de potencia (W)
- α – Coeficiente de corriente por Temperatura
- β - Coeficiente de voltaje por Temperatura
- STC – Condiciones estándar de prueba (G=1000W/m2 and T=25 C AM=1.5)
- NS . NP – Numero de celdas en serie v paralelo (36).

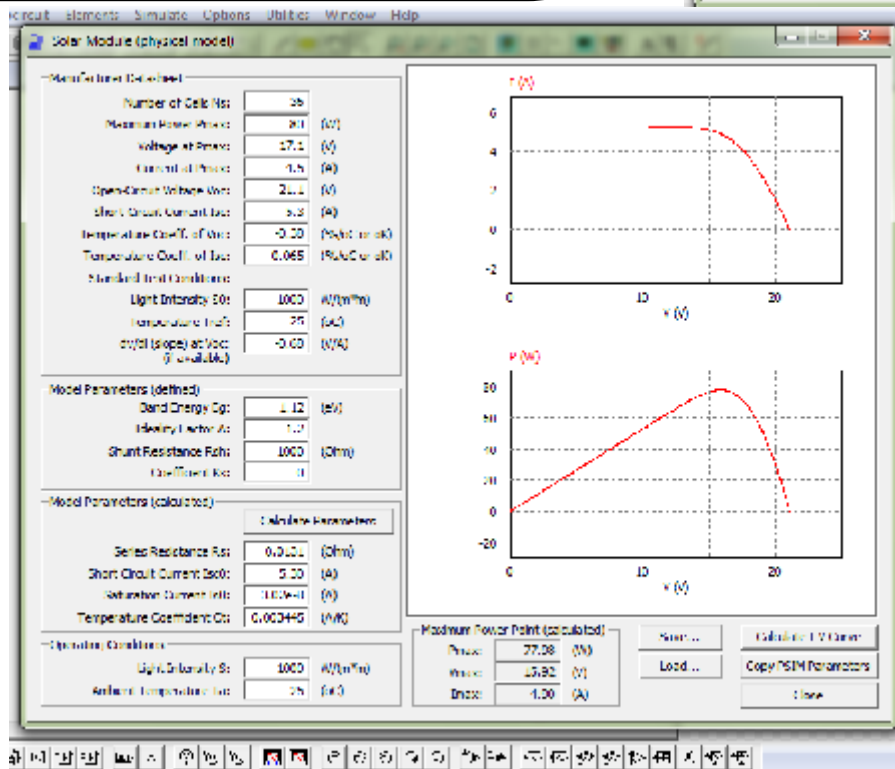
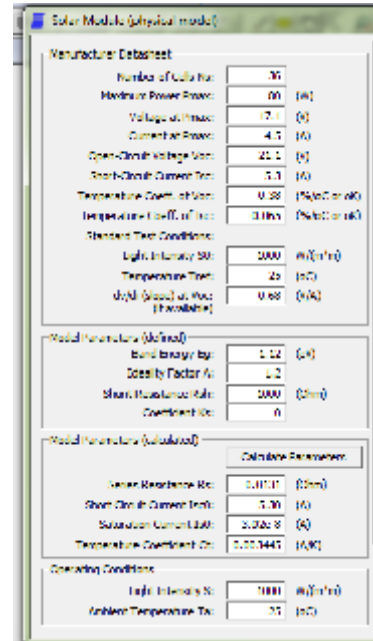


Figura 1.15 Validación de los datos de simulación contra *PSIM*.

1.4 Método de generación curvas I-V y P-V en paneles fotovoltaicos

En este punto se presenta la caracterización eléctrica y método de medida de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino en polarización directa. A continuación se realizará una revisión de los métodos más usados para realizar el barrido de corriente contra voltaje (I-V) como señales de salida de un dispositivo fotovoltaicos (FV) y trazar su curva I-V. De forma análoga, los factores que influyen en la calidad de la medida realizada y en la elección de uno y otro método son: coste, volumen de medidas realizadas, velocidad, repetitividad, precisión, facilidad de uso y mantenimiento del sistema de medida. Han sido desarrollados una variedad amplia de sistemas de medida de curvas I-V para medir la eficiencia y el resto de parámetros de dispositivos fotovoltaicos, desde celdas con un área de 0,01 cm² hasta sistemas de varios Kw. Todos los procedimientos y métodos utilizados experimentalmente para medir la característica I-V de medida de dispositivos fotovoltaico, están basados en controlar la corriente proporcionada por el generador fotovoltaico. Por ello se emplea una carga variable conectada en los terminales del mismo dispositivo. La variación de dicha carga desde la corriente corto circuito a circuito abierto permite medir todos los puntos de la curva I-V desde I_{sc} a V_{oc} respectivamente. A continuación se describen el modelo de extrapolación bajo STC y dos método de medida de curvas en condiciones reales de operación, como también la instrumentación y software que permiten medir la curva I-V de módulos fotovoltaicos y procesar los resultados.

1.4.1 Modelo de extrapolación bajo STC

La extrapolación a las STC se realiza punto a punto para 512 valores de corriente y de voltaje de acuerdo a las recomendaciones del IEC 60891 (*Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic (PV) devices*), válidas para módulos de silicio cristalino.

La expresión para la extrapolación de la corriente es,

$$I^* = I_{MED} \frac{1000[W/m^2]}{G[W/m^2]} + N_p \alpha_c (25 - T_c)[^\circ C] \quad (1.56)$$

y la extrapolación para el voltaje,

$$V^* = V_{MED} + N_p \beta_c (25 - T_c)[^\circ C] \quad (1.57)$$

Donde, el superíndice “*” indica los valores a STC.

El método de cálculo de la resistencia serie por medio de cuatro parámetros, basada en la expresión que define la curva I-V del módulo fotovoltaico, es el siguiente:

$$R_s^* = \left(\frac{N_s V_{t(STC)} \cdot \ln \left(1 - \frac{I_m^*}{I_{SC}^*} \right) + V_{OC}^* - V_m^*}{I_m^*} \right) \quad (1.58)$$

La aproximación mediante la pendiente de la curva, es un método basado en las derivadas de la función en puntos locales de la curva característica I-V y se nombra resistencia dinámica. La resistencia serie se obtiene a partir de la derivada de la función en torno a V_{OC} y se representa como:

$$R_{so} = \left(- \frac{\partial V}{\partial I} \right)_{V=V_{OC}} \quad (1.59)$$

Y para la resistencia paralelo, la derivada de la función en torno a I_{SC} y se representa como:

$$R_{shO} = \left(- \frac{\partial V}{\partial I} \right)_{I=I_{SC}} \quad (1.60)$$

Esta misma aproximación se puede obtener mediante la recta tangente a la curva cerca de V_{OC} e I_{SC} para R_s y R_p respectivamente. (Orduz, 2009)

1.4.2 Medida de la curva I-V mediante carga capacitiva

Es imperativo aclarar que el método que se utilizó para obtención de las curvas características reales del panel fotovoltaico Yingli Solar de 80 W, es la “carga electrónica”, el cual se explicará en el punto 1.4.3 de este capítulo.

El método capacitivo se fundamenta en emplear un gran condensador como carga, el cual es descargado en el inicio de la medida para después cargarse mediante la apertura de *MOSFET_2* y el cierre de *MOSFET_1*, ver figura 1.17. Mientras la carga del condensador se incrementa, la corriente decrece y la voltaje aumenta. Cuando la carga del condensador se ha completado, la corriente suministrada por el módulo se hace cero y se obtiene la condición de circuito abierto, trazando prácticamente todo el recorrido de la curva I-V. figura 1.16.

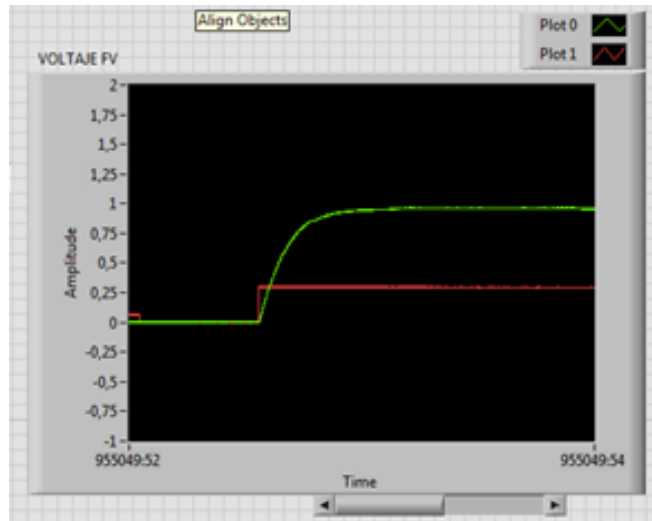


Figura 1.16 Curvas generadas para un panel fotovoltaico por carga capacitiva.

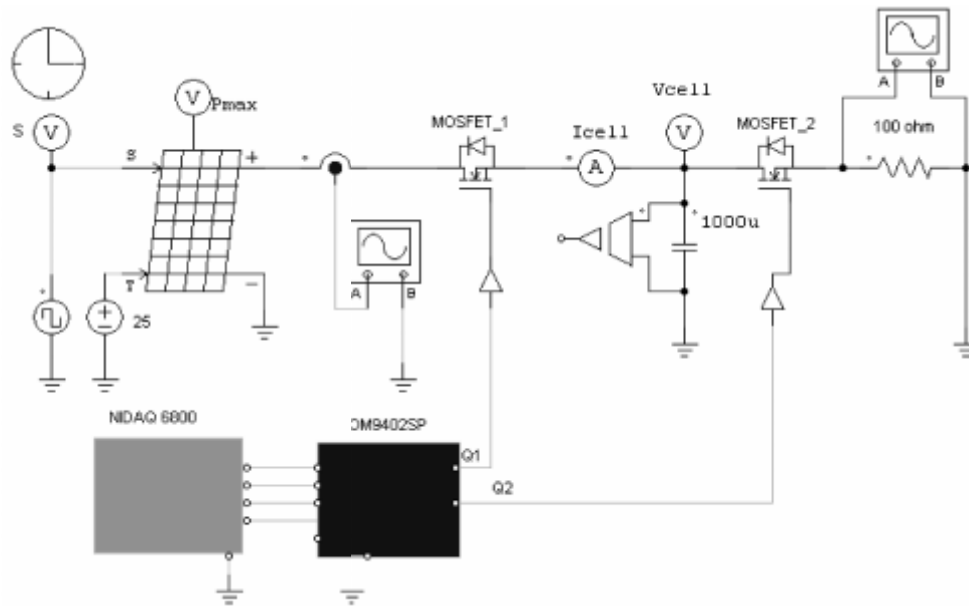


Figura 1.17 Generación curvas del panel fotovoltaico por carga capacitiva.

Para la utilización de este método curva I-V mediante carga capacitiva es necesario tomar las siguientes consideraciones:

- Para producir el barrido I-V de un módulo fotovoltaico, se ha implementado una carga capacitiva que usa un condensador electrolítico como carga para el módulo fotovoltaico, el cual es cargado en un rango de tiempo aproximado entre 20 y 100 ms. En el caso de medida de convertidores *MPPT* el tiempo de barrido es entre 10 y 15 segundos. La conmutación entre el módulo y el condensador se realiza por medio de un transistor

MOSFET (Metal oxide semiconductor Field Effect Transistor) controlado por un circuito de control que protege la puerta del transistor y filtra los efectos de ruido eléctrico.

- Se inicia la carga del condensador desde la corriente en cortocircuito, esto se realiza con *MOSFET_1* cerrado, por lo que el condensador sería inicialmente cargado con voltaje positiva, con lo que el barrido empieza , lo cual permite medir el valor de *I_{sc}*. Para obtener una curva I-V con datos validos con el método capacitivo, se requieren condensadores de alta calidad y bajas pérdidas. Además son necesarios otro interruptor *MOSFET* accionado con la secuencia apropiada y la descarga previa del condensador para iniciar una nueva medida. Al no ser cíclica la reproducción de la curva I-V, no es posible una visualización directa y tampoco una reproducción parcial de dicha curva. El tiempo de carga del condensador es directamente proporcional a su valor y al voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico, e inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito.
- Cuanto mayor sea la velocidad de medida requerida, menor deberá de ser el tamaño del capacitor. Puesto que el método requiere la descarga del capacitor antes de iniciar una nueva medida, este exceso de tiempo hace relativamente lento el método capacitivo (por lo regular alrededor de 1s, y para *MPPT* el tiempo de barrido es entre 10 y 15 segundos). El voltaje y la corriente son medidas por medio de una tarjeta de adquisición de datos y un computadora personal, la medida se inicia con el envío desde la tarjeta de una señal de disparo al interruptor que conecta el condensador con el dispositivo fotovoltaico. Es posible conmutar las cargas capacitivas portátiles basadas en transistores bipolares de puerta aislada (IGBTs), la cual permite medir arreglos fotovoltaicos en condiciones reales de funcionamiento en alta potencia DC. Los interruptores MOSFET de la figura 1.17 se remplazan por IGBTs y el capacitor es cargado y descargado, esto estará dentro de las recomendaciones para trabajos futuros.

La ecuación de trabajo para la carga capacitiva es:

$$I_c(t) = C \frac{dV}{dT} \quad (1.61)$$

Considerando que la corriente es constante desarrollamos la siguiente ecuación:

$$\int I_c dT = \int C dV \quad (1.62)$$

Para la deducción del valor del capacitor se puede suponer un tiempo de carga que este dentro del rango de tiempos que tiene la tarjeta NIDAQ 6008 para tomar los datos de las medidas, dicho rango puede ser de 10ms/div a 2s/div.

El programa de instrumentación virtual es *LabView*, el cual inicialmente lee 512 muestras I-V de la tarjeta *NIDAQ 6008* y almacena los datos introducidos de las características eléctricas de los módulos y las condiciones ambientales de medida de irradiancia y temperatura de celda. El programa debe observar las siguientes aspectos:

1. Suavizado de puntos no válidos: Estos puntos son causados por el sincronismo entre el disparo producido por el interruptor de la carga capacitiva y el comienzo de la adquisición de datos. El programa corrige este problema recortando éstos puntos en los extremos de los ejes Y y X, es decir, en el punto de cortocircuito y de circuito abierto.
2. Extrapolación de los 512 valores de corriente y voltaje a *STC*.
3. Filtrado digital adaptativo de las muestras, optimizado en la zona máxima potencia. Tiene como objetivo eliminar el ruido eléctrico y el rizado producido por la cuantificación de la conversión A/D, realiza automáticamente la tarjeta *NIDAQ6008*.
4. Cálculo de los parámetros eléctricos del módulo y configuración de la potencia máxima para los puntos, P_m, I_m, V_m y curva característica.
5. Presentación gráfica de las curvas I-V, de las condiciones de medida y los parámetros eléctricos del módulo. Posteriormente, el programa almacena los resultados en un archivo con extensión propia .txt con valores tabulados en modo texto. Para trabajo con cualquier hoja de cálculo.
6. Guardado de la configuración del programa.

