



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería**  
**Ingeniería en Energía-Sistemas Fotovoltaicos**

**TÍTULO**

**Efecto del sombreado en celdas y módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.**

**TESIS**

**QUE OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA**

**Ramírez Cruz José Luis Zaratustra**

**TUTORES**

**Dr. Aarón Sánchez Juárez - Instituto de Energías Renovables (IER)**

**Dr. Gamboa Sánchez Sergio Alberto - Instituto de Energías  
Renovables (IER)**

**Dr. Santana Rodríguez Guillermo - Instituto de Investigaciones en  
Materiales (IIM).**

**Dr. Flores Prieto Jassón - Centro Nacional de Investigación y  
Desarrollo Tecnológico (CENIDET).**

**M. en E. S. Ortega Cruz José - Instituto de Energías Renovables  
(IER).**

**Ciudad de México, Noviembre del 2017**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

## JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Gamboa Sánchez Sergio Alberto (Instituto de Energías Renovables).

Secretario: Dr. Santana Rodríguez Guillermo (Instituto de Investigaciones en Materiales).

1er Vocal: Dr. Sánchez Juárez Aarón (Instituto de Energías Renovables).

1er Vocal: Dr. Flores Prieto Jassón (Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico).

2do Vocal: M. en E. S. Ortega Cruz José (Instituto de Energías Renovables).

TUTOR DE TESIS:

**Dr. Aarón Sánchez Juárez**

-----  
FIRMA

Lugar donde se realizó la tesis:

**INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES  
(IER), UNAM.**

## AGRADECIMIENTOS.

Al Instituto de Energías Renovables de la Universidad Autónoma de México, IER-UNAM por las facilidades prestadas en sus instalaciones para la realización del presente trabajo.

A mis compañeros del Instituto que me brindaron de su ayuda y tiempo para la realización de la tesis.

A la UNAM por haberme dado una carrera, una educación que tuve en mi periodo de maestría y por haber abierto sus puertas para mi realización profesional.

A mis sinodales: Dr. Sánchez Juárez Aarón, M. en E. S. Ortega Cruz José, Dr. Gamboa Sánchez Sergio Alberto, Dr. Flores Prieto Jassón, Dr. Santana Rodríguez Guillermo por brindarme de su valioso tiempo y conocimientos para la realización de mi tesis.

A mis padres por haberme apoyado todo el tiempo a lo largo de mi carrera, en mi estancia durante la maestría, en la elaboración de mi tesis y toda su vida.

Este trabajo fue realizado en el marco de las actividades del proyecto P-29 “Laboratorio Nacional Para la Evaluación de la Conformidad de Módulos y Componentes de Sistemas e Instalaciones Fotovoltaicas, LANEFV” que pertenece al Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar, CeMIE Sol, organismo financiado a través del Fondo Sectorial SENER-CONACYT. Se agradece a dicho proyecto las facilidades prestadas en el uso de equipos y materiales para la realización del presente trabajo.

Se agradece a la compañía SOLARTEC S.A. de C.V. por la donación de las celdas solares encapsuladas de silicio cristalino que se usaron para desarrollar este trabajo.

## DEDICATORIAS.

A mis **PADRES** por ser muy bondadosos conmigo toda la vida y por su amor incondicional.

A mi **HERMANO** por su apoyo toda la vida y por esos días que hemos compartido tiempo juntos.

A mis **AMIGOS** por tener una valiosa amistad, compañía y haber vivido mucho con ellos durante la vida.

A mi **FAMILIA** por tener una valiosa unión durante toda la vida.

A mis **MAESTROS** que me brindaron de su valioso tiempo, dedicación y conocimiento durante mi estancia en la maestría.

A **EL INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES (IER)** por darme una **MAESTRÍA, AMIGOS** y una grata experiencia en mi estancia.

A la **UNAM** por todas las prestaciones dadas para mi desarrollo profesional y por haber abierto sus puertas para mi educación.

## RESUMEN

En este trabajo se estudia el efecto del sombreado sobre las características eléctricas de celdas y módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. El sombreado se obtuvo al poner encima de la tecnología fotovoltaica un material opaco a la radiación solar para crear una sombra artificial sobre ella. Se estudió el efecto del sombreado sobre las características corriente contra tensión (I-V) y potencia contra tensión (P-V) en una celda solar, en una combinación de dos celdas conectadas en serie, en una combinación de dos celdas conectadas en paralelo, en un módulo de 36 celdas conectas en serie, en un módulo de 60 celdas en serie, en dos módulos de 60 celdas conectados en serie y en una cadena fotovoltaica formada con módulos de 60 celdas. Se realizó un análisis en los parámetros eléctricos del dispositivo bajo estudio identificando la forma en que varían la potencia máxima ( $P_M$ ), tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ), tensión en el punto de máxima potencia ( $V_{MP}$ ), corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ), corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{MP}$ ) con respecto a la superficie sombreada de la celda.

El análisis de resultados arroja lo siguiente para cada uno de los casos estudiados:

**a) Una celda solar.-** Al sombrear una porción de la superficie activa de la celda, tanto la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) o corriente de iluminación o fotogenerada ( $I_L$ ) así como la corriente en el punto de la máxima potencia ( $I_{MP}$ ), disminuyen proporcionalmente al área de la superficie sombreada; la tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) decae ligeramente de acuerdo a la función  $\frac{nKT}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_o} + 1\right)$  en el instante que la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) o corriente fotogenerada ( $I_L$ ) es reducida por la sombra artificial. El efecto de sombrear una celda se manifiesta en pérdida de potencia, la cual es proporcional al área sombreada.

**b) Celdas solares conectadas en serie.-** Para dos celdas conectadas en serie y una de ellas con un sombreado parcial, sin llegar al 100% de superficie sombreada, su tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) está determinada por la suma de la tensión a circuito abierto de la celda sin sombrear con la tensión a circuito abierto que genera la porción sin sombrear de la otra celda, valor que está regido por el comportamiento descrito en el inciso a). Mientras haya una pequeña porción de área sin sombrear, ésta generará una tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) dado por la relación descrita en el inciso a); sin embargo cuando la celda se sombrea totalmente, ésta queda polarizada inversamente por la celda sin sombrear y la tensión generada por la combinación serie tiende a 0.0 V.

Con respecto a la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) y la corriente de máxima potencia ( $I_{MP}$ ) que genera la combinación en serie, ambas decaen de manera proporcional a la superficie sombreada tal y como fue descrito en el inciso a); y en este caso, aunque la celda sin sombrear está generando más corriente, la diferencia entre el valor medido de la combinación serie con el valor que genera la celda sin sombrear debe estar consumiéndose en la porción sombreada de la celda correspondiente. Como en el caso anterior, el efecto del sombreado se manifiesta en pérdida de potencia que es proporcional a la superficie sombreada.

**c) Celdas solares conectadas en paralelo.-** Para dos celdas conectadas en paralelo y una de ellas con un sombreado parcial, sin llegar al 100% de superficie sombreada, su corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) está determinada por la suma de la corriente de corto circuito de la celda sin sombrear con la corriente de corto circuito que genera la porción sin sombrear de la otra celda, valor que está determinado por la superficie iluminada. Mientras haya una pequeña porción de área sin sombrear, esta producirá una tensión eléctrica dada por la expresión considerada en el inciso a) que es

ligeramente inferior a aquella de la celda sin sombrear, manteniendo prácticamente la condición de paralelismo para la tensión.

Sin embargo cuando la celda se sombrea totalmente, ésta deja de ser un generador y se transforma en una resistencia (la que presenta un diodo en polarización directa), por la cual fluirá una corriente determinada por la ley de Ohm, siempre y cuando la tensión que produce la celda iluminada venza dicha resistencia (tensión necesaria para abrir la compuerta del diodo). En este caso en particular, la tensión de la celda sin sombrear no venció a la resistencia de la celda sombreada, y la corriente medida en el circuito de salida fue aquella que generó la celda sin sombrear. Con respecto a la tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) que genera la combinación en paralelo, que debe de ser igual a la tensión individual de cada celda, aquella con sombreado parcial pierde tensión tal y como fue descrito en el inciso a), ocasionando un ligero desacoplamiento en la combinación en paralelo, observándose una disminución de aproximadamente el 10%. Como en los casos anteriores, el efecto del sombreado disminuye la corriente de iluminación ( $I_L$ ) manifestándose en pérdida de potencia proporcional a la superficie sombreada.

**d)** Módulo de 36 celdas conectadas en serie con dos diodos de paso.- Estos módulos están fabricados considerando dos grupos de 18 celdas conectadas en serie, y por cada grupo un diodo de paso conectado en paralelo. Sombrear una celda de un grupo genera cambios en las características eléctricas en el comportamiento I-V por la protección de los diodos de paso. La sombra ocasiona distorsiones en la curva I-V con forma de 2 escalones, con apariencia idéntica a una curva I-V convencional, uno de ellos en el rango de 0 a 10.8 V que corresponde a la tensión a circuito abierto de 18 celdas conectadas en serie sin alguna sombreada, y el otro en el rango de 10.8 a 21.6 V para las otras 18 celdas, en donde está la celda sombreada, teniéndose que la profundidad del escalón, respecto del primero, es proporcional a la superficie sombreada. Lo anterior ocasiona que se pierda el concepto de unicidad en la potencia máxima. La pérdida de potencia cuando una celda se sombrea al 100% celda puede ser hasta el 50% de la potencia pico del módulo. Si otra celda del otro grupo se sombrea al 100%, el módulo pierde toda su potencia.

**e)** Módulo de 60 celdas conectadas en serie.- En el caso de un módulo de 60 celdas vienen incorporados 3 diodos de paso por cada grupo de 20 celdas. Sombrear una celda individual de un grupo provoca distorsiones en el comportamiento I-V en forma de 2 escalones, uno en el rango de 0 a 25.24 V que corresponde a la tensión de circuito abierto de 40 celdas conectadas en serie sin alguna sombreada, y el otro de 25.24 a 37.85 V, siendo este último rango en donde está el efecto de la celda sombreada. Si esta celda se sombrea al 100%, el módulo pierde 33.3% de su potencia pico.

Si adicionalmente se sombrea otra celda de otro grupo de los dos restantes, la curva I-V del módulo se distorsiona en tres escalones, uno en el rango de 0 a 12.62 V que corresponde a las 20 celdas sin sombrear, otro en el rango de 12.62 V a 25.24 V que corresponde a otras 20 celdas con una sombreada, y el otro en el rango de 25.24 V a 37.86 V para las otras 20 celdas con una sombreada; y en este caso, la profundidad mayor del escalón respecto del primero corresponde a la celda con la mayor área sombreada. Si las celdas están al 100% sombreadas, independientemente de su posición dentro del grupo de las 20 celdas, el módulo pierde 2/3 de su potencia pico, es decir, del orden del 66.7%.

**f)** Dos módulos de 60 celdas conectadas en serie.- Los cambios en el comportamiento I-V son idénticos a los estudiados para un módulo individual de 36 y 60 celdas, pero en este caso, se tiene una equivalencia de 120 celdas conectadas en serie, agrupadas de 20 en 20 celdas, y por cada grupo un diodo de paso en paralelo. Al sombrear una celda de un grupo de los 6 que tiene la combinación

en serie, se observa una distorsión en la curva I-V creándose 2 escalones, el primero en el rango de 0 a 63.10 V (que equivaldría a la tensión de circuito abierto de 100 celdas conectadas en serie sin alguna sombreada), y el otro en el rango de 63.10 a 75.2 V que corresponde a la contribución del grupo de 20 celdas conectadas en serie con una sombreada. En este caso si la celda esta sombreada totalmente la combinación en serie pierde 1/6 de la potencia pico de dicha combinación.

De lo anterior, si por cada grupo se sombrea una celda, la curva I-V se distorsionará con tantos escalones como número de celdas/grupos se sombreé. La pérdida de potencia es significativa en términos de celdas al 100% sombreadas en cada grupo. Si en un módulo de 60 celdas se sombrea al 100% una celda de cada uno de los 3 grupos, el módulo no producirá potencia eléctrica.