1.4.3 Medida de la curva I-V con carga electrónica

Según el análisis realizado por Durán, 2010 p.77, denota que uno de los mejores métodos para trazado de curvas características de módulos FV es el de carga electrónica, por ello y la rapidez del trazado de las curvas características es el método elegido de trabajo para esta investigación. El método basado en la carga electrónica (figura 1.18) emplean transistores *MOSFET's* IRF 1010N de 85 amp en paralelo como carga electrónica. Variando el voltaje compuerta-fuente, se varía la resistencia entre drenador y fuente, y por lo tanto el flujo de corriente suministrada por el módulo. La trayectoria de la curva I-V del módulo cuando se

realiza mediante este método, requiere que el *MOSFET's* recorra tres zonas de funcionamiento (corte, saturación y trío) y por tanto, que la mayor parte de la potencia suministrada por el módulo tenga que ser disipada por dicho transistor, lo cual delimita las aplicaciones a media potencia. Así, se propone una carga electrónica con *MOSFET's* para obtener la curva I-V de módulos fotovoltaicos debido a su alta velocidad de barrido. La principal ventaja de este método de medida es la transición rápida de la resistencia de carga equivalente proporcionada por el *MOSFET's*. Los transistores *MOSFET's* se acoplan en paralelo para incrementar la corriente de la carga electrónica. El voltaje y la corriente son medidas con un divisor de voltaje y un sensor *shunt* respectivamente. Los valores de voltaje y corriente son capturados mediante una tarjeta *NIDAQ 6008* para visualizar la curva I-V. Al trazar las curvas el programa de instrumentación virtual *LabView* detecta los valores de voltaje y corriente y los multiplicados obteniendo la potencia instantánea de los valores *Isc* y *Voc*, el programa también es encargado de detectar de punto de máxima potencia del panel fotovoltaico *MPPT*.

Si el sistema se encuentra trabajando con irradiación directa solar, no con simuladores solares, se recomienda tomar las medidas de las curvas I-V, en cortos intervalos de tiempo, para prevenir interferencias de nubes durante las medidas realizadas en exterior. La carga electrónica está constituida por varios transistores bipolares en paralelo, para lograr reducir gradualmente la corriente de drenaje a fuente se requiere de un sistema de modulación por ancho de pulso *PWM*, aplicado directamente a la compuerta de los *MOSFET's*, dicho sistema se logra por medio de un procesador digital de señales *DSP*, previamente programado para generar una señal con un ciclo de trabajo desde 0% a 100% del ciclo de trabajo, lo cual permite una excursión del punto de trazado de la curva desde *Isc* a *I=0*. Para medir la corriente y el voltaje se emplea una tarjeta de adquisición de datos de alta velocidad *NIDAQ 6008 USB*. La iniciativa de este circuito radica en que el barrido de la curva I-V es controlado mediante una rampa de corriente por el *DSP*, en lugar de una rampa de voltaje. (Durán, 2010).

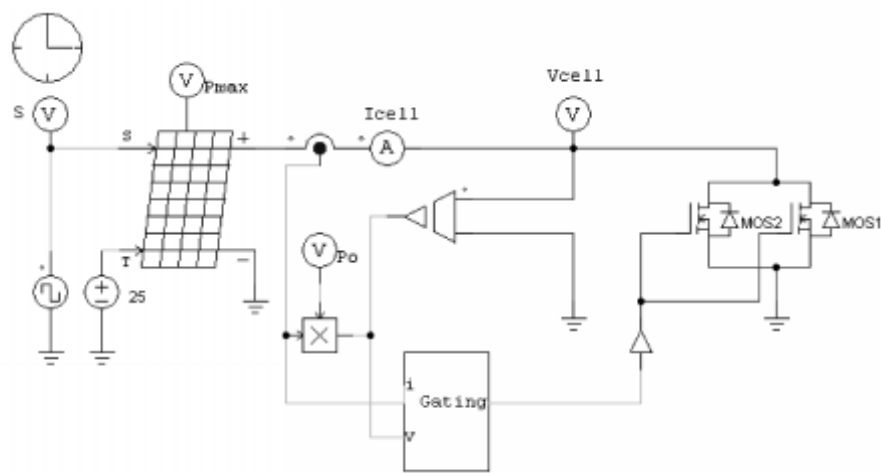


Figura 1.18 Generación curvas del panel fotovoltaico por carga electrónica.

El controlador *DSP* permite realizar el barrido completo del ciclo de trabajo (desde 0% hasta 100% del ciclo de trabajo e inversamente) para distintas frecuencias e intervalos de duración del incremento y decremento del ciclo. Esta utilidad ha sido empleada en esta investigación para controlar los convertidores que permiten la reproducción de las curvas *I-V* y *P-V* de los generadores fotovoltaicos. El *DSP* utilizado para implementar el barrido del ciclo de trabajo ha sido el dsPIC 30F2020 de Microchip.

Características dsPIC 30F2020:

- CPU modificada de alto rendimiento del RISC.
- Arquitectura modificada de Harvard.
- Arquitectura de sistema de instrucción optimizada compilador C.
- 83 instrucciones bajas con la dirección flexible modos.
- 24-bit instrucciones amplias, trayectoria de datos ancha de 16 bits.
- Espacio del programa del flash de la en-virta de 12 kilobytes, con RAM de 512 .
- Registro de instrucciones de 16 bits.
- Hasta 30 MIPS de operación.
- 32 fuentes de la interrupción y 3 fuentes de la interrupción externa.
- 8 niveles de prioridad seleccionables por el usuario para cada interrupción.

El diagrama de flujo de la figura 1.19, muestra el sistema de caracterización de paneles fotovoltaicos, donde se realizan pruebas al prototipo utilizando un dsPIC30F2020, el cual posee un módulo *PWM* de alta velocidad y alta resolución para fuentes de alimentación conmutadas y un módulo ADC de diez bits de resolución con capacidad de muestrear hasta cuatro canales de manera simultánea. La salida *PWM* de 10 bits (1.024 valores discretos desde 0% al 100%) proporciona una resolución (y frecuencia determinada) dada por las siguientes ecuación.

$$PWM_periodo = [P_{R2} + 1]4T_{osc} (TMR2 * Pr escalerTimer) \quad (1.63)$$

$$PWM_PERIODO = \left[\frac{1.09 \times 10^9}{1.04 * PWM_FREQUENCY} \right] \quad (1.64)$$

$$PWM_R_{ESOLUTION(BITS)} = \frac{\text{Log} \left[\frac{T_{PWM}}{T_{CY}} \right]}{\text{Log}(2)} \quad (1.65)$$

El programa de instrumentación virtual utilizado es *LabView* , el cual inicialmente lee 512 muestras I-V del la tarjeta NIDAQ6008 y almacena los datos introducidos de las características eléctricas de los módulos y las condiciones ambientales de medida de irradiancia y temperatura de celda. El programa debe observar las siguientes labores:

1. Suavizado de puntos no válidos: Estos puntos son causados por el sincronismo entre el disparo producido por el interruptor de la carga *MOSFET's* paralelo y el comienzo de la adquisición de datos. El programa corrige este problema recortando éstos puntos en los extremos de los ejes Y y X, es decir, en el punto de cortocircuito y de circuito abierto.
2. Extrapolación de los 512 valores de corriente y voltaje a *STC*.
3. Filtrado digital de las muestras, optimizado en la zona máxima potencia. Tiene como objetivo eliminar el ruido eléctrico y el rizado producido por la cuantificación de la conversión *A/D*, realiza automáticamente por la tarjeta *NIDAQ6008* .
4. Cálculo de los parámetros eléctricos del módulo y configuración de la potencia máxima en los puntos, *P_m, I_m, V_m* y curva característica.
5. Presentación gráfica de las curvas I-V, de las condiciones de medida y los parámetros eléctricos del módulo. Finalmente, el programa almacena los resultados en un archivo con extensión *.txt* con valores tabulados en modo texto. Para trabajo con cualquier hoja de cálculo.
6. Guardado de la configuración del programa.

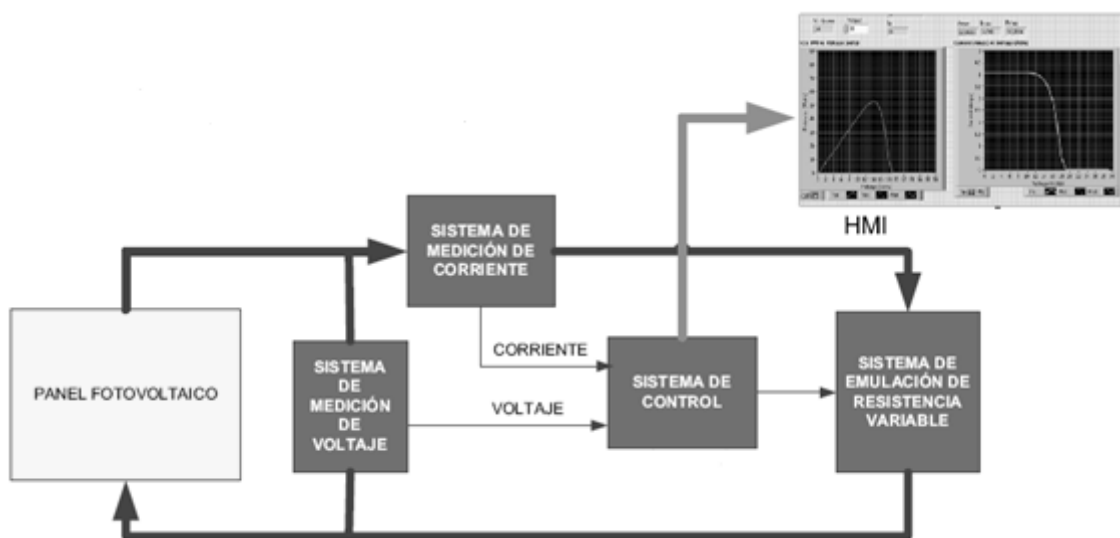


Figura 1.19 Sistema de caracterización de paneles fotovoltaicos.

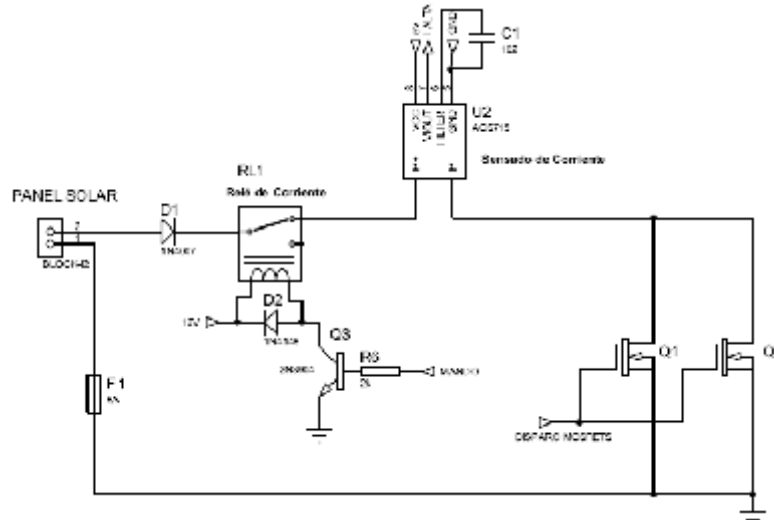


Figura 1.20 Circuito de carga electrónica con Mosfet en paralelo.

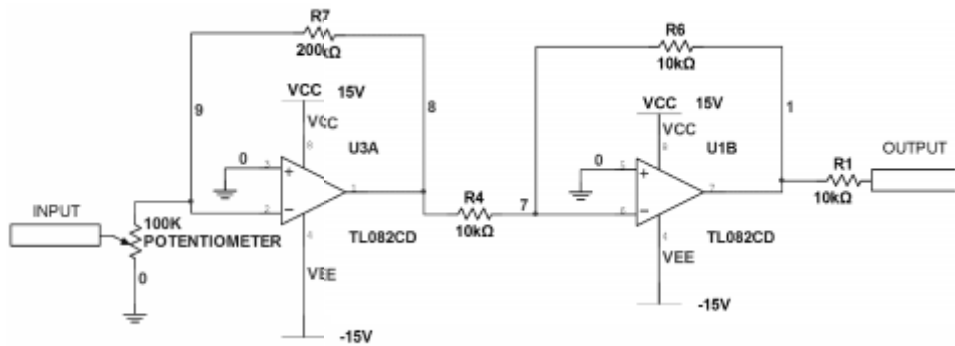


Figura 1.21 Circuito adaptador de corriente para el sensor ACS715.

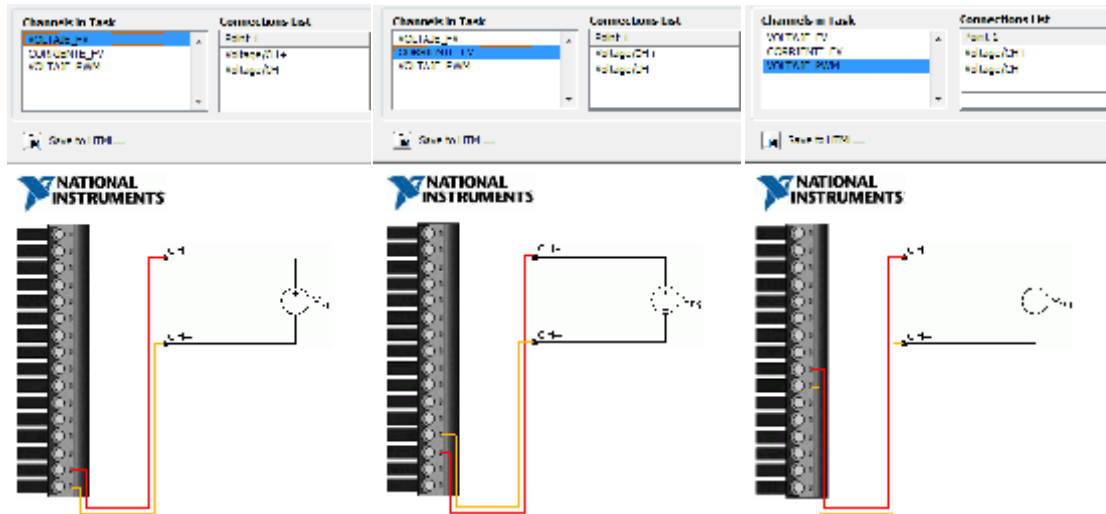


Figura 1.22 Conexiones de la tarjeta NIDAQ USB 6008.