Por último, se realizó un análisis en una cadena fotovoltaica compuesta de 14 módulos fotovoltaicos conectados en serie, cada uno de ellos con 60 celdas en serie y 3 diodos de paso. El efecto del sombreado de una celda/grupo presenta el mismo efecto que se ha discutido anteriormente: la curva I-V de la cadena fotovoltaica se distorsiona en tantos escalones como número de celda/grupo se sombreé. La cadena pierde potencia en términos del efecto del sombreado celda/grupo; y también se pierde tensión eléctrica. Este último efecto puede ocasionar problemas de acoplamiento en una combinación de cadenas en paralelo, presentando el riesgo de tener corrientes de retorno hacia la cadena sombreada, además de aquellos que se ven reflejados en la pérdida de potencia.

## **GLOSARIO DE ACRÓNIMOS**

**AFV** Arreglo fotovoltaico.  
**AWG** American Wire Gauge  
**CA** Corriente alterna.  
**CC** Caja de Combinación  
**CD** Corriente directa.  
**CD/CD** Corriente Directa a Corriente Directa  
**CFV** Cadena Fotovoltaica  
**CO<sub>p</sub>** Condiciones de Operación  
**CSB** Celda Solar Base  
**CSU** Celda Solar Unitaria  
**EFV** Efecto fotovoltaico.  
**EOT** Ecuación del Tiempo.  
**EPBT** Energy Payback Time.  
**ESFV** Energía Solar Fotovoltaica.  
**FIRCO** Fideicomiso de Riesgo Compartido.  
**GEF** Global Environmental Facility.  
**GFV** Generadores fotovoltaicos.  
**G<sub>g</sub>** Irradiancia global.  
**GMT** Greenwich Mean Time.  
**H<sub>sp</sub>** Hora solar pico.  
**IER** Instituto de Energías Renovables.  
**L** Loads.  
**MFV** Módulo fotovoltaico.  
**MFV1** Módulo Fotovoltaico 1  
**MFV2** Módulo Fotovoltaico 2  
**N** Negativo.  
**NASA** National Aeronautics and Space Administration.  
**NREL** National Renewable Energy Lab.  
**P** Positivo.  
**PAEL** Parámetros Eléctricos  
**P<sub>p</sub>** Potencia pico.

**PRONASOL** Programa Nacional de Solaridad.

**RDTO** Rendimiento

**REC** Red eléctrica convencional.

**RL** Resistencia de la carga.

**S** Superficie Activa.

**SAGARPA** Secretaria de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación.

**SENER** Secretaría de Energía.

**SFV-IN** Sistemas fotovoltaicos a la red sección Noroeste

**SFV-IR** Sistemas fotovoltaicos a la red.

**SFV-IS** Sistemas fotovoltaicos a la red sección Sureste

**SI** Sección I

**SII** Sección II

**SIII** Sección III

**SIV** Sección IV

**SNL** Sandia National Laboratories.

**Ss** Superficie Sombreada

**STC** Standard Test Conditions.

**SV** Sección V

**SVI** Sección VI

**T1** Torre 1

**T2** Torre 2

**TFV** Tecnología fotovoltaica.

**TS** Tecnología solar.

**UNAM** Universidad Nacional Autónoma de México.

**UTC** Coordinated Universal Time.

## LISTA DE FIGURAS

Figura I.1: Representación esquemática de un SFV. _____	26
Figura I.2: Espectro luminoso de la radiación solar. [1] _____	27
Figura I.3: Masa de aire. [2] _____	28
Figura I.4: Espectro de la radiación fuera de la atmósfera. [3] _____	29
Figura I.5: Tipos de radiación sobre una superficie. [2] _____	30
Figura I.6: a) El piranómetro mide la radiación global así mismo el periheliómetro mide la radiación directa. b) El piranómetro está midiendo la radiación difusa debido a que la radiación directa no está siendo captada por el aparato de medición. [4] _____	31
Figura I.7: Tres días de irradiancia medidas en la estación meteorológica de la UNAM. [5] _____	32
Figura I.8: Medición de la irradiancia en la estación meteorológica del IER-UNAM. [5] _____	33
Figura I.9: La ventana muestra el punto de máxima irradiancia. [5] _____	34
Figura I.10: Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio Norte. [2] _____	35
Figura I.11: Eje polar y plano de la elíptica. [2] _____	36
Figura I.12: Posición de la Tierra respecto al Sol en el solsticio de invierno. [2] _____	37
Figura I.13: Declinación con respecto al día del año. _____	38
Figura I.14: Sistema de coordenadas basado en los ejes terrestres. [2] _____	39
Figura I.15: Movimiento aparente del Sol desde un lugar de la Tierra. [2] _____	40
Figura I.16: Sistema de coordenadas basado en los ejes locales. [2] _____	41
Figura I.17: Ecuación del tiempo (minutos). _____	42
Figura I.18: Ángulos y vectores de un sistema estático. [2] _____	44
Figura I.19: Carta solar para una latitud de $18.85^\circ$ con una longitud de $-99.23^\circ$ . [6] _____	44
Figura I.20: Azimut referenciado con el Norte. [7] _____	45
Figura I.21: Proyección de una sombra en el hemisferio Norte. [8] _____	46
Figura I.22: Declinación magnética en la República Mexicana. [9] _____	47
Figura II.1: Evidencia física del efecto fotovoltaico. _____	48
Figura II.2: Juntura N-P en equilibrio. _____	50
Figura II.3: a) Polarización directa de una unión P-N. $V_{ext}$ es una fuente de tensión variable a la que se puede cambiar su polarización. b) Símbolo de la unión P-N y diagrama eléctrico. _____	51
Figura II.4: Comportamiento I-V, la curva no satisface la ley de ohm. _____	51
Figura II.5: Efecto fotovoltaico. _____	53
Figura II.6: a) Diagrama de la celda solar bajo iluminación b) Curvas I vs V tanto en oscuridad como bajo iluminación. _____	54
Figura II.7: Circuito equivalente de una celda solar. _____	54
Figura II.8: Representación esquemática para medir la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ). _____	55
Figura II.9: Representación esquemática para medir la corriente de cortocircuito, ( $I_{CC}$ ). _____	56
Figura II.10: Curva I-V que permite generar la curva P-V. _____	56
Figura II.11: En la gráfica a) Se muestra el cambio de la corriente de cortocircuito por efecto de la irradiancia en la curva I-V; además en la gráfica b) Se muestra comportamiento lineal de la corriente de cortocircuito con respecto a la irradiancia. _____	58
Figura II.12: Efecto del tamaño de la celda sobre las características eléctricas. _____	59
Figura II.13: Circuito equivalente de una celda solar. _____	60
Figura II.14: El área de la celda cambia proporcionalmente el valor de la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ). _____	60
Figura IV.15: Efecto de la temperatura sobre la celda. [13] _____	61
Figura II.16: Efecto de la resistencia en paralelo en la curva I-V. [10] _____	62
Figura II.17: Efecto de la resistencia en serie en la forma de la curva I-V. [10] _____	62

Figura II.18: Circuito equivalente del modelo de doble diodo incluyendo las resistencias parásitas, serie y paralelo. [49]	63
Figura II.19: Ecuación del doble diodo bajo oscuridad en escala logarítmica.	64
Figura II.20: Comportamiento $\ln I-V$ de la ecuación II.1. [3]	65
Figura II.21: Celdas en paralelo representadas como generadores de corriente.	66
Figura II.22: Representación esquemática de la división de una celda solar unitaria.	67
Figura II.23: Representación esquemática de la partición hipotética de una celda.	67
Figura II.24: Circuito equivalente de la celda particionada.	68
Figura II.25: a) Diagrama eléctrico de dos celdas conectadas en serie b) Celdas solares conectadas en serie.	71
Figura II.26: a) Dos celdas idénticas en serie b) Varias celdas idénticas en serie. [59]	72
Figura II.27: a) Diagrama eléctrico de dos celdas conectas en paralelo b) Celdas solares conectadas en paralelo.	73
Figura II.28: a) Celdas idénticas en paralelo b) Varias celdas idénticas en paralelo. [10]	74
Figura II.29: Dos celdas no idénticas conectadas en serie. [10]	75
Figura II.30: $N_s-1$ Celdas no idénticas en serie. [10]	76
Figura II.31: Dos celdas no idénticas en paralelo. [10]	77
Figura II.32: $N_s-1$ Celdas no idénticas en paralelo. [10]	78
Figura II.33: Módulo de tipo silicio cristalino y el símbolo para representar un módulo fotovoltaico en un diagrama eléctrico.	79
Figura II.34: En la a) Se puede ver la variación de la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) con el respecto a la irradiancia, en b) se puede ver la linealidad del cambio de la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) con respecto a la irradiancia.	81
Figura II.35: Módulo de 36 celdas a) Conexión convencional b) Conexión alternativa.	82
Figura II.36: Curvas de las celdas del módulo con una celda sombreada. [15]	82
Figura II.37: Diodos de paso para eliminar puntos calientes. [15]	83
Figura II.38: Diodos de bloqueo (serie) y diodos de paso en un generador fotovoltaico. [15]	84
Figura III.1: a) La celda unitaria por la parte de frente b) Celda unitaria por la parte posterior.	85
Figura III.2: a) Módulo de 36 celdas marca Solartec modelo S36PC-145 b) Módulo de 60 celdas marca Solartec modelo S60PC-250.	86
Figura III.3: a) CFV de módulos de 60 celdas de la marca Solartec modelo S60MC-250 b) CFV de módulos de la marca Solartec modelo S60PC-250.	87
Figura III.4: Estación de medición de curvas I-V.	88
Figura III.5: Simulado solar de la marca Eternal Sun.	88
Figura III.6: Trazador de curvas I-V de la marca DAYSTAR modelo DS-1000.	89
Figura III.7: Trazador de curvas I-V de la marca EKO modelo MP-160.	90
Figura III.8: Trazador de curvas I-V de la marca Solmetric modelo PVA-600.	90
Figura III.9: Material para sombrear la celda y los MFV'S.	91
Figura III.10: Circuito equivalente para medir la celda con los instrumentos citados anteriormente.	91
Figura III.11: a) Celda unitaria de 78 mm x 154.8 mm b) Secciones de sombreado en décimas en la parte de 78 mm.	92
Figura III.12: a) Se muestra el diagrama esquemático para dos celdas conectadas en serie en donde las marcas de la celda 2 indica que el área de la celda fue variante debido a las sombras controladas b) Se muestra el circuito equivalente de dos celdas conectadas en paralelo en donde la celda 2 fue sombreada parcialmente.	93
Figura III.13: a) Circuito eléctrico serie de los sombreados controlados en donde la celda 2 representa las celdas en paralelo por la sombra en la superficie activa b) Circuito eléctrico de las celdas en paralelo representando la celda 2 como superficies activas por efecto de la sombra sobre la celda.	94
Figura III.14: a) Módulo de 36 celdas con 2 diodos de paso b) Módulo de 60 celdas con 3 diodos de paso.	94
Figura III.15: a) Dos celdas sombreadas por cada columna b) Dos celdas adyacentes.	95

Figura III.16: a) Columna sombreada b) Fila con sombra. _____	96
Figura III.17: Dos columnas contiguas con sombra. _____	96
Figura III.18: Se sombrea parcialmente una sola celda indicada por la celda naranja. _____	97
Figura III.19: En el primer grupo del MFV se mantuvo la celda sombreada completamente pero en el segundo grupo el recuadro naranja indica diferentes sombras por cada medición. _____	97
Figura III.20: En el grupo 1 y 2 del primer MFV la sombra se mantuvo completa pero en el tercer grupo se estuvo cambiando la sombra, indicada por la celda naranja. _____	98
Figura III.21: En cada uno de los grupos del primer MFV la celda se mantuvo completa pero en el segundo MFV la sombra indicada por el recuadro naranja fue controlada. _____	98
Figura III.22: En el primer MFV la sombra se mantuvo completa en cada uno de los tres grupos, el segundo MFV tiene una sombra completa en el primer grupo pero en el segundo grupo la celda naranja indica que se varió la sombra. _____	99
Figura III.23: En el primer MFV la sombra fue completa para cada uno de los tres grupos, así mismo en el segundo MFV el primer y segundo grupo también fue sombreado completamente pero en el tercer grupo la celda naranja indica sombreado parcial. _____	99
Figura III.24: Sombra en la cadena de módulos del lado Norte del edificio 3.1. _____	100
Figura III.25: Sundial. _____	101
Figura III.26: Se puede ver en la imagen que se trazó un triángulo con respecto a los ejes y su ángulo interno es de $34.5^\circ$ . _____	102
Figura III.27: Se puede ver que la cadena 1, 2 y 3 está sombreada mayormente por la mañana en el lado Norte del edificio 3.1. _____	103
Figura III.28: Los módulos en el lado Sur son sombreados debido a que las cadenas están muy cerca entre ellas. _____	103
Figura IV.29: Comportamiento I-V de la CSB en condiciones de obscuridad. _____	106
Figura IV.30: Gráfica del comportamiento Ln I-V donde se muestra la región en V empleada para la obtención de los parámetros eléctricos de la unión P-N. _____	106
Figura IV.31: Curvas I-V y P-V de la Celda Solar Base sin sombra bajo condiciones de medición con una irradiancia de $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de celda de $37.7^\circ\text{C}$ y $25^\circ\text{C}$ . _____	108
Figura IV.32: Fotografía que muestra la porción de la celda proporcionada por Solartec que define el concepto de Celda Solar Unitaria, la que será sombreada siguiendo con el procedimiento de la sección III.3. _____	109
Figura IV.33: Curvas I-V de la CSU y la manera que el sombreado afecta el comportamiento I-V de dicho dispositivo. El sombreado se realizó cubriendo unidades del 10% de la superficie de la CSU. _____	110
Figura IV.34: Comportamiento lineal de $I_{CC}$ e $I_{MP}$ con respecto al porcentaje de la superficie sombreada. _____	112
Figura IV.35: Comportamiento de la potencia máxima de la CSU bajo condiciones STC con el porcentaje de sombreado. _____	113
Figura IV.36: Comportamiento de la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) y la tensión para el punto de máxima potencia ( $V_{MP}$ ) en función del porcentaje de área con sombra. _____	113
Figura IV.37: Comportamiento del $V_{CA}$ medido y calculado por la ecuación IV.9 como función del porcentaje del área sombreada. _____	114
Figura IV.38: Características I-V de las celdas solares utilizadas para llevar acabo la conexión en paralelo. _____	115
Figura IV.39: Comportamiento I-V para la combinación de dos celdas conectadas en paralelo estando una de ellas con un sombreado parcial. _____	116
Figura IV.40: Comportamiento de la potencia máxima ( $P_M$ ) para 2 celdas conectadas en paralelo estando una de ellas a un sombreado parcial. _____	118
Figura IV.41: El comportamiento de la corriente ( $I_{CC}$ , $I_{MP}$ ) muestra un decremento en su valor debido a la sombra sobre la Celda 2. _____	119
Figura IV.42: Comportamiento de la tensión de acoplamiento de dos celdas conectadas en paralelo cuando una de ellas está sujeta a un sombreado controlado. _____	120

<i>Figura IV.43: Combinación de las curvas I-V de las dos celdas conectadas en serie.</i>	121
<i>Figura IV.44: Comportamiento de la corriente fotogenerada (<math>I_{CC}</math>) y la corriente de salida (<math>I_{MP}</math>) de dos celdas conectadas en serie estando una de ellas sujeta a un sombreado controlado.</i>	123
<i>Figura IV.45: Comportamiento de la potencia pico de dos celdas conectadas en serie estando una de ellas con un sombreado controlado.</i>	124
<i>Figura IV.46: Características eléctricas del MFV bajo estudio. Se muestran 2 curvas, una que es la curva I-V en donde el eje izquierdo es el de la corriente, y la otra, la curva P-V en donde el eje derecho es el de la potencia.</i>	126
<i>Figura IV.47: Curvas características I-V y P-V de un módulo de 36 celdas con una celda del conjunto A con un sombreado parcial.</i>	127
<i>Figura IV.48: Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un módulo fotovoltaico de 36 celdas, sometiendo una celda del conjunto A a los sombreados parciales.</i>	130
<i>Figura IV.49: Comportamiento P-V para un módulo de 36 celdas, estando una de ellas con un sombreado controlado.</i>	132
<i>Figura IV.50: Curvas I-V y P-V que muestra el comportamiento eléctrico del módulo de 36 celdas en serie con una celda del conjunto A completamente sombreada con un sombreado parcial.</i>	134
<i>Figura IV.51: Comportamiento I-V del módulo de 36 celdas donde una celda del conjunto A está totalmente sombreada (SI 100% <math>S_s</math>), y una celda del conjunto B con sombreado controlado (SII).</i>	136
<i>Figura IV.52: Comportamiento de <math>I_{CC}</math> e <math>I_{MP}</math> con respecto a la superficie sombreada de una celda del conjunto B manteniendo a una celda del conjunto A completamente sombreada en un módulo de 36 celdas.</i>	137
<i>Figura IV.53: Comportamiento de P-V del módulo de 36 celdas con una celda del conjunto A 100% sombreada (SI 100% <math>S_s</math>) y una celda del conjunto B con sombreado parcial.</i>	138
<i>Figura IV.54: Características eléctricas del MFV sin sombra. Se muestran 2 curvas, una que es la curva I-V en donde el eje izquierdo es el de la corriente, y la otra, la curva P-V en donde el eje derecho es de la potencia.</i>	139
<i>Figura IV.55: Curvas características I-V y P-V de un módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A con sombreado parcial.</i>	141
<i>Figura IV.56: Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un MFV de 60 celdas, teniendo una celda del conjunto A con los sombreados parciales.</i>	143
<i>Figura IV.57: Comportamiento P-V para un módulo de 60 celdas, con una celda sombreada parcialmente en la sección I.</i>	145
<i>Figura IV.58: Curvas I-V y P-V que muestran el comportamiento eléctrico del módulo de 60 celdas en serie con una celda del conjunto A completamente sombreada con un sombreado parcial en el conjunto B.</i>	147
<i>Figura IV.59: Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un MFV de 60 celdas, sombreando completamente una celda del conjunto A y sombreando parcialmente una celda del conjunto B.</i>	149
<i>Figura IV.60: Comportamiento de la corriente de corto circuito virtual con respecto a la superficie sombreada en el conjunto B manteniendo a una celda del conjunto A completamente sombreada en un MFV de 60 celdas.</i>	150
<i>Figura IV.61: Comportamiento P-V para un módulo de 60 celdas, con una celda sombreadas al 100% en la sección I así mismo con un sombreado parcial en la sección II.</i>	151
<i>Figura IV.62: Curvas I-V y P-V que muestran el comportamiento eléctrico del MFV de 60 celdas en serie con una celda del conjunto A y B completamente sombreada con un sombreado parcial en el conjunto C.</i>	153
<i>Figura IV.63: Comportamiento de la <math>I_{CC}</math> con respecto a la superficie sombreada en el conjunto C manteniendo a una celda del conjunto A y B completamente sombreada.</i>	155
<i>Figura IV.64: Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un módulo fotovoltaico de 60 celdas, sombreando completamente una celda del conjunto A y B sombreando parcialmente el conjunto C.</i>	156

<i>Figura IV.65: Comportamiento P-V para un MFV de 60 celdas, con dos celdas sombreadas al 100% en la sección I y II asimismo con un sombreado parcial en la sección III.</i>	157
<i>Figura IV.66: Comportamiento I-V para los módulos MFV1 y MFV2 conectados en serie, sin sombreado.</i>	160
<i>Figura IV.67: Comportamiento eléctrico I-V del efecto del sombreado parcial en una celda del conjunto A del MFV1 para el caso en el que se tiene 2 módulos conectados en serie.</i>	162
<i>Figura IV.68: Comportamiento de la potencia con respecto a la tensión para el caso en donde el sombreado controlado se realiza en una celda del conjunto A del MFV1.</i>	162
<i>Figura IV.69: Comportamiento I-V de la conexión en serie de 2 MFV'S con las siguientes condiciones de sombreado: Una celda del conjunto A del MFV1 100% sombreada, una celda del conjunto B del módulo MFV1 con los sombreados parciales; y ninguna de las celdas del conjunto C y celdas del conjunto A, B y C del MFV2, sin sombras.</i>	166
<i>Figura IV.70: Comportamiento P-V de la conexión en serie de 2 MFV'S con las siguientes condiciones de sombreado: Una celda del conjunto A del MFV1 100% sombreada, una celda del conjunto B del módulo MFV1 con los sombreados parciales; y ninguna de las celdas del conjunto C además de las celdas del conjunto A, B y C del MFV2, sin sombrear.</i>	167
<i>Figura IV.71: Comportamiento I-V de la conexión en serie de 2 MFV'S con las siguientes condiciones de sombreado: Una celda del conjunto A y del conjunto B del MFV1 100% sombreada, una celda del conjunto C del módulo MFV1 con los sombreados parciales; y ninguna de las celdas del conjunto A, B y C del MFV2, sin sombrear.</i>	169
<i>Figura IV.72: Comportamiento de la potencia con respecto a la tensión para 2 MFV'S en serie con las condiciones de sombreado antes descritas.</i>	170
<i>Figura IV.73: Comportamiento I-V para la combinación serie de 2 MFV'S en donde uno de ellos está totalmente sombreado y el otro tiene una celda del conjunto A con sombreados parciales.</i>	172
<i>Figura IV.74: Comportamiento de la potencia con respecto a la tensión para la combinación serie de 2 MFV'S con las condiciones de sombreado antes mencionadas.</i>	173
<i>Figura IV.75: Comportamiento I-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreado parcial y ninguna celda sombreada del conjunto C del MFV2.</i>	175
<i>Figura IV.76: Comportamiento P-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreado parcial y ninguna celda sombreada del conjunto C del MFV2.</i>	176
<i>Figura IV.77: Comportamiento I-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A y B del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto C del MFV2 con sombreado parcial.</i>	178
<i>Figura IV.78: Comportamiento P-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A y B del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto C del MFV2 con sombreado parcial.</i>	179
<i>Figura IV.79: Fotografías del arreglo fotovoltaico que corresponden al SFV-IN; a) Fotografía tomada en verano b) Fotografía tomada en invierno.</i>	181
<i>Figura IV.80: Fotografías del arreglo fotovoltaico que corresponden al SFV-IS; a) Fotografía tomada en verano b) Fotografía tomada en invierno.</i>	181
<i>Figura IV.81: Diagrama eléctrico que muestra la manera en que se conectaron los 14 MFV'S en serie en cada una de las unidades básicas de potencia.</i>	182
<i>Figura IV.82: Fotografías que muestran la sombra de una de las torres: En a) para verano el día 31 mayo del año 2016 a las 12:43 hora local (la sombra está cerca de su base); y b) Para el día 4 de diciembre del año 2016 a las 12:01 hora local (la sombra se proyecta sobre la CFV cercana al cubo del elevador).</i>	183
<i>Figura IV.83: Primera cadena del SFV-IN con sombras que proyectan las torres T1 y T2.</i>	185
<i>Figura IV.84: Comportamiento I-V de la CFV sombreada, y de una CFV sin sombrear medidas bajo las mismas condiciones.</i>	185

<i>Figura IV.85: Comportamiento P-V de la CFV con sombra y de una CFV sin sombras.</i>	186
<i>Figura IV.86: Primera cadena del SFV-IS con sombras que proyecta la CFV 2 sur.</i>	187
<i>Figura IV.87: Comportamiento I-V de la CFV 1 sombreada, y de una CFV sin sombrear medidas casi a las mismas condiciones.</i>	188
<i>Figura IV.88: Comportamiento P-V de la CFV 1 sur con sombra y de la CFV 4 sin sombra casi a las mismas condiciones ambientales.</i>	189