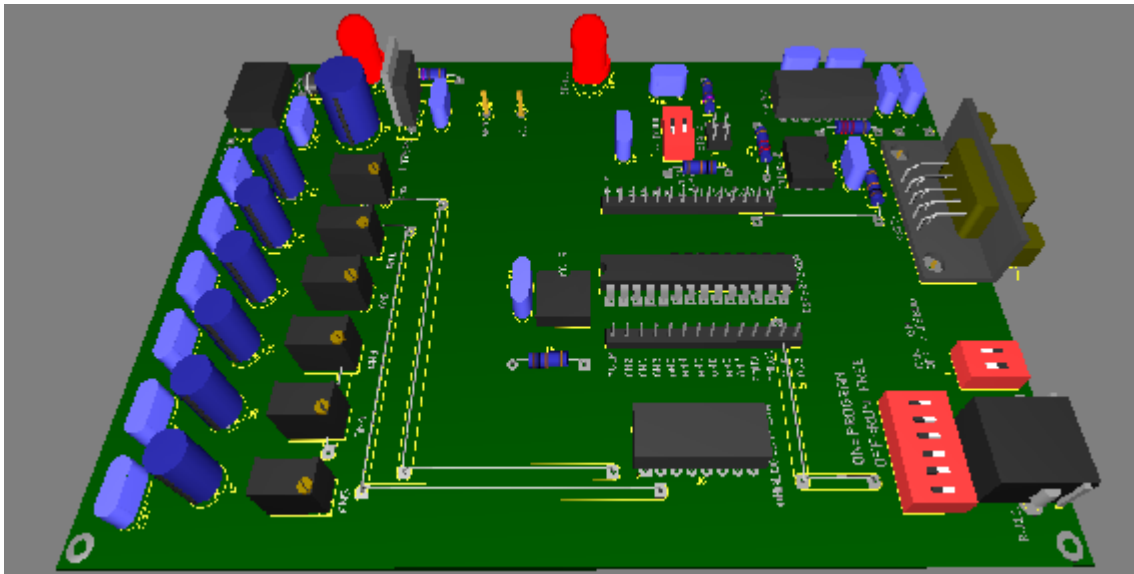
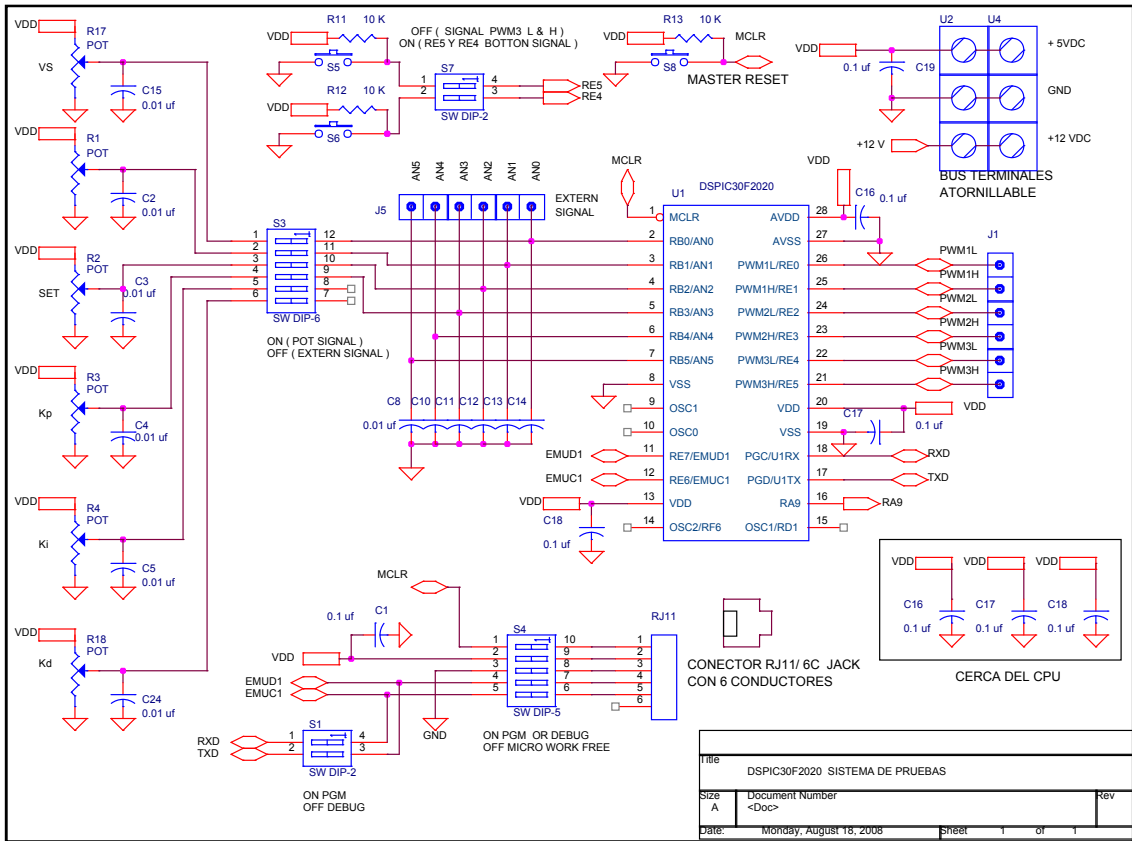


Figura 1.23 Tablilla de control dsPic30F2020,.

CAPÍTULO II

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

2.1 Resultados del estudio de disponibilidad solar

Los resultados de la caracterización y modelado de sistemas fotovoltaicos se dividir en tres estudios principales, estudio de disponibilidad de la energía solar, la simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos, y la generación de curvas características de los mismos.

IRRADIACION SOLAR GLOBAL DIARIA, PROMEDIO MENSUAL, SOBRE UN PLANO INCLINADO ORIENTADO HACIA EL SUR.							
CIUDAD: CHIHUAHUA, CHIH. LATITUD: 28,63166 °N LONGIT.: 106,0719 °W ALTURA: 1440 M.S.N.M.						Parameters (Units & Definition)	
NASA Surface meteorology and Solar Energy: RETScreen Data							
ALTURA SOLAR MAX. ANUAL:		Unit		Climate data		84,46834 grados	
ALTURA SOLAR MIN. ANUAL:		Unit		Location		38,26834 grados	
PREFERENCIA ANUAL (S1):		°E		Latitude		28,63166 grados	
PREFERENCIA INVIERNO (S2):		°C		Longitude		106,0719 grados	
PREFERENCIA VERANO (S3):		°C		Elevation		1440 M.S.N.M.	
REFLECTIVIDAD DEL SUELO:		°C		Heating design temperature		-0.65	
CONSTANTE SOLAR (Hcs):		day		Cooling design temperature		27.78	
		°C		Frost days at site		21.01	
		day				31	
						4,9212 MJ/M ² -HR	

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation - horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	6.6	52.2%	4.03	82.9	4.1	7.3	334	8
February	8.7	44.6%	4.94	82.8	4.1	10.2	248	27
March	12.0	32.6%	6.35	82.7	4.2	14.7	181	82
April	16.1	28.5%	7.14	82.7	4.2	19.7	70	182
May	20.4	28.9%	7.44	82.8	4.0	24.5	8	315
June	22.9	41.7%	6.73	82.8	3.5	26.9	0	385
July	21.2	63.3%	6.02	83.0	3.2	23.7	0	353
August	20.1	69.1%	5.74	83.1	2.9	22.0	0	326
September	18.4	69.3%	5.50	83.0	3.2	20.1	13	267
October	15.1	62.7%	5.12	83.0	3.5	16.4	79	174
November	10.5	54.0%	4.36	83.0	4.1	11.4	206	61
December	6.8	54.8%	3.74	83.0	4.0	7.3	325	13
Annual	14.9	50.2%	5.59	82.9	3.8	17.0	1464	2193
Measured at (m)					10.0	0.0		

Tabla 2.1 Datos generales de radiación y posición global del la ciudad de Chihuahua.

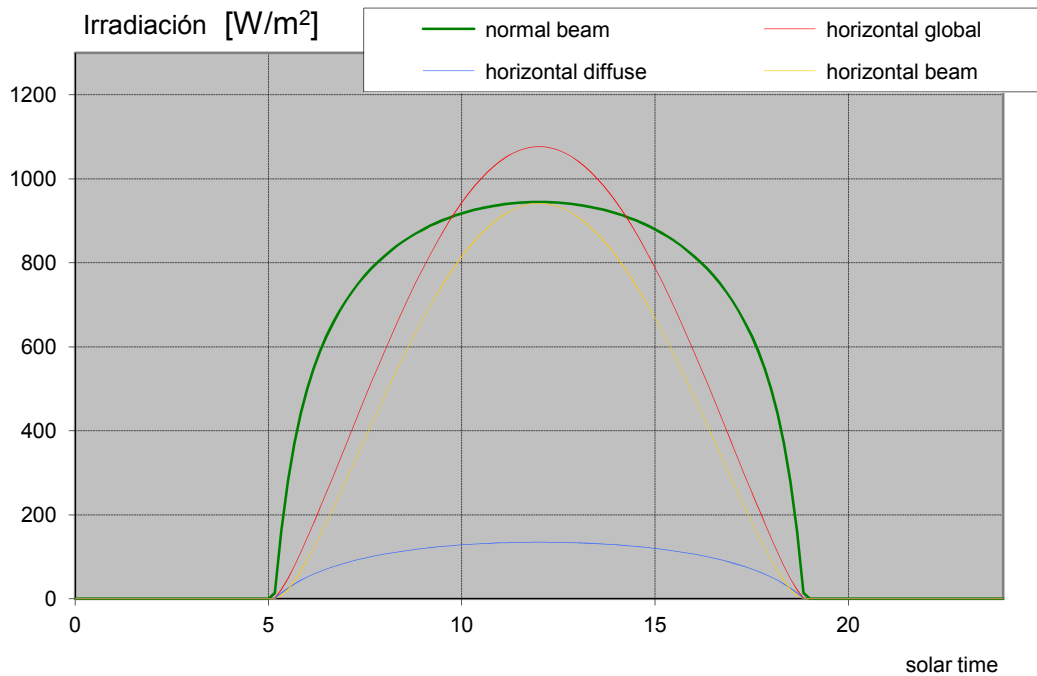


Figura 2.1 Radiación solar global diaria distribuida en 0 hrs. a 24 hrs. en la ciudad de Chihuahua.

En base a la latitud 28.63°N y longitud 106.07°W de la localidad de Chihuahua Chih., se calcula la declinación solar de Spencer, donde:

CIUDAD:	CHIHUAHUA, CHIH.		
LATITUD:	28,63166	$^{\circ}\text{N}$	
LONGIT.:	106,0719	$^{\circ}\text{W}$	
ALTURA:	1440	M.S.N.M.	

Aplicando la ecuación 1.2, y 1.3 la declinación solar mínima es:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	DECLINACION SOLAR
Enero	17	17	-20,91683

y la declinación solar máxima:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	DECLINACION SOLAR
Junio	11	162	23,08598

Tabla 2.2 Datos de geometría solar declinación solar máxima y mínima.

Resultados de la declinación solar de Spencer promedio mensual son:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	DECLINACION SOLAR
Enero	17	17	-20,91683
Febrero	16	47	-12,95435
Marzo	16	75	-2,41740
Abril	15	105	9,41523
Mayo	15	135	18,79215
Junio	11	162	23,08598
Julio	17	198	21,18350
Agosto	16	228	13,45456
Sept.	15	258	2,21638
Oct.	15	288	-9,59989
Nov.	14	318	-18,91229
Dic.	10	344	-23,04974

Tabla 2.3 Datos de geometría solar declinacion mensual.

Sustituyendo en la ecuación la altura solar ecuación 1.4, mínima y máxima, mensual y promedio mensual son:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	ALTURA A.SOLAR(W=0)
Enero	17	17	40,45
Junio	11	162	84,45

Tabla 2.4 Datos de geometría solar altura solar máxima y mínima.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	ALTURA A.SOLAR(W=0)
Enero	17	17	40,45
Febrero	16	47	48,41
Marzo	16	75	58,95
Abril	15	105	70,78
Mayo	15	135	80,16
Junio	11	162	84,45
Julio	17	198	82,55
Agosto	16	228	74,82
Sept.	15	258	63,58
Oct.	15	288	51,77
Nov.	14	318	42,46
Dic.	10	344	38,32

Tabla 2.5 Datos de geometría solar altura solar mensual.

Con los datos anteriores se genera el ángulo horario en la ecuación 1.8 resultando:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	ÁNGULO W_s
Enero	17	17	77,96
Febrero	16	47	82,79
Marzo	16	75	88,68
Abril	15	105	95,19
Mayo	15	135	100,71
Junio	11	162	103,46
Julio	17	198	102,21
Agosto	16	228	97,50
Sept.	15	258	91,21
Oct.	15	288	84,70
Nov.	14	318	79,22
Dic.	10	344	76,57

Tabla 2.6 Datos de geometría solar ángulo horario mensual.

Y ahora obtenemos la hora de salida del sol en la ecuación 1.10:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	HORA SALIDA H.S.DEL S. (TSV)
Enero	17	17	6,80
Febrero	16	47	6,48
Marzo	16	75	6,09
Abril	15	105	5,65
Mayo	15	135	5,29
Junio	11	162	5,10
Julio	17	198	5,19
Agosto	16	228	5,50
Sept.	15	258	5,92
Oct.	15	288	6,35
Nov.	14	318	6,72
Dic.	10	344	6,90

Tabla 2.7 Datos de geometría solar ángulo horario mensual.

Las horas con insolación para el plano horizontal según la ecuación 1.14 son:

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	HORAS DE INSOL.(plano H.)
Enero	17	17	10,39
Febrero	16	47	11,04
Marzo	16	75	11,82
Abril	15	105	12,69
Mayo	15	135	13,43
Junio	11	162	13,79
Julio	17	198	13,63
Agosto	16	228	13,00
Sept.	15	258	12,16
Oct.	15	288	11,29
Nov.	14	318	10,56
Dic.	10	344	10,21

Tabla 2.8 Datos de geometría solar insolacion para le plano horizontal mensual.