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla II.1: Parámetros Eléctricos (PAEL) dependiendo del tamaño de la celda. [45]</i>	59
<i>Tabla III.1: Parámetros eléctricos (PAEL) de la celda bajo estudio medidas en condiciones estándares de prueba proporcionadas por el Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaicas (LANEFV), del Instituto de Energías Renovables de la UNAM.</i>	86
<i>Tabla IV.1: Valores medidos de la Celda Solar Base bajo las condiciones de medición y bajo condiciones estándares de prueba, sin sombra.</i>	108
<i>Tabla IV.2: Parámetros Eléctricos (PAEL) de la CSU medidas bajo STC con el simulador solar clase AAA para cada una de las áreas sombreadas, obtenidos a partir de los datos provenientes de la curva medida I-V.</i>	111
<i>Tabla IV.3: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de 2 celdas conectadas en paralelo con el efecto del sombreado parcial en una de ellas.</i>	117
<i>Tabla IV.4: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) en serie con sombra controlada sobre la Celda 2.</i>	122
<i>Tabla IV.5: Valores del módulo en condiciones estándares (STC).</i>	125
<i>Tabla IV.6: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del módulo bajo estudio, sin sombras, bajo las condiciones descritas anteriormente. Irradiancia global <math>G= 920 \pm 2\% \text{ W/m}^2</math>, <math>T_c= 64.4 \pm 2\% \text{ }^\circ\text{C}</math>.</i>	126
<i>Tabla IV.7: Parámetros Eléctricos (PAEL) del MFV con una celda del conjunto A con sombreado parcial, obtenidos y calculados durante el proceso de medición de las curvas I-V a las Condiciones de Operación (COp). Las incertidumbres del aparato de medida son <math>\pm 0.25 \text{ V}</math>, <math>\pm 40 \text{ mA}</math> en la corriente y <math>\pm 2.2 \text{ }^\circ\text{C}</math>.</i>	128
<i>Tabla IV.8: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un módulo de 36 celdas sin alguna celda sombreada y una celda del conjunto A 100% sombreada recibiendo una irradiancia de <math>954 \text{ W/m}^2</math> a una temperatura de celda <math>66 \text{ }^\circ\text{C}</math>.</i>	131
<i>Tabla IV.9: Valores de los pares ordenados (<math>V_{MP}</math>, <math>P_M</math>), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con celda sombreada) y II (conjunto B) de la figura IV.21.</i>	132
<i>Tabla IV.10: Parámetros Eléctricos (PAEL) medidos para el MFV de 36 celdas, estando una celda del conjunto A 100% sombreada y una celda del conjunto B con un sombreado parcial. Las incertidumbres del aparato de medición asociadas a la tensión y corriente <math>\pm 0.25 \text{ V}</math> y <math>\pm 0.04 \text{ A}</math></i>	135
<i>Tabla IV.11: Valores de la tensión para el punto de la máxima potencia y la potencia máxima de las curvas I-V mostradas en la figura IV.23.</i>	137
<i>Tabla IV.12: Valores del MFV en condiciones estándares (STC).</i>	139
<i>Tabla IV.13: Parámetros Eléctricos (PAEL) del MFV bajo estudio sin sombra. Irradiancia global <math>G=965.07 \pm 2\% \text{ W/m}^2</math>, <math>T_c=45.31 \pm 2\% \text{ }^\circ\text{C}</math>.</i>	140
<i>Tabla IV.14: Parámetros Eléctricos (PAEL) del MFV con una celda del conjunto A con sombreado parcial medidos bajo las Condiciones de Operación (COp) y calculados a partir de las curvas I-V. Las incertidumbres del aparato de medida son <math>\pm 0.25 \text{ V}</math> y <math>\pm 40 \text{ mA}</math> en la corriente. Los valores normalizados corresponden a los valores de placa (STC) transferidos a las condiciones de operación.</i>	142
<i>Tabla IV.15: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un MFV de 60 celdas: Sin celda sombreada condiciones STC y bajo condiciones de operación (COp) con una irradiancia de <math>989.66 \text{ W/m}^2</math> a una temperatura de celda <math>65 \text{ }^\circ\text{C}</math>; y con una celda del conjunto A 100% sombreada bajo las condiciones de operación. Se presenta las pérdidas como una Diferencia (Dif) y en Porcentaje (%).</i>	145
<i>Tabla IV.16: Valores de los pares ordenados (<math>V_{MP}</math>, <math>P_M</math>), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con sombreado parcial), II (conjunto B sin celda sombreada y conjunto C sin celda sombreada) de la figura IV.27.</i>	146
<i>Tabla IV.17: Parámetros eléctricos (PAEL) medidos para el MFV de 60 celdas, estando una celda del conjunto A 100% sombreada (SI, 100% <math>S_S</math>), una celda del conjunto B con un sombreado parcial (SII, 25%, 50%, 75% y 100% <math>S_S</math>), ninguna celda del conjunto C sombreada (SIII 0% <math>S_S</math>). Los valores normalizados corresponden a los valores de placa (STC) transferidos a las condiciones de operación (COp).</i>	148

<i>Tabla IV.18: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A 100% sombreada asimismo con una celda del conjunto B 100% sombreada, recibiendo una irradiancia de 996.91 W/m<sup>2</sup> a una temperatura de celda 65 °C.-----</i>	<i>151</i>
<i>Tabla IV.19: Valores de los pares ordenados (<math>V_{MP}</math>, <math>P_M</math>), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con celda 100% sombreada), II (conjunto B con celda parcialmente sombreada) y III (conjunto C sin celda sombreada) de la figura IV.31. -----</i>	<i>152</i>
<i>Tabla IV.20: Parámetros Eléctricos (PAEL) medidos para el MFV de 60 celdas, estando una celda tanto del conjunto A como del conjunto B 100% sombreada, asimismo una celda del conjunto C con un sombreado parcial, bajo las Condiciones de Operación (COp) que se indican. Los valores sin sombra fueron trasladados desde los valores estándares de prueba (STC). -----</i>	<i>154</i>
<i>Tabla IV.21: Valores de los pares ordenados (<math>V_{MP}</math>, <math>P_M</math>), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con celda 100% sombreada), II (conjunto B con celda 100% sombreada) y III (conjunto C con celda parcialmente sombreada).-----</i>	<i>158</i>
<i>Tabla IV.22: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A, B y C, 100% sombreada con aquel que no tiene celdas sombreadas, recibiendo una irradiancia de 911.14 W/m<sup>2</sup> a una temperatura de celda 61.11 °C. -----</i>	<i>159</i>
<i>Tabla IV.23: Valores de los parámetros eléctricos (PAEL) bajo STC de los MFV'S que se usaron en el experimento. -----</i>	<i>160</i>
<i>Tabla IV.24: Valores para los Parámetros Eléctricos (PAEL) de dos MFV'S en serie sin sombrear bajo las Condiciones de Operación (COp).-----</i>	<i>161</i>
<i>Tabla IV.25: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) que corresponden a la Sección SII de la figura IV.39 de la combinación serie para el caso en que una celda del conjunto A del MFV1 se le aplica un sombreado controlado; las demás celdas del conjunto B y C del MFV1 así como las celdas de los conjuntos A, B y C del MFV2 no están sombreadas. La columna 2 proporciona los valores de la conexión serie de los módulos sin sombrear obtenidos de los valores medidos en la tabla IV.21 trasladados a las Condiciones de Operación (COp) que se indican. -----</i>	<i>164</i>
<i>Tabla IV.26: Valores de los parámetros eléctricos que corresponden a una curva I-V virtual que se identificó en la Sección I de la gráfica IV.39. -----</i>	<i>165</i>
<i>Tabla IV.27: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) que corresponden a la Sección SIII de la figura IV.41 para el caso en que se tiene una celda del conjunto A del MFV1 completamente sombreadas más una celda del conjunto B del MFV1 con sombreado parcial además de 80 celdas sin sombrear: 20 que integran al conjunto C del MFV1 y 60 celdas del MFV2.-----</i>	<i>168</i>
<i>Tabla IV.28: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V de la Sección SIV de la figura IV.43 de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo las celdas del conjunto A y B del MFV1 completamente sombreadas, una celda del conjunto C del MFV1 con sombreados parciales, y el MFV2 sin celdas sombreadas. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones. -----</i>	<i>171</i>
<i>Tabla IV.29: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V de la Sección SV en la figura IV.45 de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo el MFV1 completamente sombreado y una celda del conjunto A del MFV2 con sombreados parciales teniendo las celdas del conjunto B y C del MFV2 sin sombrear. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones. -----</i>	<i>174</i>
<i>Tabla IV.30: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V, que corresponden a la Sección SVI en la figura IV.47, de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo el MFV1 completamente sombreado y una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreados parciales, teniendo las celdas del conjunto C del MFV2 sin sombrear. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones.-----</i>	<i>177</i>
<i>Tabla IV.31: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V, que corresponden a la Sección SVI en la figura IV.49, de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo el MFV1 completamente sombreado y una celda del conjunto A y B del MFV2 completamente sombreada, una</i>	

*celda del conjunto C del MFV2 con sombreados parciales. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones. ----- 180*

*Tabla IV.32: Parámetros eléctricos (PAEL) tanto de los módulos como de las cadenas fotovoltaicas que integran a los SFV-IN y SFV-IS. ----- 184*

*Tabla IV.33: Valores de los parámetros eléctricos para la cadena con sombra y sin sombra, igualmente se incluye las diferencias relativas entre ellos y las perdidas en porcentaje.----- 187*

*Tabla IV.34: Pérdidas por la sombra en la cadena. ----- 189*

## INDICE GENERAL

<b>Resumen</b>	5
<b>Glosario de acrónimos</b>	8
<b>Lista de figuras</b>	10
<b>Lista de tablas</b>	16
<b>Introducción</b>	23
<b>Objetivos</b>	25
Objetivo General	25
Objetivos particulares	25
Alcances	25
Motivación para el desarrollo de la tesis	25
<b>Capítulo I. Conceptos básicos de radiación solar en sistemas fotovoltaicos.</b>	26
I.1 Radiación solar	27
I.1.1 Espectro luminoso	27
I.1.2 Masa de Aire	28
I.1.3 Variación de la magnitud de la irradiancia	29
I.1.4 Irradiación	30
I.1.5 Irradiancia global, directa y difusa	30
I.1.6 Aparatos de medida	31
I.1.7 El concepto de hora solar pico y el recurso solar	32
I.1.8 Fuentes de información para el recurso solar	34
I.2 Geometría solar	35
I.2.1 Geometría del movimiento terrestre	35
I.2.2 Movimiento aparente del Sol	38
I.2.3 Hora oficial y hora solar	41
I.2.4 Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos	43
I.2.5 Sistema estático.	43
I.3 Carta solar	44
I.4 Azimut	45
I.5 Sombra	45
I.6 Inclinación de captación de los rayos solares	46
I.7 Sur verdadero	46
<b>Capítulo II. Fenómenos eléctricos asociados a la tecnología fotovoltaica.</b>	48
II.1 El efecto fotovoltaico y la celda solar	48
II.2 Componentes de una celda solar	48