El ángulo horario de puesta y salida del sol para los planos con inclinación S_1, S_2 y S_3 , según la ecuación 1.12, resultan:

PREFERENCIA ANUAL (S1):		28,63166	grados			
PREFERENCIA INVIERNO (S2):		42,94749	grados			
PREFERENCIA VERANO (S3):		14,31583	grados			
MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	DECLINACION SOLAR	W S1	W S2	W S3
Enero	17	17	-20,91683	90	95,59718	84,40282
Febrero	16	47	-12,95435	90	93,36528	86,63472
Marzo	16	75	-2,41740	90	90,61728	89,38272
Abril	15	105	9,41523	90	87,57473	92,42527
Mayo	15	135	18,79215	90	85,01844	94,98156
Junio	11	162	23,08598	90	83,75533	96,24467
Julio	17	198	21,18350	90	84,32431	95,67569
Agosto	16	228	13,45456	90	86,49980	93,50020
Sept.	15	258	2,21638	90	89,43411	90,56589
Oct.	15	288	-9,59989	90	92,47376	87,52624
Nov.	14	318	-18,91229	90	95,01592	84,98408
Dic.	10	344	-23,04974	90	96,23368	83,76632

Tabla 2.9 Datos de geometría solar ángulo horario planos inclinados S_1, S_2 y S_3 mensual.

Los datos de radiación global en el plano horizontal diaria promedio mensual son obtenidas de *NASA Surface meteorology and Solar Energy* , Tabla 1.2 y 2.1.

MES	DIA	No. DEL	MJ /M ²
	PROM.	DIA (n)	H _{G,H,d}
Enero	17	17	4,03
Febrero	16	47	4,94
Marzo	16	75	6,35
Abril	15	105	7,14
Mayo	15	135	7,44
Junio	11	162	6,73
Julio	17	198	6,02
Agosto	16	228	5,74
Sept.	15	258	5,50
Oct.	15	288	5,12
Nov.	14	318	4,36
Dic.	10	344	3,74

Tabla 2.10 Datos de geometría solar obtenidas de *NASA Surface meteorology and Solar Energy*.

Ahora se obtiene la radiación extraterrestre en el plano horizontal con la ecuación 1.21

MES	DIA	No. DEL	MJ /M ²	MJ /M ³
	PROM.	DIA (n)	H _{G,H,d}	H _o
Enero	17	17	4,03	22,07
Febrero	16	47	4,94	26,66
Marzo	16	75	6,35	32,07
Abril	15	105	7,14	37,03
Mayo	15	135	7,44	39,97
Junio	11	162	6,73	40,97
Julio	17	198	6,02	40,36
Agosto	16	228	5,74	38,04
Sept.	15	258	5,50	33,77
Oct.	15	288	5,12	28,18
Nov.	14	318	4,36	23,11
Dic.	10	344	3,74	20,73

Tabla 2.11 Datos de geometría solar radiación radiación extraterrestre en el plano horizontal mensual.

Aplicando los datos de radiación global y extraterrestre promedio diaria mensual obtenemos el Factor de claridad K_t , ecuación 1.22.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	MJ /M ³	FACTOR DE
			H _{G,H,d}	H _O	CLARIDAD(K _t)
Enero	17	17	4,03	22,07	0,18259834
Febrero	16	47	4,94	26,66	0,1852809
Marzo	16	75	6,35	32,07	0,1979833
Abril	15	105	7,14	37,03	0,19283053
Mayo	15	135	7,44	39,97	0,18612916
Junio	11	162	6,73	40,97	0,1642757
Julio	17	198	6,02	40,36	0,1491648
Agosto	16	228	5,74	38,04	0,15089487
Sept.	15	258	5,50	33,77	0,16284774
Oct.	15	288	5,12	28,18	0,18169136
Nov.	14	318	4,36	23,11	0,1886868
Dic.	10	344	3,74	20,73	0,18043304

Tabla 2.12 Datos de geometría solar Factor de claridad K_t mensual.

Los resultados de la relación Difusa/Global (Liu Jordan) ecuación 1.26 se muestran en la tabla 2.13.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	MJ /M ³	FACTOR DE	DIFUSA/GLOBAL
			H _{G,H,d}	H _O	CLARIDAD(K _t)	H _{d,H,d} / H _{G,H,d}
Enero	17	17	4,03	22,07	0,18259834	0,820170
Febrero	16	47	4,94	26,66	0,1852809	0,813979
Marzo	16	75	6,35	32,07	0,1979833	0,785403
Abril	15	105	7,14	37,03	0,19283053	0,796849
Mayo	15	135	7,44	39,97	0,18612916	0,812033
Junio	11	162	6,73	40,97	0,1642757	0,863946
Julio	17	198	6,02	40,36	0,1491648	0,902064
Agosto	16	228	5,74	38,04	0,15089487	0,897605
Sept.	15	258	5,50	33,77	0,16284774	0,867469
Oct.	15	288	5,12	28,18	0,18169136	0,822275
Nov.	14	318	4,36	23,11	0,1886868	0,806198
Dic.	10	344	3,74	20,73	0,18043304	0,825207

Tabla 2.13 Datos de geometría solar relación de radiación difusa contra radiación global promedio mensual.

La relación R_b para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.24.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	$R_b = H_{b,i,d} / H_{b,H,d}$ S1	R_b S2	R_b S3
			$H_{G,H,d}$			
Enero	17	17	4,03	1,60532	1,76653	1,34441
Febrero	16	47	4,94	1,39434	1,46655	1,23554
Marzo	16	75	6,35	1,18147	1,16388	1,12569
Abril	15	105	7,14	0,99391	0,89989	1,02792
Mayo	15	135	7,44	0,87030	0,73143	0,96148
Junio	11	162	6,73	0,81805	0,66191	0,93277
Julio	17	198	6,02	0,84095	0,69224	0,94540
Agosto	16	228	5,74	0,93871	0,82403	0,99849
Sept.	15	258	5,50	1,10248	1,05173	1,08487
Oct.	15	288	5,12	1,32032	1,36130	1,19734
Nov.	14	318	4,36	1,54644	1,68281	1,31402
Dic.	10	344	3,74	1,67340	1,86334	1,37954

Tabla 2.14 Datos de geometría solar relación R_b para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.

Relación R_d para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.26.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	$R_d = H_{d,i,d} / H_{d,H,d}$ S1	R_d S2	R_d S3
			$H_{G,H,d}$			
Enero	17	17	4,03	0,93886	0,86599	0,98447
Febrero	16	47	4,94	0,93886	0,86599	0,98447
Marzo	16	75	6,35	0,93886	0,86599	0,98447
Abril	15	105	7,14	0,93886	0,86599	0,98447
Mayo	15	135	7,44	0,93886	0,86599	0,98447
Junio	11	162	6,73	0,93886	0,86599	0,98447
Julio	17	198	6,02	0,93886	0,86599	0,98447
Agosto	16	228	5,74	0,93886	0,86599	0,98447
Sept.	15	258	5,50	0,93886	0,86599	0,98447
Oct.	15	288	5,12	0,93886	0,86599	0,98447
Nov.	14	318	4,36	0,93886	0,86599	0,98447
Dic.	10	344	3,74	0,93886	0,86599	0,98447

Tabla 2.15 Datos de geometría solar relación R_d para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.

Relación R_p que es igual a R_{ref} para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.27.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	$R_{ref}=H_{ref,c} /$ $H_{G,H,d}$	R_{ref}	R_{ref}
			$H_{G,H,d}$			
Enero	17	17	4,03	0,0146738	0,032163	0,003726
Febrero	16	47	4,94	0,0146738	0,032163	0,003726
Marzo	16	75	6,35	0,0146738	0,032163	0,003726
Abril	15	105	7,14	0,0146738	0,032163	0,003726
Mayo	15	135	7,44	0,0146738	0,032163	0,003726
Junio	11	162	6,73	0,0146738	0,032163	0,003726
Julio	17	198	6,02	0,0146738	0,032163	0,003726
Agosto	16	228	5,74	0,0146738	0,032163	0,003726
Sept.	15	258	5,50	0,0146738	0,032163	0,003726
Oct.	15	288	5,12	0,0146738	0,032163	0,003726
Nov.	14	318	4,36	0,0146738	0,032163	0,003726
Dic.	10	344	3,74	0,0146738	0,032163	0,003726

Tabla 2.16 Datos de geometría solar relación R_p para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.

Relación R para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.13

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	$R=H_{G,I,d} /$ $H_{G,H,d}$	R	R
			$H_{G,H,d}$			
Enero	17	17	4,03	1,07338266	1,06010	1,052927
Febrero	16	47	4,94	1,03826171	1,00987	1,034903
Marzo	16	75	6,35	1,00559749	0,96208	1,018505
Abril	15	105	7,14	0,96471607	0,90504	0,997026
Mayo	15	135	7,44	0,94064617	0,87286	0,983878
Junio	11	162	6,73	0,93709596	0,87039	0,981166
Julio	17	198	6,02	0,9439437	0,88114	0,984374
Agosto	16	228	5,74	0,95351794	0,89386	0,989635
Sept.	15	258	5,50	0,97521799	0,92277	1,001506
Oct.	15	288	5,12	1,02132802	0,98618	1,026032
Nov.	14	318	4,36	1,07128327	1,05645	1,052067
Dic.	10	344	3,74	1,08192579	1,07248	1,057255

Tabla 2.17 Datos de geometría solar relación R para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.

Radiación difusa $H_{d,H,d}$, plano horizontal ecuación 1.29

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	DIFUSA DIRECTA		GLOBAL
			H G,H,d	H _{d,H,d}	H _{b,H,d}	H _{G,H,d}
Enero	17	17	4,03	3,305	0,725	4,030
Febrero	16	47	4,94	4,021	0,919	4,940
Marzo	16	75	6,35	4,987	1,363	6,350
Abril	15	105	7,14	5,690	1,450	7,140
Mayo	15	135	7,44	6,042	1,398	7,440
Junio	11	162	6,73	5,814	0,916	6,730
Julio	17	198	6,02	5,430	0,590	6,020
Agosto	16	228	5,74	5,152	0,588	5,740
Sept.	15	258	5,50	4,771	0,729	5,500
Oct.	15	288	5,12	4,210	0,910	5,120
Nov.	14	318	4,36	3,515	0,845	4,360
Dic.	10	344	3,74	3,086	0,654	3,740

Tabla 2.18 Datos de geometría solar radiación difusa mensual.

Radiación directa $H_{b,H,d}$ en el plano horizontal S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.30.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	MJ /M ³	H _{b,l,d}	H _{b,l,d}	H _{b,l,d}
			H G,H,d	H _O	S1	S2	S3
Enero	17	17	4,03	22,07	1,163	1,280	0,974
Febrero	16	47	4,94	26,66	1,281	1,348	1,135
Marzo	16	75	6,35	32,07	1,610	1,586	1,534
Abril	15	105	7,14	37,03	1,442	1,305	1,491
Mayo	15	135	7,44	39,97	1,217	1,023	1,345
Junio	11	162	6,73	40,97	0,749	0,606	0,854
Julio	17	198	6,02	40,36	0,496	0,408	0,557
Agosto	16	228	5,74	38,04	0,552	0,484	0,587
Sept.	15	258	5,50	33,77	0,804	0,767	0,791
Oct.	15	288	5,12	28,18	1,201	1,239	1,090
Nov.	14	318	4,36	23,11	1,307	1,422	1,110
Dic.	10	344	3,74	20,73	1,094	1,218	0,902

Tabla 2.19 Datos de geometría solar radiación directa mensual.

Radiación directa en el plano inclinado $H_{b,l,d}$, en las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.31.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	H _{b,l,d}	H _{b,l,d}	H _{b,l,d}
			H G,H,d	S1	S2	S3
Enero	17	17	4,03	1,163	1,280	0,974
Febrero	16	47	4,94	1,281	1,348	1,135
Marzo	16	75	6,35	1,610	1,586	1,534
Abril	15	105	7,14	1,442	1,305	1,491
Mayo	15	135	7,44	1,217	1,023	1,345
Junio	11	162	6,73	0,749	0,606	0,854
Julio	17	198	6,02	0,496	0,408	0,557
Agosto	16	228	5,74	0,552	0,484	0,587
Sept.	15	258	5,50	0,804	0,767	0,791
Oct.	15	288	5,12	1,201	1,239	1,090
Nov.	14	318	4,36	1,307	1,422	1,110
Dic.	10	344	3,74	1,094	1,218	0,902

Tabla 2.20 Datos de geometría solar radiación directa mensual.

Radiación difusa en el plano inclinado $H_{d,l,d}$, en las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.32.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	H _{d,l,d}	H _{d,l,d}	H _{d,l,d}
			H G,H,d	S1	S2	S3
Enero	17	17	4,03	3,103	2,862	3,254
Febrero	16	47	4,94	3,775	3,482	3,959
Marzo	16	75	6,35	4,682	4,319	4,910
Abril	15	105	7,14	5,342	4,927	5,601
Mayo	15	135	7,44	5,672	5,232	5,948
Junio	11	162	6,73	5,459	5,035	5,724
Julio	17	198	6,02	5,098	4,703	5,346
Agosto	16	228	5,74	4,837	4,462	5,072
Sept.	15	258	5,50	4,479	4,132	4,697
Oct.	15	288	5,12	3,953	3,646	4,145
Nov.	14	318	4,36	3,300	3,044	3,460
Dic.	10	344	3,74	2,898	2,673	3,038

Tabla 2.21 Datos de geometría solar radiación difusa en el plano inclinado $H_{d,l,d}$ Para las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 mensual.

Radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado $H_{p,c}$, en las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.33.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	H _{ref,C}	H _{ref,C}	H _{ref,C}
			H G,H,d	S1	S2	S3
Enero	17	17	4,03	0,059	0,130	0,015
Febrero	16	47	4,94	0,072	0,159	0,018
Marzo	16	75	6,35	0,093	0,204	0,024
Abril	15	105	7,14	0,105	0,230	0,027
Mayo	15	135	7,44	0,109	0,239	0,028
Junio	11	162	6,73	0,099	0,216	0,025
Julio	17	198	6,02	0,088	0,194	0,022
Agosto	16	228	5,74	0,084	0,185	0,021
Sept.	15	258	5,50	0,081	0,177	0,020
Oct.	15	288	5,12	0,075	0,165	0,019
Nov.	14	318	4,36	0,064	0,140	0,016
Dic.	10	344	3,74	0,055	0,120	0,014

Tabla 2.22 Datos de geometría solar radiación reflejada por el suelo hacia el plano inclinado para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual.

Radiación global en el plano inclinado $H_{G,l,d}$, en las tres inclinaciones S_1, S_2 y S_3 ecuación 1.34.