II.2.1 Semiconductores intrínsecos, tipo P y tipo N	49
II.2.2 Unión P-N	49
II.2.3 El efecto fotovoltaico	52
II.2.4 Contactos eléctricos	53
II.2.5 Antirreflectores	53
II.3 Comportamiento eléctrico de una celda solar	53
II.4 Parámetros eléctricos de una celda solar bajo iluminación	55
II.5 Efecto de la irradiancia sobre los parámetros eléctricos	58
II.6 Efecto del área de captación	58
II.7 Efecto de la temperatura	61
II.8 Resistencia en paralelo	61
II.9 Resistencia en serie	62
II.10 Modelo de doble diodo	63
II.11 Corriente inversa de saturación	64
II.12 Efecto del sombreado en una celda unitaria	66
II.12.1 Efecto en la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ )	68
II.12.2 Efecto en la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ )	69
II.13 El módulo fotovoltaico	70
II.13.1 Celdas solares idénticas en serie	70
II.13.2 Celdas solares idénticas en paralelo.	72
II.13.3 Celdas solares no idénticas	74
II.13.4 Celdas solares no idénticas en serie	75
II.13.5 Celdas solares no idénticas en paralelo	76
II.14 El concepto del módulo	78
II.15 Efecto de la intensidad luminosa	80
II.16 Efecto del sombreado	81
II.16.1 Formación de los puntos calientes	81
II.16.2 Prevención de la formación de los puntos calientes	83
II.16.3 Prevención de corrientes de retorno	84
<b>Capítulo III. Método para el análisis en las características eléctricas por el efecto del sombreado.</b>	<b>85</b>
III.1 Introducción	85
III.2 Infraestructura de medición	85
III.2.1 Celda solar	85
III.2.2 Módulo fotovoltaico	86

III.2.3 Cadena fotovoltaica	87
III.2.4 Estación de medición de curva I-V con simulador solar	87
III.2.5 Simulador solar para iluminar las celdas en serie y paralelo	88
III.2.6 Equipo para medir celdas en serie y en paralelo	89
III.2.7 Estación de medición de curva I-V bajo luz natural	89
III.2.8 Trazador de curvas I-V portátil	90
III.2.9 Objeto para producir sombras controladas	90
III.3 Sombreado en una celda unitaria	91
III.4 Sombreado de dos celdas conectadas en serie y paralelo	92
III.5 Sombras en módulos fotovoltaicos	94
III.6 Dos módulos en serie	96
III.7 Método para la obtención de la azimuth del edificio 3.1	100
III.8 Método para la medición de las cadenas con sombra	102
<b>Capítulo IV. Efecto de los sombreados parciales, descripción de resultados y análisis.</b>	<b>105</b>
IV.1 Introducción	105
IV.2 Celda Solar Base sin sombrear: Características I-V	105
IV.2.1 Comportamiento en obscuridad	105
IV.2.2 Celda solar en iluminación bajo condiciones estándares de prueba	107
IV.3 Efecto del sombreado en una celda	109
IV.3.1 Celda Solar Unitaria (CSU)	109
IV.4 Efecto del sombreado en dos celdas conectadas en paralelo	115
IV.5 Efecto del sombreado en dos celdas conectadas en serie	120
IV.6 Módulo fotovoltaico de 36 celdas	124
IV.6.1 Módulo sin sombra	125
IV.6.2 Módulo con sombreado parcial en una celda	127
IV.6.3 Módulo con sombreado parcial en dos celdas	133
IV.7 Módulo de 60 celdas	138
IV.7.1 Módulo sin sombra	139
IV.7.2 Módulo con sombreado parcial en una celda	140
IV.7.3 Módulo con sombreado parcial en dos celdas	146
IV.7.4 Módulo con sombreado parcial en tres celdas	152
IV.8. Dos módulos de 60 celdas conectadas en serie	159
IV.8.1 Sombreado parcial en un módulo y el otro sin sombrear	161
IV.8.2 Un módulo completamente sombreado y sombras parciales en el otro módulo	171
IV.9 Cadena de 14 módulos en serie	180

IV.9.1. Sombras no simétricas	184
IV.9.2 Sombras simétricas	187
IV.10 Conclusiones	190
<b>Conclusiones generales.</b>	195
<b>Trabajos futuros.</b>	197
<b>Referencias Bibliógraficas</b>	198
<b>Apéndice A.</b>	199

## INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica (ESFV) es un término con el cual se ha popularizado y divulgado la manera de transformar la energía de la luz solar directamente en electricidad mediante los dispositivos llamados celdas solares y módulos fotovoltaicos (MFV), los cuales son los que actúan directamente con el sol para generar electricidad mediante el efecto fotovoltaico (FV).

Dicha tecnología se ha estado usando en nuestro país desde principios de los años 80's en proyectos de electrificación rural, con sistemas fotovoltaicos de tipo autónomo o autosustentado, los cuales, generalmente están conformados con un arreglo fotovoltaico, que es una conexión eléctrica de MFV'S en serie y en paralelo; también tienen un sistema electrónico para condicionar la energía eléctrica producida para el sistema de almacenamiento de energía; y las cargas eléctricas a alimentar (Loads L).

A raíz de los avances tecnológicos en los sistemas de acondicionamiento de energía, especialmente en los inversores, que transforman la corriente directa (CD) en corriente alterna (CA), ha sido posible la creación de sistemas fotovoltaicos que se interconectan a la red eléctrica convencional (REC).

En México se ha visto dos grandes épocas sobre el uso de la tecnología fotovoltaica: en los comienzos de los años 80's y muy cercano al año 2000 en donde la mayoría de los sistemas eran para aplicaciones remotas o aisladas. Los sistemas autónomos tuvieron un auge de aplicación en el medio rural fomentado por cuatro programas principales: **el programa PRONASOL** (1988-1994) para electrificación rural; el **México Renewable Energy Program** (1994-2000) para proyectos de bombeo de agua financiado por el Departamento de Energía de Estados Unidos a través de Sandia National Laboratories; **Energía Renovable para la Agricultura** (2000-2008) para proyectos productivos agropecuarios financiados por el Banco Mundial, el Global Environmental Facility (GEF) y la SAGARPA, operando a través del Fidecomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), **Eficiencia Energética en Proyectos Productivos** (2008-2016), financiado por el Global Environmental Facility y SAGARPA- FIRCO.

A partir del año 2000, se empieza a impulsar el uso de sistemas interconectados a la red eléctrica convencional; y gracias a la reducción del precio de los MFV'S, los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red (SFV-IR) han tenido una gran demanda tanto para las entidades gubernamentales, no gubernamentales, comercios, industrias y usuarios domésticos. Actualmente, se tienen en operación grandes plantas fotovoltaicas además se espera que los próximos años la potencia instalada supere los 500 MW.

La finalidad del desarrollo de los GFV (Generadores fotovoltaicos) es competir con los precios de los combustibles fósiles (entre \$0.50 y \$1.25 pesos por Kwh). Científicos e ingenieros trabajan para mejorar el desempeño/costo. Para lograr esto, es necesario aumentar la eficiencia de conversión de las celdas solares además de la elaboración de módulos reduciendo los costos usando nuevos materiales. También hay que recalcar que el mejoramiento de producción en grandes volúmenes es muy útil para reducir los costos de los MFV'S.

Una de las cualidades de la TFV (Tecnología Fotovoltaica) es en su relativo bajo mantenimiento además de la disponibilidad de la fuente de energía solar. Los sistemas FV se pueden calcular para abastecer grandes potencias o necesidades exactas para el usuario, disminuyendo el costo del sistema además de incrementar el rendimiento. Dependiendo de las necesidades energéticas del usuario el tamaño del sistema se reduce o se incrementa.

Otra cualidad de este sistema es su retorno energético EPBT (Energy Payback Time) que es relativamente corto, la tasa de retorno es alrededor de 3 años, esto es muy importante para que un proyecto sea viable, además de considerar el tiempo de vida de la instalación que es de 20 años con un rendimiento del 80% con respecto a la potencia pico inicial.

Por otro lado, el comportamiento energético de un Sistema Fotovoltaico (SFV) es muy variable ya que está sujeto a externalidades como la variación instantánea de la irradiancia (intensidad de la radiación solar), debido a la aparición de nubes o cambios ambientales fuertes (polvo, lluvia, etc.); como resultado, no es fácil predecir su desempeño saber si habrá días despejados mayor tiempo en el día. En tales casos la energía del sol es atenuada, por esa razón los MFV'S entregaran energía por debajo de la potencia pico ( $P_p$ ). Estos cambios climáticos además de variar la luz del sol, también influyen en la temperatura, como consecuencia en los parámetros eléctricos del MFV, produciendo potencia eléctrica variable a lo largo del día.

Otra externalidad que se debe considerar son las sombras que pudieran proyectarse sobre los MFV'S provenientes de cualquier objeto cercano al obstaculizar el paso de la luz solar, por ejemplo: una casa cercana, una antena, una chimenea, una torre, etc. Esta particularidad es importante, y debe considerarse cuando se tiene pensado instalar un SFV en cualquier lugar determinado debido a que afecta el rendimiento de la instalación puesto que los valores eléctricos son afectados en el momento de generar potencia eléctrica.

Evaluar el incremento de la sombra durante el tránsito solar sobre un módulo, cadena o arreglo fotovoltaico vinculando el área iluminada con la producción de electricidad puede ser indispensable para cuantificar la divergencia en la rentabilidad ligado al cambio de la posición del sol a lo largo del año.

Dado que no se cuenta con estudios sistemáticos del efecto del sombreado sobre la producción de electricidad en plantas fotovoltaicas, el presente trabajo se ha propuesto para proveer de información fehaciente sobre el desempeño energético tanto de celdas, módulos y arreglos fotovoltaicos, y se ha concebido con los siguientes objetivos y alcances.

# **OBJETIVOS**

## **Objetivo General**

Evaluar el efecto del sombreado sobre las características eléctricas de la tecnología fotovoltaica de silicio cristalino.

## **Objetivos particulares**

1. Analizar el efecto del sombreado en una celda solar de silicio cristalino sobre sus características eléctricas con sombreados parciales.
2. Analizar el efecto del sombreado en dos celdas solares conectadas en serie y paralelo sobre su comportamiento eléctrico con sombreados parciales.
3. Analizar el efecto del sombreado en las características eléctricas de un modulo fotovoltaico con 36 y 60 celdas con sombreados parciales.
4. Analizar el efecto del sombreado sobre la producción eléctrica de una cadena fotovoltaica cuando se proyectan sombras.

## **Alcances**

1. A partir del análisis de la curva I-V se podrá entender cual es el efecto del sombreado en una celda, módulo y/o CFV sobre el rendimiento eléctrico del dispositivo.
2. Se establecerá una relación entre los cambios eléctricos observados y la magnitud del área sombreada en una celda solar.
3. Se cuantificara las pérdidas en potencia y energía derivados de la proyección de sombras en un módulo y/o CFV.
4. Este estudio servirá de base para determinar las pérdidas de potencia y energía en cualquier planta fotovoltaica que este sujeto accidentalmente a un sombreado.

## **Motivación para el desarrollo de la tesis**

A pesar de que existe información acerca del efecto del sombreado, lo que se ha publicado no describe detalladamente una base para desarrollar resultados precisos relacionados con el movimiento de la sombra sobre la cadena fotovoltaica.

Es fundamental describir los cambios correspondientes en las características eléctricas debido a la variabilidad que origina en la productividad el efecto del sombreado de una manera más analítica y cuantitativa para poder obtener resultados en todas las situaciones en donde se proyecte el fenómeno.

De la misma manera es necesario obtener la producción diaria, mensual y anual considerando las dimensiones, recorrido de la sombra por el Sol además del tiempo de proyección sobre la cadena fotovoltaica en las temporadas en que los objetos cercanos obstruyen la fuente de energía solar.

Finalmente esto motivó la realización de este trabajo, el cual se ha planteado con los objetivos anteriores.

## CAPITULO I. CONCEPTOS BÁSICOS DE RADIACIÓN SOLAR EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Los sistemas fotovoltaicos son una integración de un conjunto de partes y componentes que se diseñan considerando dos aspectos muy importantes: el aspecto energético y el aspecto técnico eléctrico. El aspecto energético está relacionado con condiciones sobre una demanda de energía que es la requerida por el usuario además del recurso energético solar disponible en la localidad, el cual junto con la tecnología fotovoltaica tienen que suministrar la energía requerida por el usuario a través de un balance energético. El aspecto técnico energético está íntimamente relacionado con la selección propia de los acondicionadores de potencia que permiten acoplar electrónicamente el generador fotovoltaico con las cargas eléctricas, los conductores eléctricos, dispositivos de seguridad que permiten llevar de una manera segura y confiable la electricidad generada por el generador fotovoltaico hasta el punto de consumos por las cargas eléctricas del usuario.

A los acondicionadores de potencia eléctrica, conductores eléctricos y dispositivos de seguridad integran lo que se conoce con el nombre de balance del sistema. La figura I.1 muestra una representación esquemática de un sistema fotovoltaico.



*Figura I.1: Representación esquemática de un SFV.*

Dependiendo de su aplicación los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en tres grandes categorías: sistemas autónomos, sistemas híbridos y sistemas interconectados a la red eléctrica local.

Independientemente de su aplicación, la manera de dimensionar los sistemas fotovoltaicos en términos de la potencia pico a instalar, es a través de un balance energético, en el cual se establece que la energía generada por el arreglo fotovoltaico sea igual a la energía consumida por el sistema eléctrico que incluye el consumo de las cargas eléctricas, los consumos derivados por el uso, almacenamiento, acondicionamiento así también la transmisión de la energía eléctrica. Para el caso de la energía generada esta se estima en términos de la potencia pico a instalar, el recurso solar, la localidad, la temperatura ambiente y las condiciones ambientales, sin embargo, existen externalidades que en muchas ocasiones afecta la generación de electricidad que no se han estudiado, como es el caso de sombras que producen objetos cercanos a la instalación fotovoltaica que reducen la potencia generada además pueden ocasionar problemas eléctricos en la instalación fotovoltaica.

En este capítulo se proporcionan los conceptos básicos con la tecnología fotovoltaica tales como masa de aire, irradiancia, recurso solar, etc.

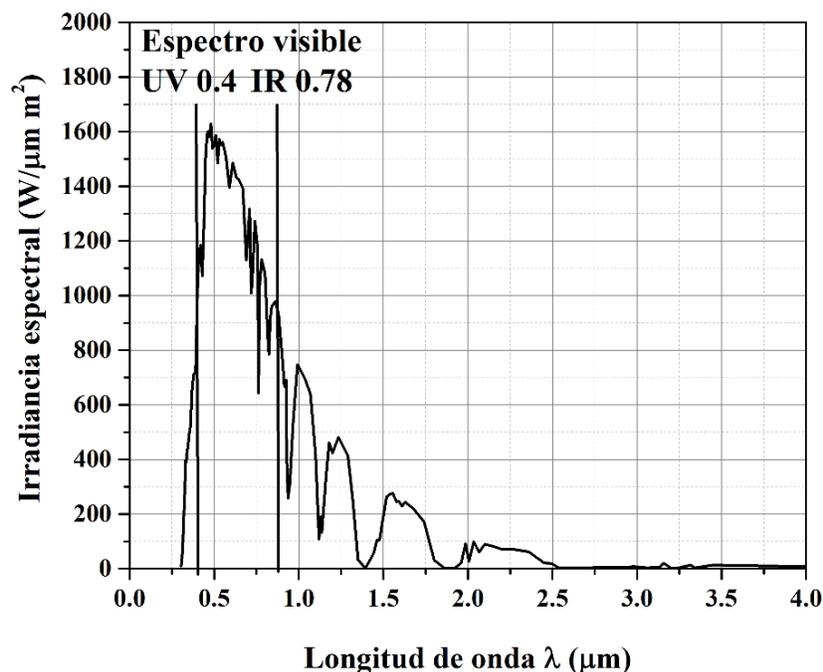
## I.1 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. Este cuerpo celeste es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 5800 K en cuyo lugar tiene una serie de reacciones de fusión nuclear, que producen una pérdida de masa que se transforma en energía.

Esta energía es liberada por el Sol, igualmente es transmitida hacia el exterior por medio de radiación solar.

### I.1.1 Espectro luminoso

La luz generada por el Sol o por cualquier fuente de luz está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia que tienen un cierto rango además se le llama espectro luminoso. Las ondas de frecuencias bajas del espectro solar llamadas ondas infrarrojas son las que proporcionan el calor igualmente las de alta frecuencia son las ultravioletas que nos proporcionan la fotosíntesis y el bronceado de la piel. Esos 2 extremos forman parte del espectro solar. La variación de la longitud de onda nos indica la variación de la intensidad luminosa. La figura I.2 nos muestra la composición del espectro luminoso.

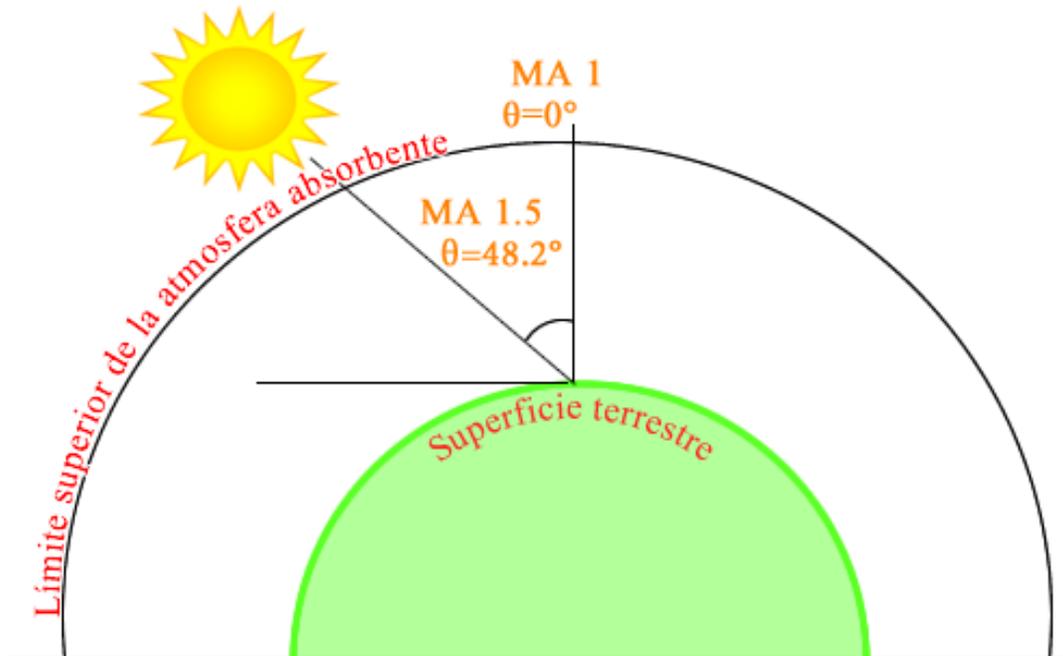


*Figura I.2: Espectro luminoso de la radiación solar. [1]*

El color de la luz solar depende de la composición de frecuencias. La intensidad y las frecuencias del espectro luminoso generado por el Sol sufren alteraciones debido al paso en la atmosfera. La absorción, reflexión y dispersión de la luz incidente por el Sol son factores que afectan a la luz. Los gases existentes en la atmosfera forman parte de filtros para ciertas frecuencias, disminuyendo su amplitud o siendo absorbidas completamente. El proceso fotovoltaico responde a cierto rango de frecuencias dentro del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. Esto se hace especificando un parámetro denominado masa de aire.

### I.1.2 Masa de Aire

La posición relativa del Sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos del Sol caen formando un ángulo de  $90^\circ$  respecto a la horizontal, se dice que el Sol ha alcanzado el zenit. Para esta posición la radiación directa del Sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el Sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la masa de aire es mayor. La figura I.3 ilustra esta situación.



*Figura I.3: Masa de aire. [2]*

A la posición del Sol en la zenit se le denomina con el valor de masa de aire 1 (MA 1). La masa de aire se puede calcular por medio de la expresión [3]:

$$\text{Masa de Aire} = \frac{1}{\cos \theta} \quad (\text{I.1})$$

En el cual  $\theta$  es el ángulo formado entre la posición de la zenit y la posición del Sol en ese momento,  $\cos \theta$  es el valor del coseno de ese ángulo, el que varía su magnitud de la masa de aire entre 1 y 0 para  $0^\circ$  y  $90^\circ$  respectivamente. Para valores de  $\theta$  mayores a  $0^\circ$  el valor es siempre menor a la unidad, de manera que el valor de la masa de aire se incrementa. Valores para la masa de aire arriba de la unidad indica que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera. El ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado con la expresión anterior. Se deduce así que una masa de aire de 1.5 corresponde a un ángulo de  $\theta=48^\circ$  aproximadamente. Fuera de la atmósfera, no hay masa de aire, y al espectro de la radiación solar se le denomina MA 0, la intensidad de la potencia de la radiación solar por unidad de área llamada irradiancia,  $G$ , tiene un valor “casi” constante de  $1356 \left(\frac{W}{m^2}\right)$ .

### I.1.3 Variación de la magnitud de la irradiancia

Fuera de la atmósfera se ha establecido que la potencia de la radiación solar por unidad de superficie es de  $1356 \left(\frac{W}{m^2}\right)$ . Al entrar los rayos solares a la atmósfera su potencia se atenúa y para un captador fijo sobre la superficie terrestre, variará desde cero hasta un valor máximo. Es claro que el valor mínimo de la irradiancia que se recibe en un captador se lleva a cabo durante la noche, y a partir del inicio del amanecer el espesor de la masa de aire relativa al captador empieza a disminuir hasta llegar a un valor máximo que es cuando el Sol se encuentra en el cenit del captador.

En la figura I.4 se muestra el espectro de la radiación solar fuera de la atmósfera, el espectro de la radiación solar que recibe un captador colocado a nivel del mar cuando el Sol está en su cenit, sin absorción molecular y sin partículas suspendidas en el aire. Bajo estas condiciones el área bajo la curva de dichos espectros nos proporciona la magnitud de la irradiancia en ese instante. Para el caso fuera de la atmósfera, es una magnitud de  $1353 \left(\frac{W}{m^2}\right)$  mientras que para espectro MA 1 es de  $956 \left(\frac{W}{m^2}\right)$ .

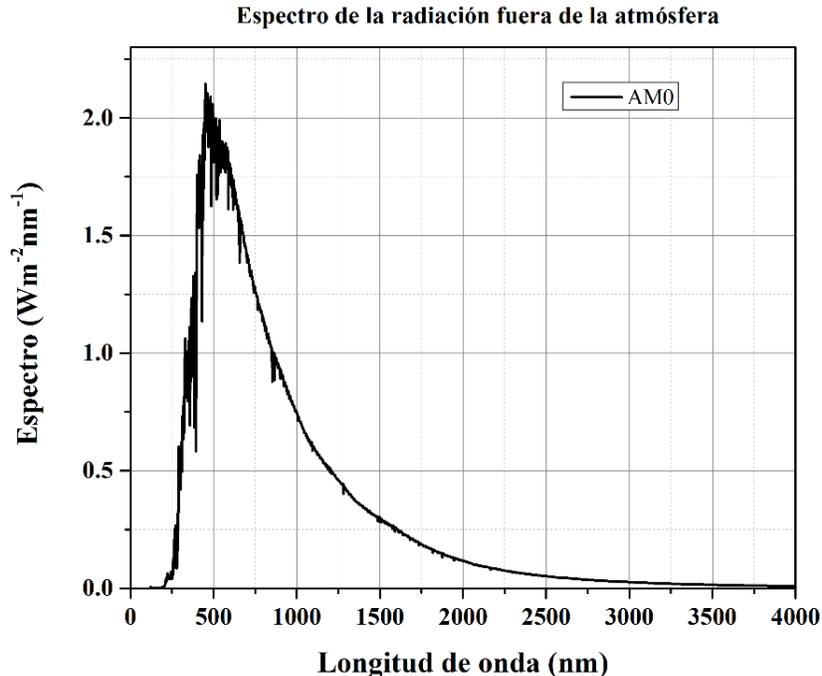


Figura I.4: Espectro de la radiación fuera de la atmósfera. [3]

Se ha estimado que para localidades ubicadas a las altitudes de 3000 m sobre el nivel del mar el espectro MA 1 tiene una potencia de  $1050 \left(\frac{W}{m^2}\right)$ ; tomando en consideración la magnitud de la potencia de la radiación solar para el espectro MA 1 sobre el nivel del mar se ha considerado normalizar el valor de la irradiancia con una magnitud de  $1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)$ . Dicha magnitud recibe el nombre de potencia pico.