MES	DIA PROM.	No. DEL DIA (n)	MJ /M ²	H _{G,l,d}	H _{G,l,d}	H _{G,l,d}
			H G,H,d	S1	S2	S3
Enero	17	17	4,03	4,33	4,27	4,24
Febrero	16	47	4,94	5,13	4,99	5,11
Marzo	16	75	6,35	6,39	6,11	6,47
Abril	15	105	7,14	6,89	6,46	7,12
Mayo	15	135	7,44	7,00	6,49	7,32
Junio	11	162	6,73	6,31	5,86	6,60
Julio	17	198	6,02	5,68	5,30	5,93
Agosto	16	228	5,74	5,47	5,13	5,68
Sept.	15	258	5,50	5,36	5,08	5,51
Oct.	15	288	5,12	5,23	5,05	5,25
Nov.	14	318	4,36	4,67	4,61	4,59
Dic.	10	344	3,74	4,05	4,01	3,95

Tabla 2.23 Datos de geometría solar radiación global en el plano inclinado $H_{d,l,d}$ Para las tres inclinaciones S1,S2 y S3 mensual.

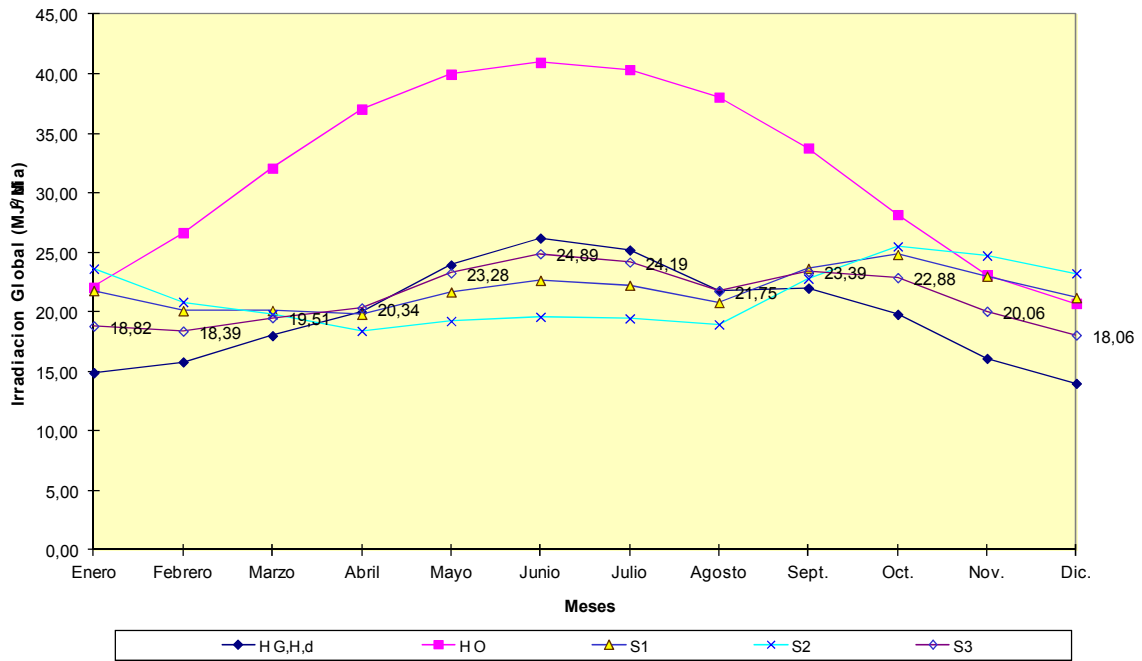


Figura 2.2 Radiación solar global diaria para la ciudad de Chihuahua, Chih.

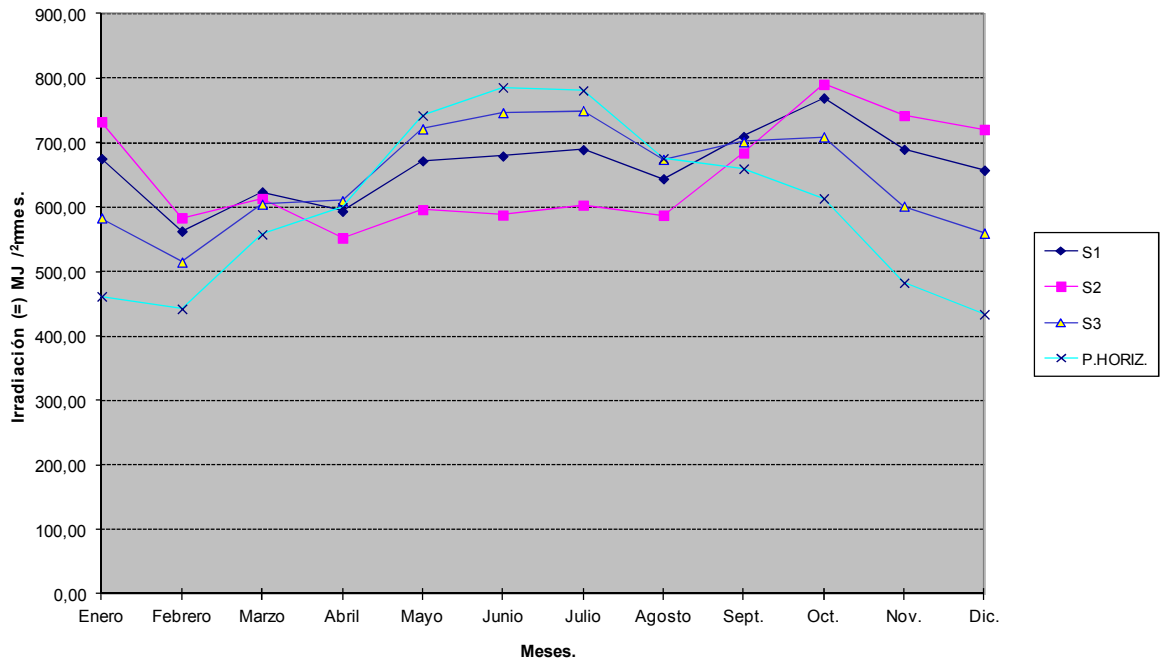


Figura 2.3 Radiación solar global diaria para los planos inclinaciones S1, S2 y S3 de la ciudad de Chihuahua, Chih.

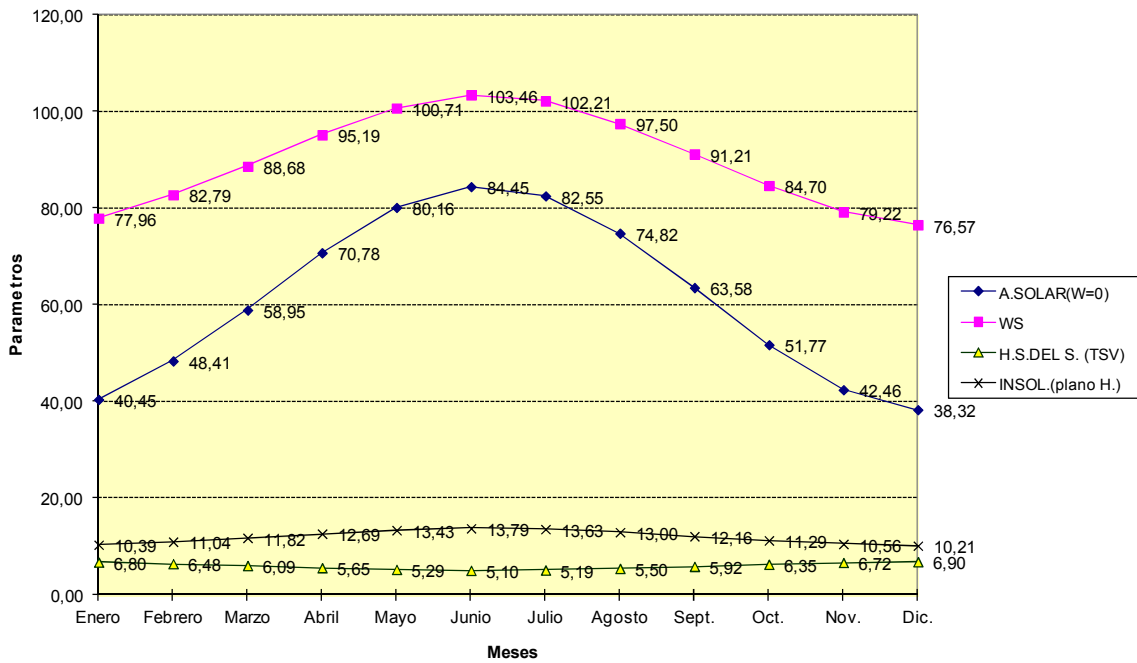


Figura 2.4 Parametros solares de la ciudad de Chihuahua, Chih.

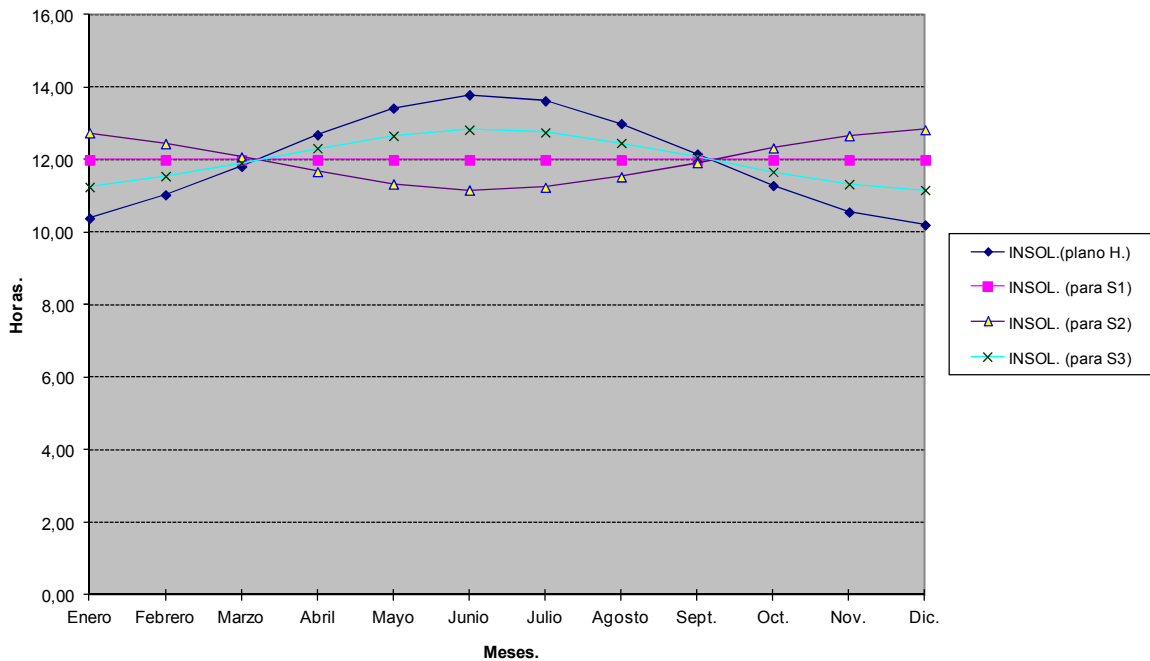


Figura 2.5 Horas de insolacion para los diferentes planos inclinados de la ciudad de Chihuahua, Chih.

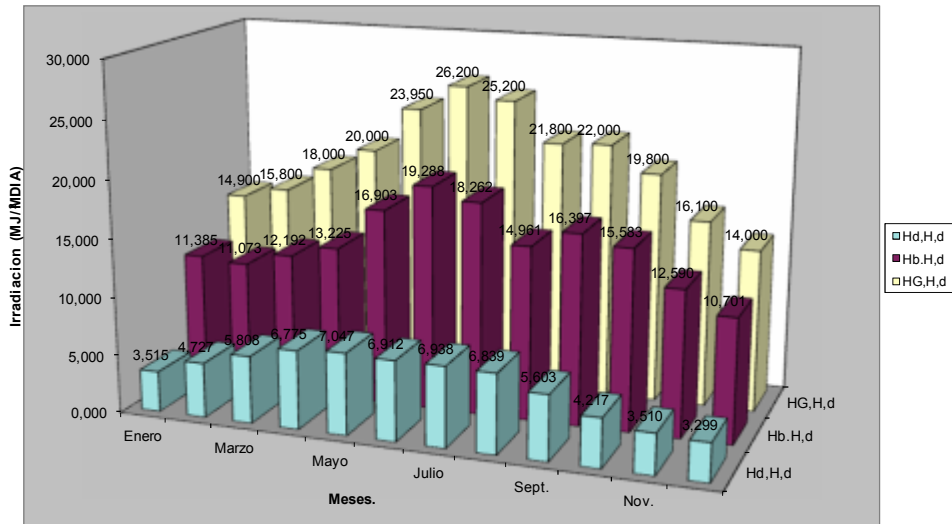


Figura 2.6 Componentes de la irradiación solar en el plano horizontal de la ciudad de Chihuahua, Chih.

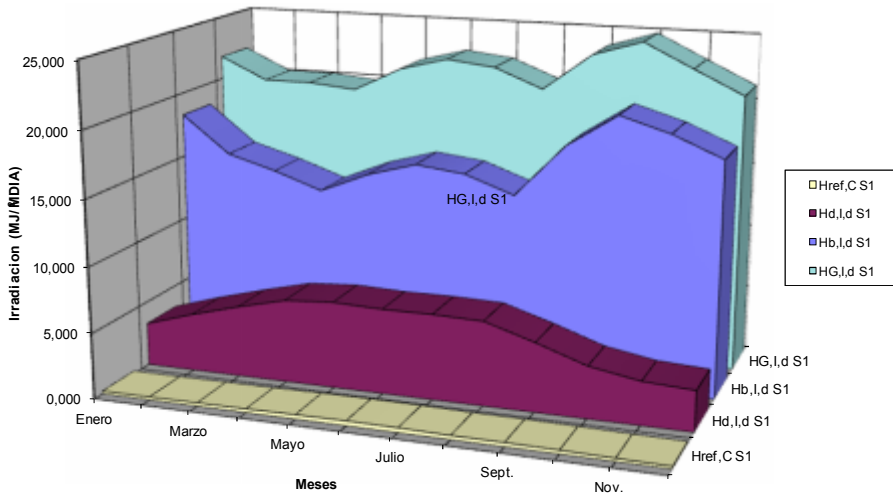


Figura 2.7 Componentes de la irradiación solar para el plano inclinado S1.

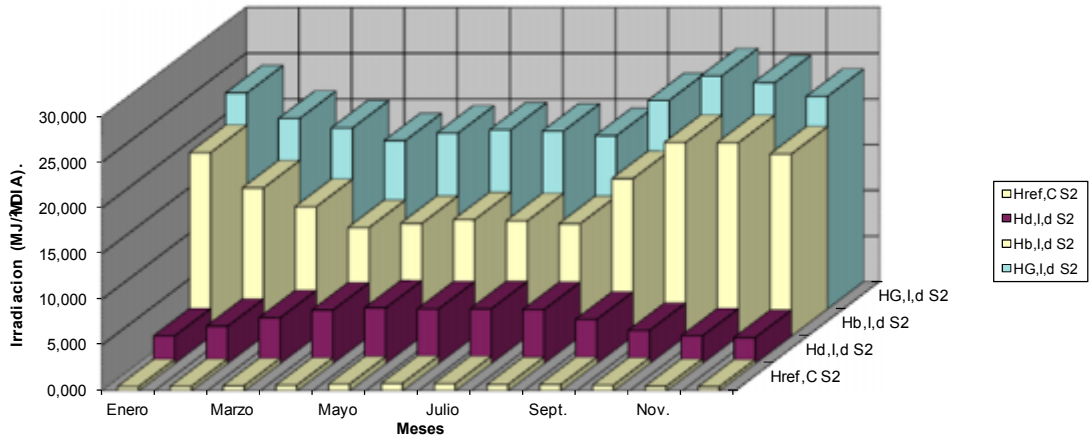


Figura 2.8 Componentes de la irradiación solar para el plano inclinado S2.

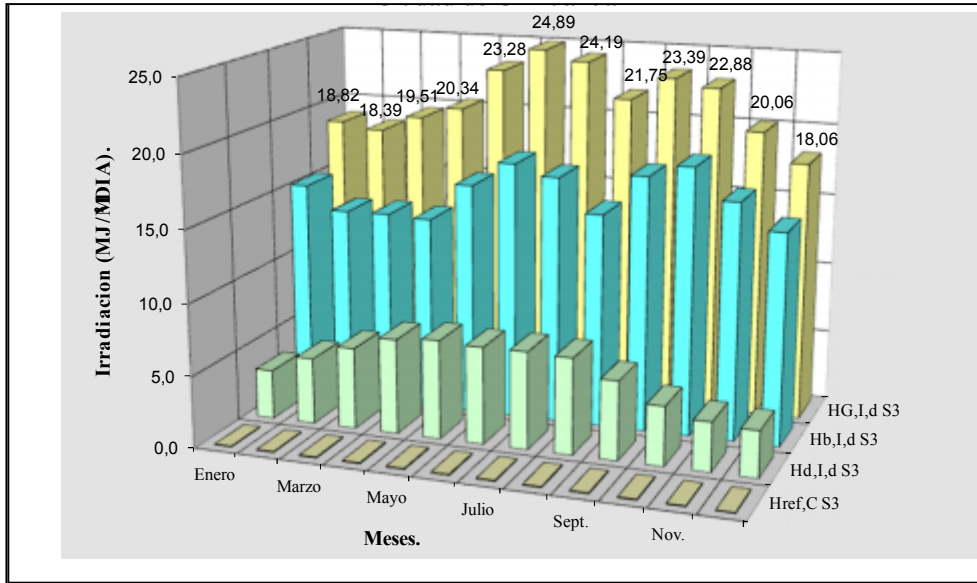


Figura 2.9 Componentes de la irradiación solar para el plano inclinado S3.

En base a los resultados obtenidos por el estudio de disponibilidad solar, en específico de geometría solar, muestra claramente que el número de horas de insolación para los diferentes planos inclinados de la ciudad de Chihuahua, Chih. Figura 2.5 y tabla 2.24, de lo anterior se deduce que el número de horas promedio para un año completo son 13.79 hrs máximo al día, y 10.209 hrs mínimo, este número de horas es vital para hacer simulaciones de captación de radiación solar acumulada y de conversión a energía fotovoltaica por día, mes y año.

HORAS DE INSOL. (plano H.)	W S1	W S2	W S3	MES
10,39	90	95,59718	84,40282	Enero
11,04	90	93,36528	86,63472	Febrero
11,82	90	90,61728	89,38272	Marzo
12,69	90	87,57473	92,42527	Abril
13,43	90	85,01844	94,98156	Mayo
13,79	90	83,75533	96,24467	Junio
13,63	90	84,32431	95,67569	Julio
13,00	90	86,49980	93,50020	Agosto
12,16	90	89,43411	90,56589	Sept.
11,29	90	92,47376	87,52624	Oct.
10,56	90	95,01592	84,98408	Nov.
10,21	90	96,23368	83,76632	Dic.
144,0262597	1080	1079,91	1080,09	SUMA:
10,20903614	90	83,75533	83,76632	MIN.
13,79416879	90	96,23368	96,24467	MAX.
12,00218831	90	89,99248	90,00752	PROM.:

Tabla 2.24 Datos de geometría para las horas de sol totales al año.

RESULTADOS ANÁLISIS DE DISPONIBILIDAD PROMEDIO DIARIO MENSUAL.						
REFLEJADA POR EL SUELO			GLOBAL DIARIA			MES
H _{ref,C}	H _{ref,C}	H _{ref,C}	H _{G,d}	H _{G,d}	H _{G,d}	
S1	S2	S3	S1	S2	S3	
0,219	0,479	0,056	21,80	23,64	18,82	Enero
0,232	0,508	0,059	20,11	20,84	18,39	Febrero
0,264	0,579	0,067	20,12	19,80	19,51	Marzo
0,293	0,643	0,075	19,80	18,41	20,34	Abril
0,351	0,770	0,089	21,68	19,24	23,28	Mayo
0,384	0,843	0,098	22,65	19,60	24,89	Junio
0,370	0,810	0,094	22,24	19,46	24,19	Julio
0,320	0,701	0,081	20,78	18,95	21,75	Agosto
0,323	0,708	0,082	23,66	22,80	23,39	Sept.
0,291	0,637	0,074	24,82	25,50	22,88	Oct.
0,236	0,518	0,060	23,00	24,74	20,06	Nov.
0,205	0,450	0,052	21,21	23,25	18,06	Dic.
3,489	7,647	0,886	261,88	256,23	255,57	SUMA:
0,205	0,450	0,052	19,80	18,41	18,06	MIN.
0,384	0,843	0,098	24,82	25,50	24,89	MAX.
0,291	0,637	0,074	21,82	21,35	21,30	PROM.:

GLOBAL MENSUAL			MENSUAL	MES
H _{G,m}	H _{G,m}	H _{G,m}	H _{G,H,m}	
S1	S2	S3	P.HORIZ.	
675,66	732,70	583,49	461,90	Enero
563,07	583,55	515,02	442,40	Febrero
623,77	613,76	604,79	558,00	Marzo
593,96	552,34	610,16	600,00	Abril
672,03	596,33	721,64	742,45	Mayo
679,57	587,86	746,81	786,00	Junio
689,47	603,27	749,86	781,20	Julio
644,33	587,51	674,32	675,80	Agosto
709,82	684,15	701,60	660,00	Sept.
769,55	790,55	709,39	613,80	Oct.
690,04	742,33	601,77	483,00	Nov.
657,50	720,65	559,93	434,00	Dic.
Anual:			MJ / m ²	
7968,77	7794,99	7778,78	7238,55	SUMA:
563,07	552,34	515,02	434,00	MIN.
769,55	790,55	749,86	786,00	MAX.
664,06	649,58	648,23	603,21	PROM.:

Tabla 2.25 Resultados del analisis de disponibilidad solar de las tres radiaciones reflejada global y mensual en Chihuahua, Chih.

2.2 Resultados del estudio de simulación de curvas características de paneles fotovoltaicos

Con fundamento en los resultados en los datos de radiación obtenidos en el punto 2.1, trabajamos el estudio de resultados del simulador de sistemas de paneles fotovoltaicos bajo condiciones STC en un sistema de modelado matemático en *Matlab Simulink* y *LabView* bajo condiciones reales de irradiancia y temperatura variables, focalizando el estudio con base a los parámetros de operación del panel fotovoltaico marca Yingli Solar de 80W y 36 celdas en conexión serie, en anteriores capítulos mencionado, y se obtuvieron los siguientes resultados en simulación por *software* repetibles y comprobables:

1.- Programa en *Simulink* de simulación de celda fotovoltaica. Se genera un diagrama de bloques en *Simulink*, correspondiente al diseño de una celda FV básica considerando el diodo paso, bajo ambientes de irradiancia y temperatura variables, por medio de la función *Under mask* de *Simulink*.

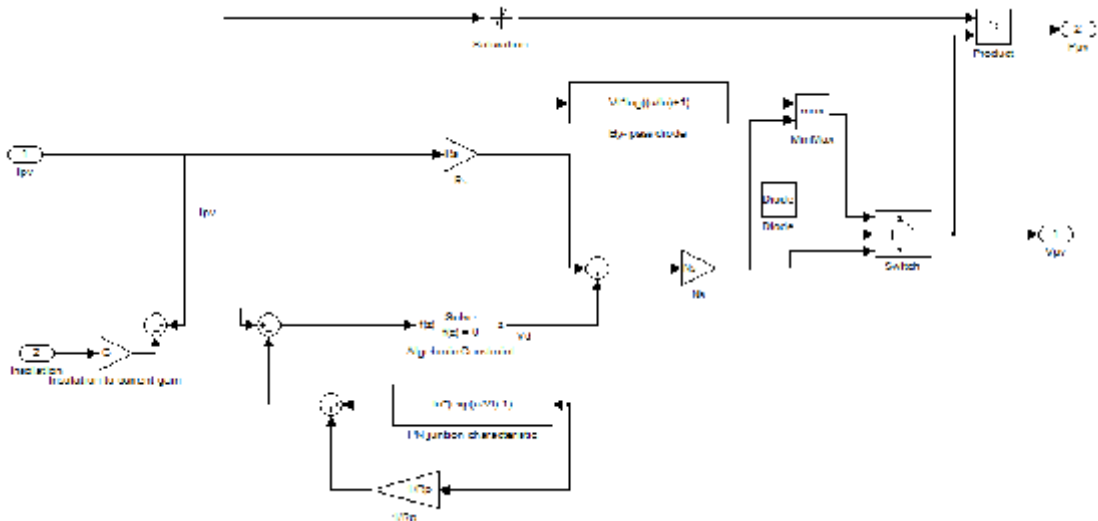


Figura 2.10 Diagrama de bloques under mask en simulink de una celda basica fotovoltaica.

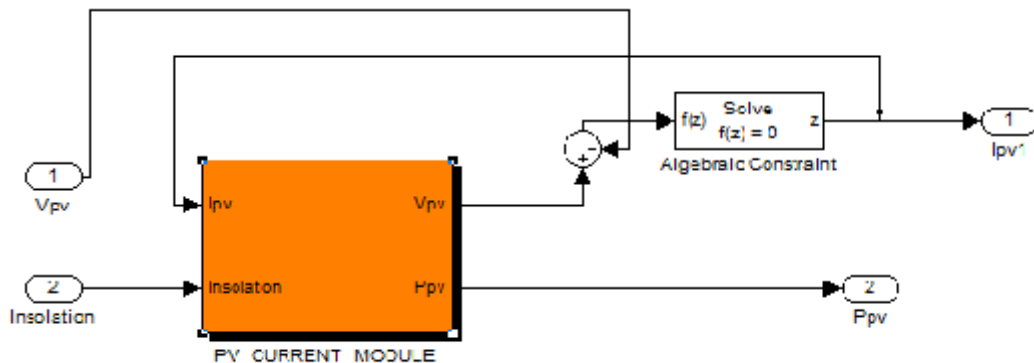


Figura 2.11 Diagrama de bloques en simulink de una celda basica fotovoltaica.

2.- En la interfaz de parametrización se configuran los puntos de operación I_{sc}, V_{oc}, I_m, V_m , del panel fotovoltaico que se desea evaluar en este caso el panel FV Yingli solar. Las curvas características del panel fotovoltaico se aprecian a continuación demostrando que la potencia de 80w se alcanza, así como las distintos niveles de irradiación son graficados también. Se aclara puntualmente que el sistema programable no está diseñado para trabajar bajo distintos niveles de temperatura, lo cual se corregirá en los siguientes pasos.

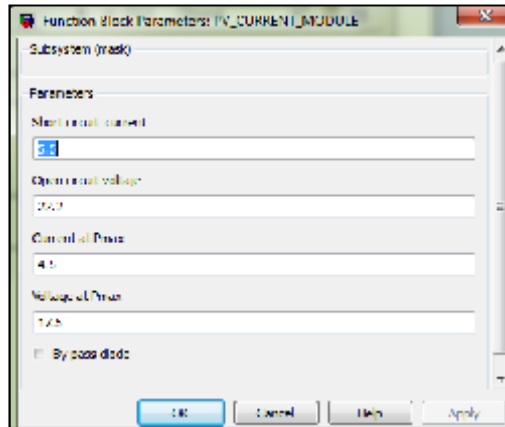


Figura 2.12 Interfaz de parametrización diseñado.

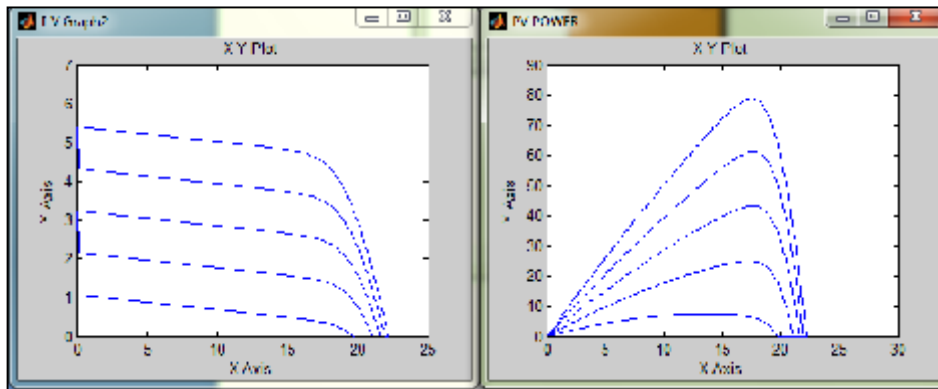


Figura 2.13 Curvas I-V y P-V características para un panel de 80 w.

Parámetros eléctricos	
Modulo tipo	80(17)PR1172×541
Celdas tipo	Policristalino silicio
No. of Celdas en conexión	36 in series
Máxima Potencia (Pm)	80W±3%
Voltaje Máxima Potencia (Vpm)	17.5V
Corrientes Máxima Potencia (Ipm)	4.6A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	22.0V
Corriente de corto circuito (Isc)	5.0A
Eficiencia del modulo	12.6%
Eficiencia de la celda	14.7%

Tabla 2.26 Características para un panel Yingli Solar de 80 w 36 celdas.

3.- El diseño fue mejorado en la interfaz Simulink con más prestaciones sensible a la temperatura e irradiancia variables, en condiciones *STC*, se parametriza en los puntos de operación como se muestra en la figura 2.15, reiteradamente el panel fotovoltaico que se desea evaluar es Yingli solar de 80w. Las curvas características del panel fotovoltaico se visualizan en la figura 2.16.