### I.1.4 Irradiación

A la cantidad de energía solar que recibe un captador en la unidad de tiempo se le llama irradiación, la cual se establece como el producto de la irradiancia por el tiempo de captación. Ya que la unidad de tiempo en el sistema internacional unidades es el segundo (s).

La irradiación solar tendrá como unidades  $\left(\frac{Ws}{m^2}\right)$ , como producto de un watt por un segundo se le denomina joule, entonces la irradiación se puede expresar en  $\left(\frac{J}{m^2}\right)$ .

Ya que una hora tiene 3600 s un  $\left(\frac{Wh}{m^2}\right)$ , es:  $1\frac{Wh}{m^2} = 3600\frac{J}{m^2}$ .

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de la irradiación en un lugar. La más conveniente para nuestra aplicación es el Kilowatt hora por metro cuadrado  $\left(\frac{kWh}{m^2}\right)$ , o su valor equivalente en miliwatt hora por centímetro cuadrado  $\left(\frac{mWh}{cm^2}\right)$ . Si la energía del Sol se utilizara para calentar agua, resulta más conveniente usar como unidad de calorías por metro cuadrado  $\left(\frac{cal}{m^2}\right)$  o los  $\left(\frac{Btu}{ft^2}\right)$  (*British Thermal Units* por metro cuadrado). La reducción de una cantidad a otra puede hacerse recordando que  $1\left(\frac{kWh}{m^2}\right) = 860\left(\frac{cal}{m^2}\right) = 317.02\left(\frac{Btu}{ft^2}\right)$ .

### I.1.5 Irradiancia global, directa y difusa

Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la irradiancia en una localidad depende de las condiciones atmosféricas y la posición del Sol respecto al horizonte.

La presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar (ver figura I.5). Las zonas desérticas dada la carencia de nubes, tienen los mayores valores de irradiancia en el planeta. La posición del Sol respecto a la horizontal cambia durante el día igualmente en las estaciones del año. La magnitud de la irradiancia al amanecer y al atardecer, así como en el invierno, es menor con respecto al medio día o en el verano.

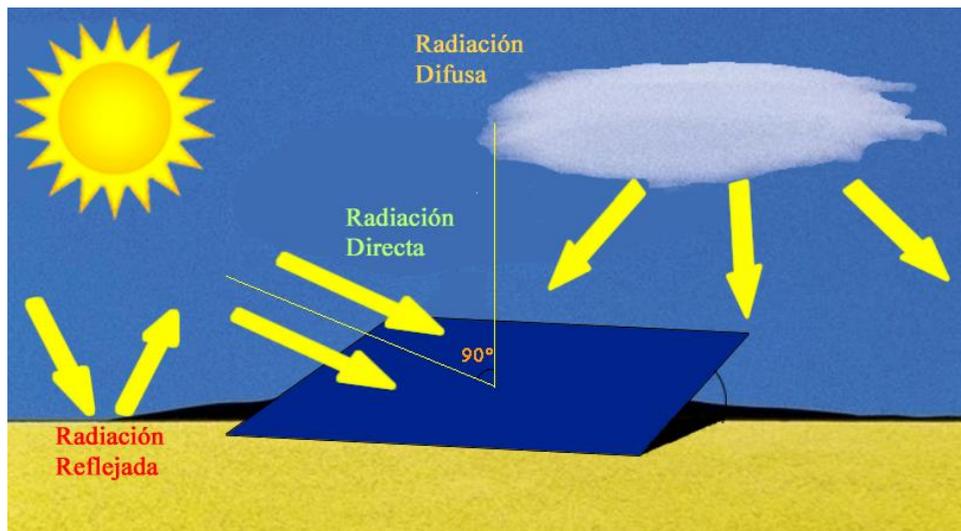


Figura I.5: Tipos de radiación sobre una superficie. [2]

Debido a lo anterior un captador ubicado horizontalmente recibe a la radiación con dos componentes: los rayos directos que llegan al captador sin desviación conforman lo que recibe el nombre de radiación directa normal, así también, los rayos directos que son dispersados por las nubes, moléculas de agua, partículas suspendidas o aerosoles, los cuales no presentan una dirección predeterminada; en conjunto forman lo que se conoce con el nombre de radiación difusa.

Cuando el captador está inclinado con respecto a la horizontal, este puede recibir más radiación solar que puede provenir de la reflexión especular o reflexión dispersada.

Y en consecuencia los captadores inclinados recibieron mayor irradiancia respecto a los captadores horizontales. A la suma de la radiación directa normal con la radiación difusa se le llama la radiación global.

### I.1.6 Aparatos de medida

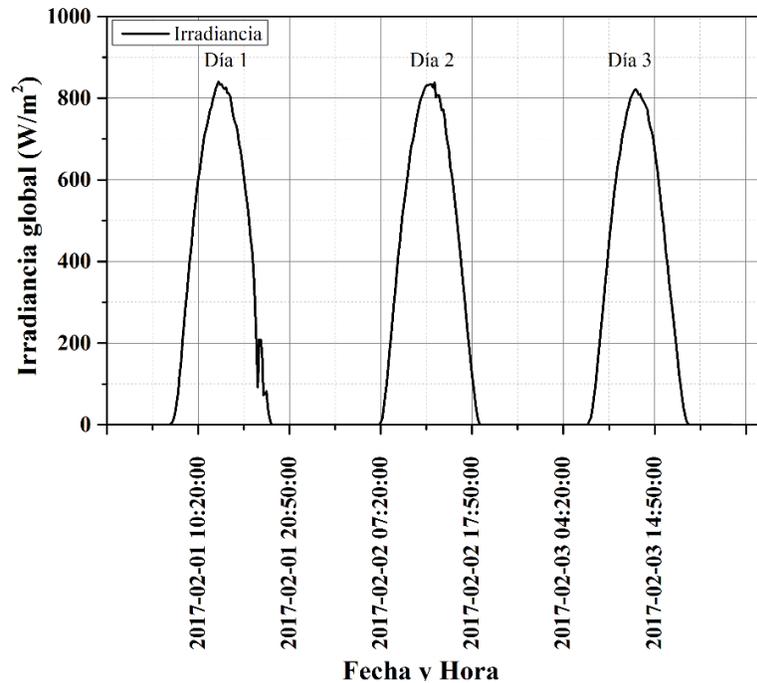
La radiación solar se mide de manera indirecta por los efectos que ocasionan los cuerpos que la absorben. Es una noción común que cualquier objeto que está recibiendo radiación solar se caliente, así mismo hay un dispositivo que pueda medir este tipo de comportamiento, con el cual es posible determinar el valor de la irradiancia.

Los piranómetros son termopilas que han sido diseñadas para que puedan establecer una relación uno a uno entre la magnitud de la irradiancia que se recibe y la potencia eléctrica que se produce. La figura I.6 muestra equipos de medición para la radiación global, para la radiación directa y difusa en el Instituto de Energías Renovables (IER).



*Figura I.6: a) El piranómetro mide la radiación global así mismo el periheliómetro mide la radiación directa. b) El piranómetro está midiendo la radiación difusa debido a que la radiación directa no está siendo captada por el aparato de medición. [4]*

Por conveniencia internacional todos los datos de la magnitud de la irradiancia que se reportan están referidas a piranómetros globales horizontales con los cuales también es posible medir la radiación difusa. La gráfica mostrada en la figura I.7 muestra el comportamiento típico de la irradiancia en la estación meteorológica del IER-UNAM.

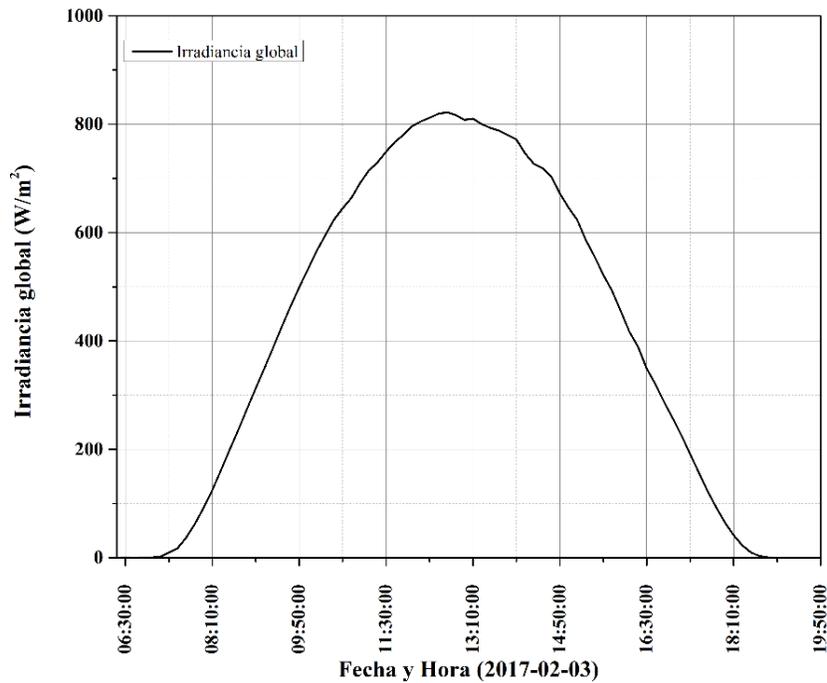


*Figura I.7: Tres días de irradiancia medidas en la estación meteorológica de la UNAM. [5]*

### **I.1.7 El concepto de hora solar pico y el recurso solar**

Con la idea de establecer un parámetro para determinar la energía solar que estuvo disponible durante un día dado, la integral del área bajo la curva del comportamiento de la irradiancia global horizontal como función de la hora del día, nos proporciona la magnitud de dicha energía.

Por ejemplo en la figura I.8 se muestra el comportamiento de la irradiancia para el día 3 de febrero del 2017 medida en la estación meteorológica de IER-UNAM. El área bajo esta curva, que se determina integrando la irradiancia respecto del tiempo arroja un valor de  $5520 \frac{Wh}{m^2}$ . Este valor de irradiación para ese día en esa localidad; formará parte de lo que llamaremos el recurso solar de la localidad.

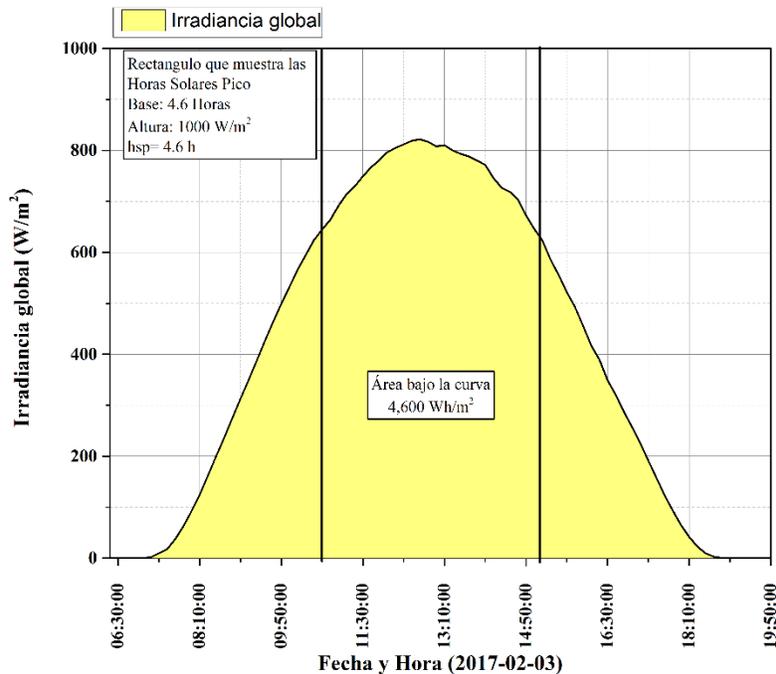


**Figura I.8: Medición de la irradiancia en la estación meteorológica del IER-UNAM. [5]**

Una manera muy práctica de manipular los valores de la irradiación diaria de una localidad es transformando las unidades  $\frac{Wh}{m^2}$  a una nueva unidad llamada la *hora solar pico*, *hsp*, la cual se define como la energía capturada en una hora en un captador que está recibiendo una irradiancia constante de  $1000 \frac{W}{m^2}$  (pico de la irradiancia); es decir:

$$1 \text{ hsp} = 1000 \frac{W}{m^2}$$

La figura I.9 muestra un ejemplo del concepto de hora solar pico. El comportamiento “irradiancia vs el tiempo” cuya integral definida se determina con un valor de  $4600 \frac{Wh}{m^2}$ , ha sido sustituida por un rectángulo cuya altura es el pico de irradiancia y cuya base tiene una magnitud de 4.6 horas centrada al mediodía solar.