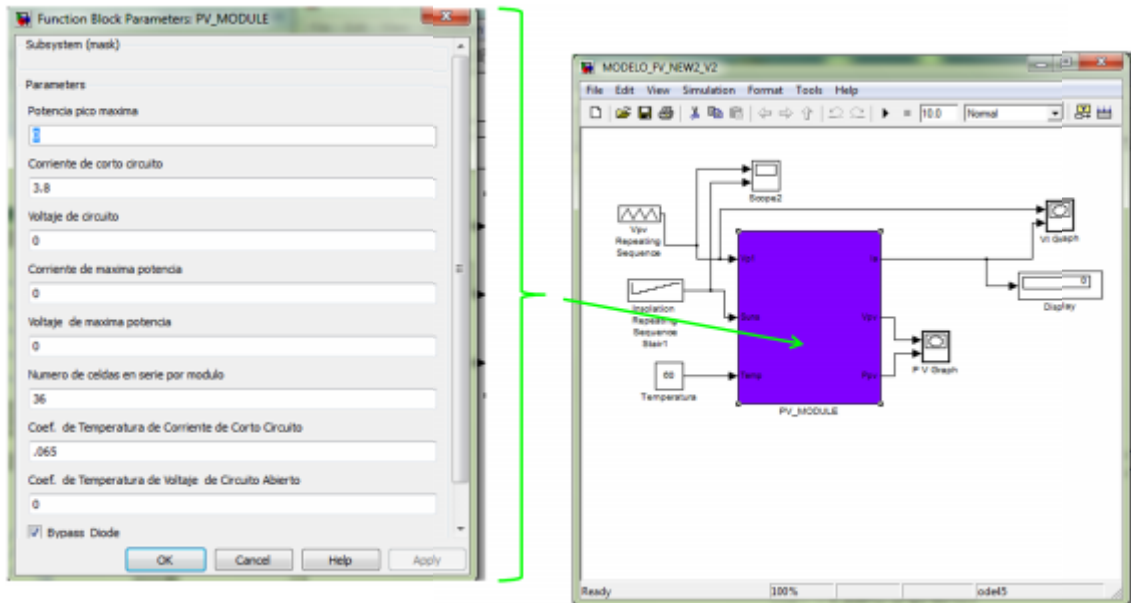


Figura 2.14 Parametrización del sistema de modelado de curvas características FV.

4.- La nueva interfaz diseñada puede ser configurada bajo distintos escenarios de temperatura con tan sólo parametrizar estos en los puntos de operación del panel del fotovoltaico. Es útil aclarar que se programó en Matlab editor, la secuencia de simulación de parámetros de irradiancia y temperatura variables, dentro del bloque de función *PV_PANEL Function*.

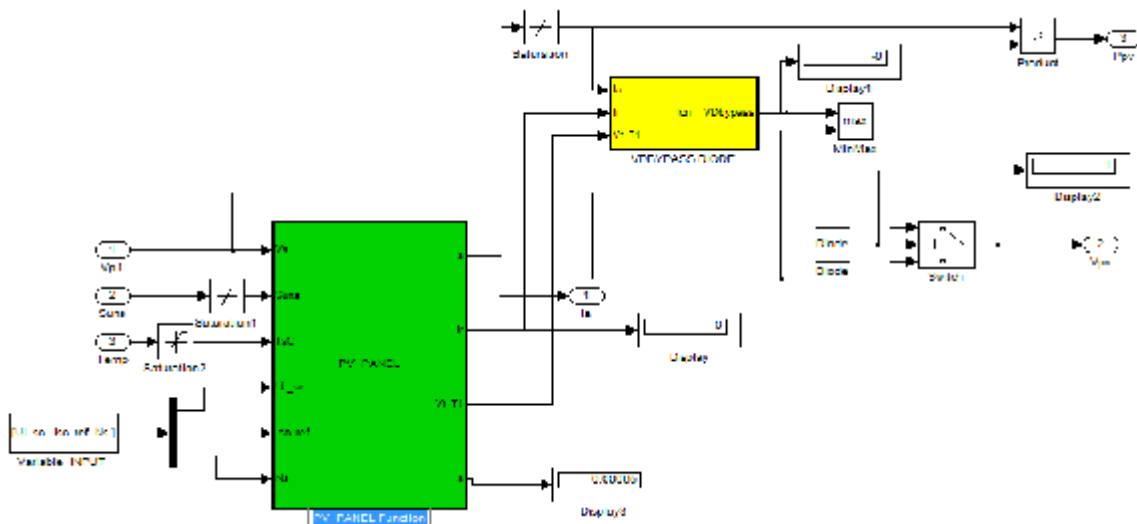


Figura 2.15 Sistema under mask dentro de la función PV_PANEL Function.

5.- Las nuevas curvas generadas por el sistema de modelado FV se comparan contra los valores de la tabla 2.25 y se observa que a 20 °C el modulo produce 80 w y al incrementar la temperatura de trabajo a 47 °C la potencia decrece a 74 w.

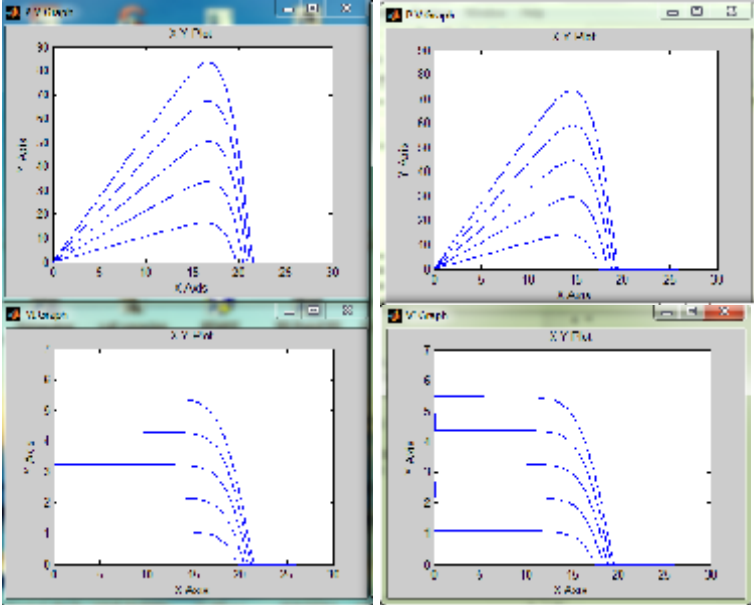


Figura 2.16 Curvas características del sistema de modelado FV.

6.- Programa Matscrip exportado a diagrama de bloque de Labview.

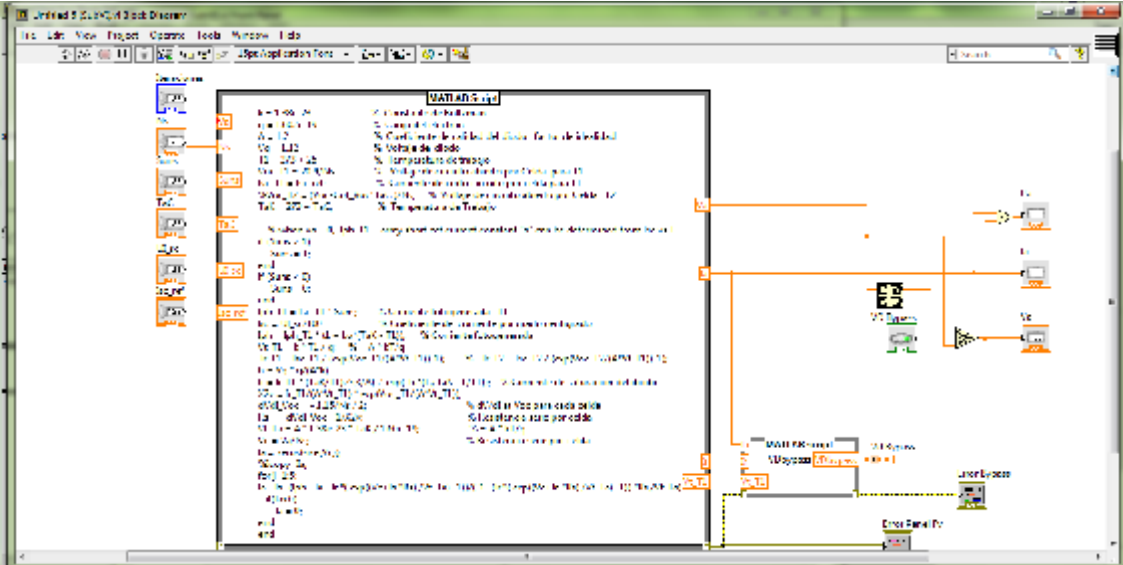


Figura 2.17 Programa Matscrip exportado a LabVIEW.

7.- Panel de control del sistema de simulación de paneles FV.

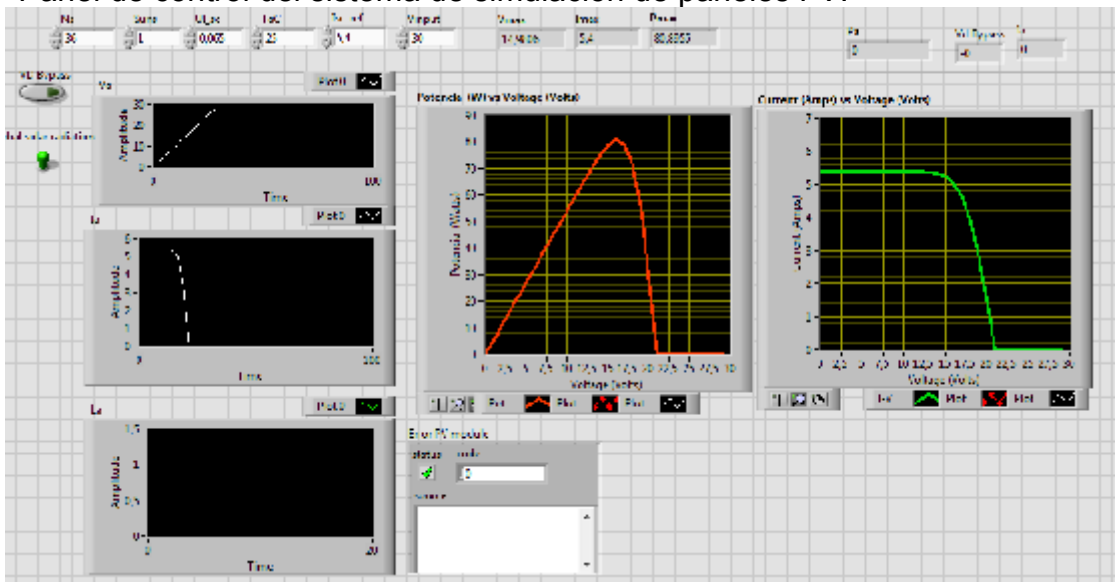


Figura 2.18 Panel de control del sistema de simulación de paneles FV.

8.- La comprobación final de sistema simulado contra el programa de simulación del equipos de potencia PSIM con los parametros del panel Yingli solar 80w.

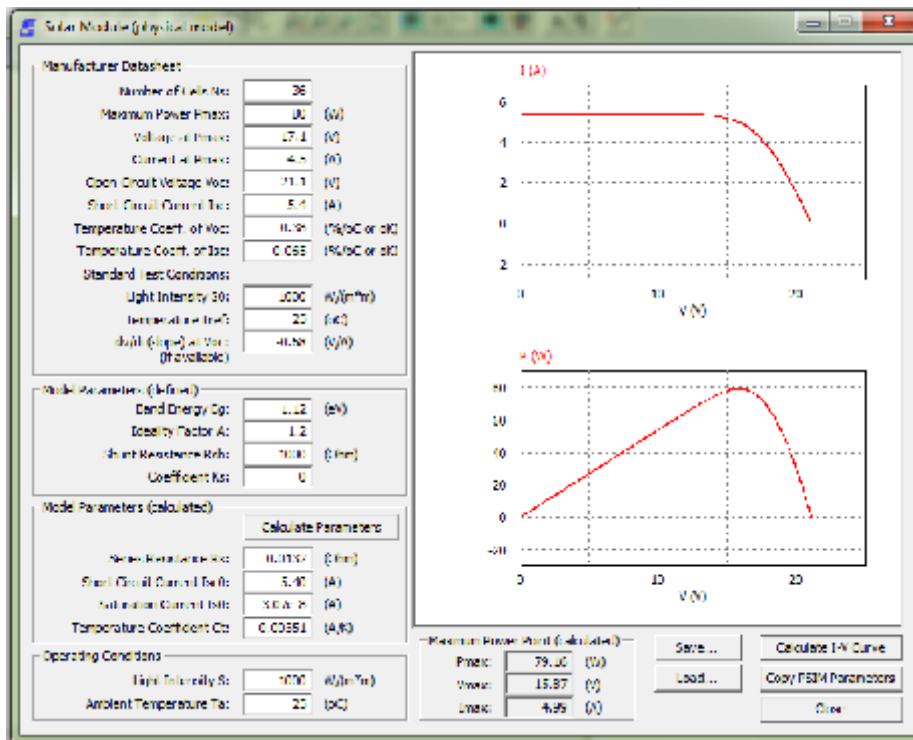


Figura 2.19 Sistema PSIM para comprobación por medio del Solar Module.

2.3 Resultados del estudio de generación de curvas características de paneles fotovoltaicos

Con apoyo en los resultados en los datos de radiación obtenidos en el punto 2.1, trabajamos el estudio de resultados del generador de sistemas de paneles fotovoltaicos bajo condiciones *STC* en un sistema que emplea una tarjeta de adquisición de datos de alta velocidad *NIDAQ 6008 USB* para enviar datos a la interfaz *HMI* en *LabView* en la computadora personal, y la generación del barrido de la curva *I-V* es controlado mediante una rampa de corriente producida por modulación *PWM* en el controlador *DSP*, el controlador permite realizar el barrido completo del ciclo de trabajo *PWM* a 14.4 khz (desde 0% hasta 100% del ciclo de trabajo e inversamente). Donde es posible alterar las frecuencias e intervalos de duración del incremento y decremento del ciclo en la programación del *DSP*. Ver figura 2.20 y 2.21

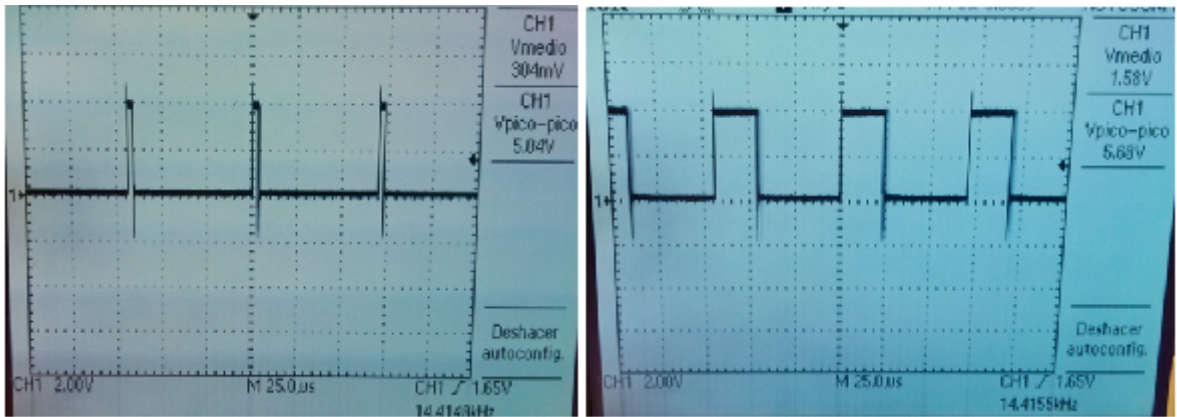


Figura 2.20 Ciclo de trabajo 10% a 30% del generador de curvas características FV.

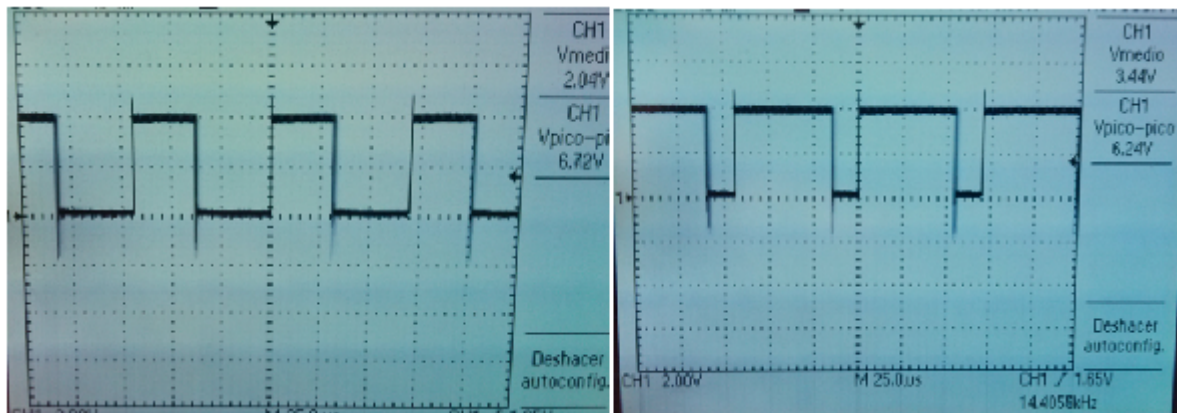


Figura 2.21 Ciclo de trabajo 70% a 90% del generador de curvas características FV.

Reiteradamente las condiciones reales de irradiancia y temperatura variables focalizado el estudio tomado los parámetros de operación del panel fotovoltaico marca Yingli Solar 80w, obtuvimos los siguientes resultados en generación de curvas características.

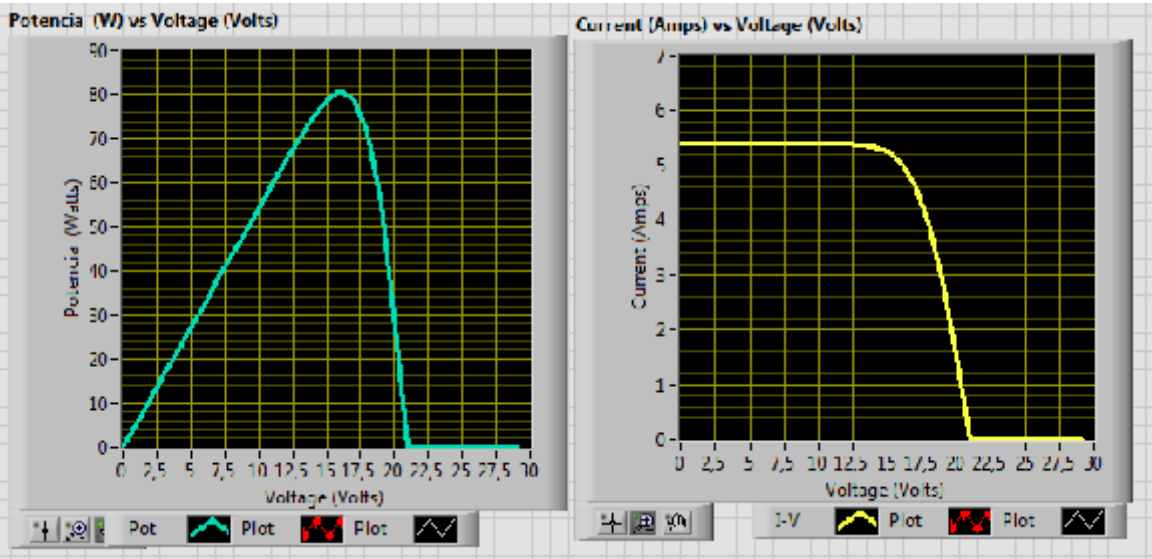


Figura 2.22 Gráficas generadas en el sistema *HMI LabView* correspondientes al modulo Yingli solar 80 w.

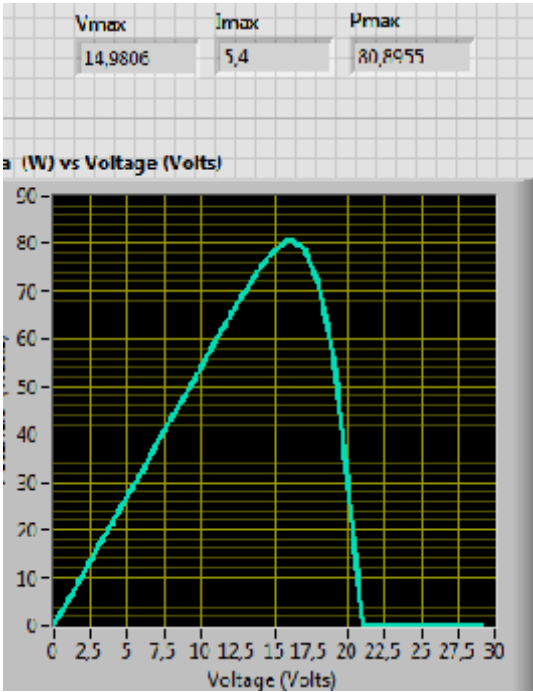


Figura 2.23 Gráfica del punto de Máxima potencia encontrado MPPT.

El trazado de curvas observado en la figura 2.24 corresponde a la tabla 2.25, parametros electricos del panel Yingli solar de 80w, permitiendo concluir el estudio aclarando que el sistema detecta el punto de máxima potencia solar del panel fotovoltaico al termino del barrido del ciclo de trabajo, resultado observable en la figura 2.24.

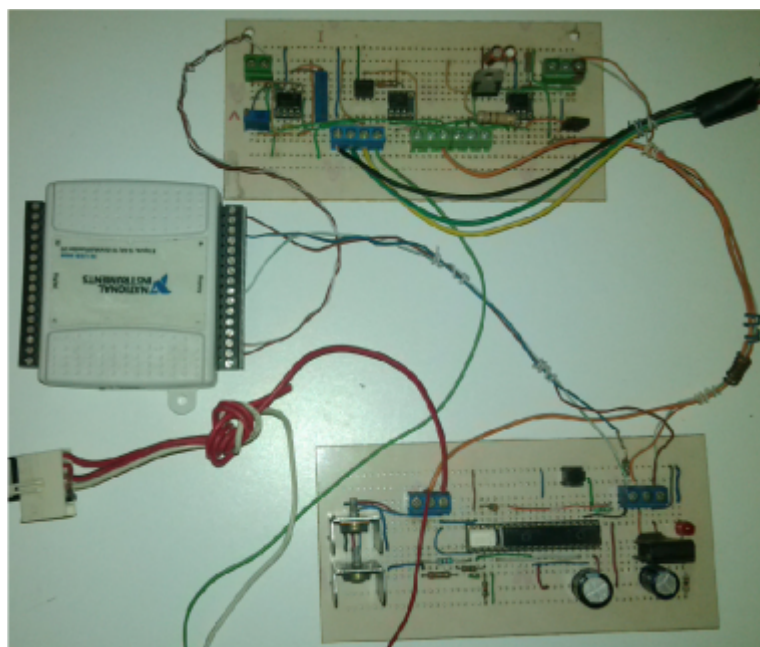


Figura 2.24 Sistema de generación prototipo de curvas características FV.

Es imperativo reiterar que el sistema mostrado utiliza *MOSFET*'s de potencia IRF 1010N de 85 amp., en condiciones de laboratorio, lo cual indica que este *MOSFET* en realidad bajo condiciones de trabajo soportará un 30% de la corriente mostrada, por ello es preciso tomar las consideraciones necesarias, en caso de que se requiera de mayor potencia disipada, es decir mayor amperaje de trabajo para paneles fotovoltaicos de alta potencia.

CAPÍTULO III

CONCLUSIONES

Esta investigación aplicada utilizó el modelo matemático de la celda fotovoltaico, para estimar el comportamiento bajo condiciones de irradiancia (G) y temperatura variables en un programa de instrumentación virtual. Por medio de ecuación de Shockley que describe la relación entre la voltaje (V) y la corriente (I) proporcionada por una celda fotovoltaica. Diseñándose un sistema de modelado matemático *Matlab Simulink* y programación con instrumentos Virtuales en *LabView* en el cual se comprobó con *PSIM* la simulación propuesta contra una simulación real de un paneles fotovoltaicos *Yingli* solar 80w, utilizando los parámetros funcionales de referencia, pruebas estándar de laboratorio *STC*, y las condiciones de operaciones de trabajo bajo temperaturas e irradiancia variables. El modelo fue implementado en *Matlab Scrip* para *LabVIEW*, permitiendo caracterizar las variables fundamentales de un panel fotovoltaico (FV) abriendo la oportunidad para evaluar distintas marcas comerciales de paneles, obteniendo como resultado las curvas características de operación I-V y P-V, evaluando en la simulación la eficiencia y el factor de forma del panel FV.

El modelo de carga electrónica para trazado de curvas características se comprobó en laboratorio con una tarjeta de potencia que se utilizó como carga electrónica variables a los paneles fotovoltaicos, el barridos de señal se manejó por una interfaz virtual en *LabVIEW* y un controlador *DSPic30f2020*, la carga electrónica se constituyó por varios transistores *MOSFET's* en paralelo, para lograr reducir gradualmente la corriente de drenaje a fuente fué requerido un sistema de modulación por ancho de pulso *PWM*, el cual se aplicó directamente a la compuerta de los *MOSFET's*, dicho sistema logró por medio de un procesador digital de señales *DSP*, previamente programado para generar una señal con un ciclo de trabajo desde 0% a 100% del ciclo de trabajo, generando una excursión del punto de trazado de la curva permitiendo visualizado de la señal y comprobando experimentalmente las curvas caracterizar de operación de panel fotovoltaico para la marca comercial *Yingli Solar* 80 w.

BIBLIOGRAFÍA

Barrera M. P.,2009. Simulación y caracterización de celdas solares multijuntura y de silicio cristalino para aplicaciones espaciales. Tesis para optar por el título de Doctor en Ciencia y Tecnología Mención Física. República Argentina,2009

Bowden S., Rohatgi A., 2001. Rapid and accurate determination of series resistance and fill factor losses in industrial silicon solar cells. School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology Atlanta GA.

Cabrera C. ,Plasencia E. , Matos L. , Posadas A., ,2007. Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre. Revista del Instituto de Investigación de la Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica. ISSN 1561-0888 versión impresa v.10 n.19 Lima ene./jun. 2007

Díaz G. 2012. Ocho modelos para estimar la cantidad de irradiación solar global en la República Mexicana. Universidad Veracruzana Facultad de Instrumentación Electrónica y Ciencias Atmosféricas.,25 – 39.

Durán E. 2010. Prototipo experimental para la medida y caracterización de las curvas I-V y P-V de módulos y Arrays FVs : diseño, modelado, implementación y pruebas. Tesis Doctoral. Departamento de ingeniería electrónica, de sistemas informáticos y automática. Universidad de Huelva, noviembre de 2009. Universidad de Huelva. España., 1-10 y 60-67.

González F.,Longatt. 2005. Model of Photovoltaic Module in Matlab,2do Congreso iberoamericano de estudiantes de ingeniería eléctrica, electrónica y computación (II Cibelec 2005)

Gow J.A. Manning C.D., 1999. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies.IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 146, No.2, March 1999.

Industria Energías Renovables - Mapa de inversión en México,2012. Disponible en:http://mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/42/2/Energias_Renovables_ES.pdf

Murdoch S., Reynoso S., 2010. Diseño e Implementación de Circuito Seguidor de Máxima Potencia MPPT párrafo sin UAV Solar (Diseño e Implementación de un circuito MPPT para un UAV Solar).Instituto Universitario Aeronáutico. Revista IEEE América Latina Fecha de publicación: febrero 2013 Volumen: 11, Número: 1 ISSN: 1548-0992

Ordúz M., 2009. Contribución a los sistemas de control de potencia micro-distribuida en edificios fotovoltaicos. Universidad Politécnica de Madrid, Instituto de energía solar departamento de electrónica física escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación. Tesis doctoral, 40-74.

Safari A., Mekhilef S., 2011 Incremental Conductance MPPT Method for PV Systems , Ingeniería Eléctrica y Computación (CCECE), Conferencia Canadiense 2011 – 000347. Departamento de electrones. & Electr. Eng., Univ. de Malasia, Kuala Lumpur, Malasia

Secretaría de Energía SENER 2012, consultado Diciembre de 2012
“Prospectiva de Energías Renovables SENER (2012 - 2026)” Disponible en:
http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/PER_2012-2026.pdf

Secretaría de Energía, SENER 2005, consultado en Mayo de 2012, “Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014”. Disponible en:
http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Electrico_2005_2014.pdf

Secretaría de energía SENER/ GIZ, Programa de Fomento de Sistemas Fotovoltaicos en México (ProSolar), México, D.F., Julio de 2012. Disponible en:
http://www.anes.org/anes/formularios/LeyesyNormas/Leyes/informe_final_ProSolar_Color.pdf

WWF Informe de la Energía Renovable 2011. El informe de la energía renovable, 100% de energía renovable para el año 2050.. Disponible en:
http://awsassets.wwf.org/panda.org/downloads/informe_de_la_energia_renovable__br_1_.pdf