*Figura I.9: La ventana muestra el punto de máxima irradiación. [5]*

### I.1.8 Fuentes de información para el recurso solar

El recurso solar para una localidad puede ser medido o estimado mediante modelos matemáticos basados en mediciones satelitales. En nuestro país se ha hecho un esfuerzo notable en los últimos 18 años con el objetivo de tener datos confiables sobre el recurso solar.

Dentro de estos esfuerzos destaca lo que ha realizado la Secretaría de Energía (SENER) que tiene una página de internet (<https://dgel.energia.gob.mx/inere/>) identificada como inventario de energías renovables.

El Instituto de Geofísica de la UNAM (<http://www.geofisica.unam.mx/servicios-geofisicos.html>) a través de su laboratorio está administrando una serie de estaciones meteorológicas para cuantificar el recurso solar nacional. Estas fuentes de información están disponibles al público y están disponibles en las páginas internet correspondientes.

También existen organizaciones internacionales como SANDIA National Laboratories (<http://photovoltaics.sandia.gov/weather/Weather.htm>) o el National Renewable Energy Lab (NREL) (<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>) que en sus páginas de internet tienen bases de datos sobre el recurso solar mundial, incluyendo a México, en todos los casos se deben tener presente cual ha sido la metodología en que se usó para determinar dichas bases de datos y la resolución espacial con la cual fueron calculados.

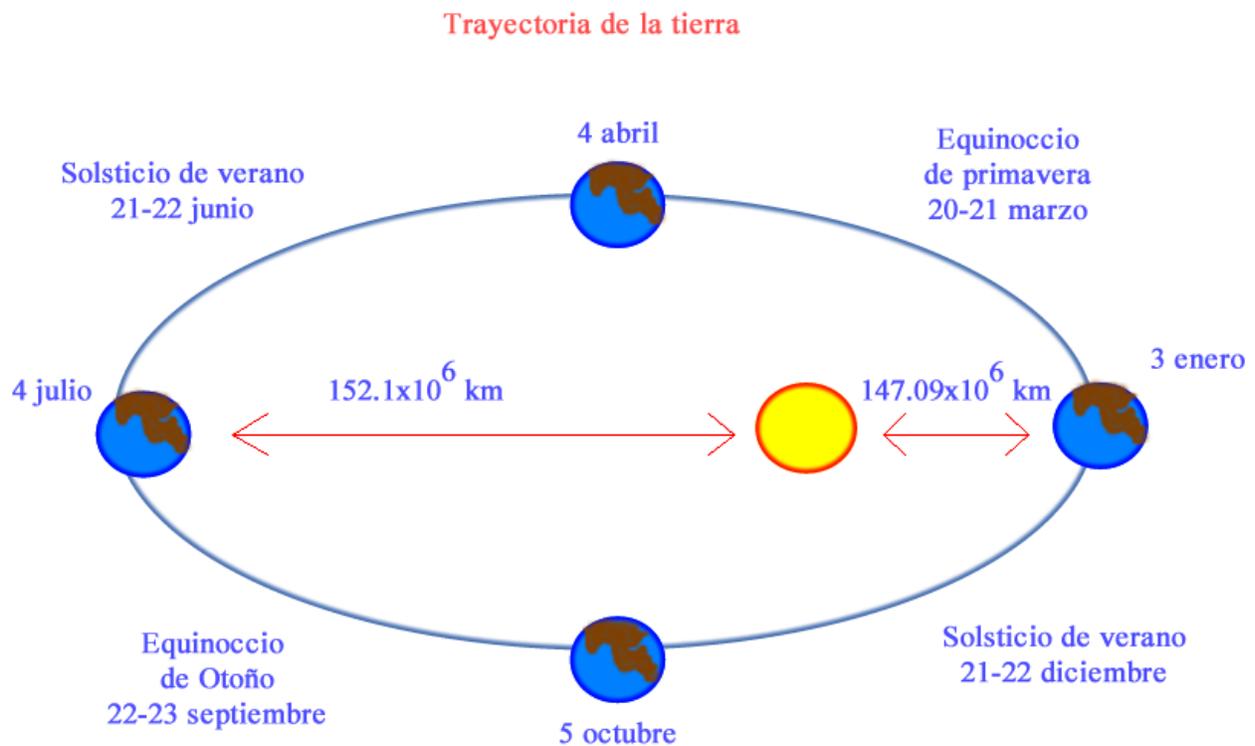
Otro sitio donde se puede consultar el recurso solar además de otros factores meteorológicos es por parte de la NASA (National Aeronautics and Space Administration), ahí hay una base de datos que se puede consultar para cualquier parte del mundo (<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>).

## I.2 Geometría solar

La geometría solar es uno de los tópicos de la ciencia más importantes en el estudio de la radiación solar ya que, su conocimiento, permite determinar y conocer la trayectoria aparente del Sol para un observador situado la superficie terrestre. Con ella, se puede definir orientación y declinación óptima para captadores solares como lo son los AFV y los sistemas de tecnología solar (TS).

### I.2.1 Geometría del movimiento terrestre

El movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y de un giro sobre su eje. En el movimiento de traslación de la Tierra se desplaza alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el Sol ocupa una de los focos. La duración de este movimiento es de 365.24 días que se define como año. El plano de la trayectoria se llama “eclíptica”. La Figura I.10 muestra dicha trayectoria.



*Figura I.10: Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio Norte. [2]*

Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre el Sol y la Tierra durante el movimiento de traslación es variable. Una ecuación simple para describir esta distancia es [2]:

$$r = r_0 \left( 1 + 0.017 \operatorname{sen} \left( \frac{2\pi(d_n - 93)}{365} \right) \right) \quad (\text{I.2})$$

$d_n$  = Número del día del año.

$r_0$  = Distancia promedio en el trayecto 149, 597, 870.7 km = 1UA (Unidad astronómica).

Por ejemplo: La distancia entre el Sol y la Tierra para el día 9 de abril del año 2012 se determina de la siguiente manera.

$d_n = 9$  de abril = 99.

$$r = 149,597,870.7 \times 10^3 \left( 1 + 0.017 \operatorname{sen} \left( \frac{2\pi(99 - 93)}{365} \right) \right) = 149.6024552 \times 10^9 \text{ m} \quad (\text{I.3})$$

$$= 149,602,455.2 \text{ km}$$

La distancia entre el Sol y la Tierra es  $149,602,455.2 \text{ km} \approx 150 \times 10^6 \text{ km}$ .

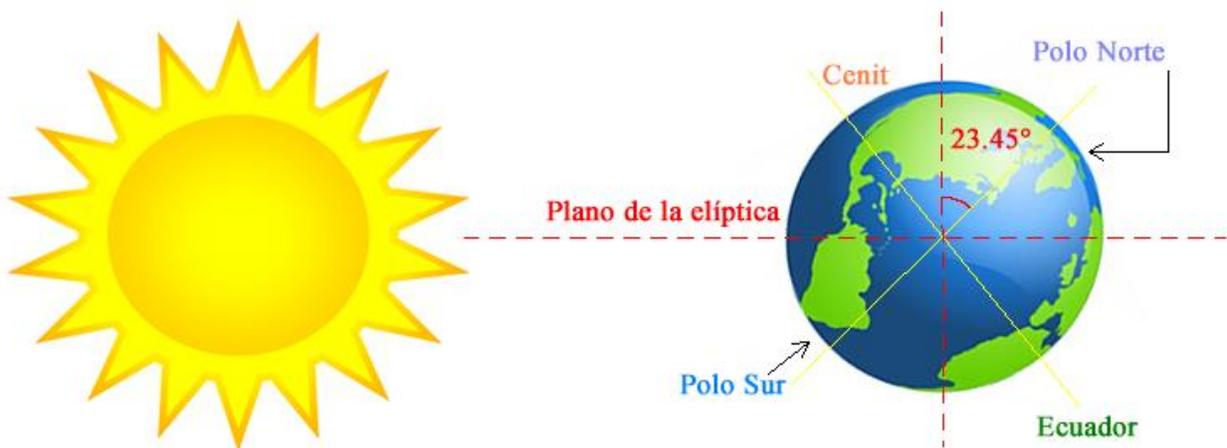
La corrección debido a la excentricidad de la elipse se calcula con la siguiente ecuación [2]:

$$\epsilon_0 = \left( \frac{r_0}{r} \right)^2 = 1 + \left( (0.033) \left( \cos \left( \frac{2\pi d_n}{365} \right) \right) \right) \quad (\text{I.4})$$

Entonces la corrección debido a la excentricidad en el ejemplo anterior para el día 9 de abril del año 2012.

$$\epsilon_0 = \left( \frac{r_0}{r} \right)^2 = \left( \frac{149597870.7 \times 10^3}{149602455.2 \times 10^3} \right)^2 = 0.99 \quad (\text{I.5})$$

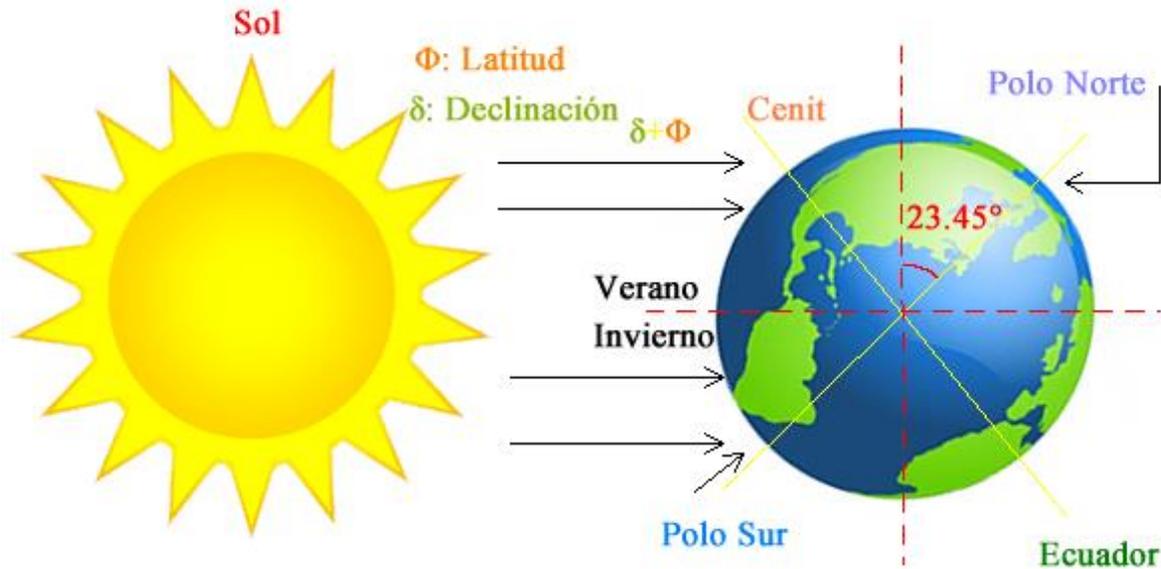
En el movimiento de giro, la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de  $23.45^\circ$ . Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une la Tierra con el Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es causa de las estaciones del año además de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que en verano, ver figura I.11.



**Figura I.11: Eje polar y plano de la eclíptica. [2]**

Utilizando la ecuación I.2 puede comprobarse que la distancia entre el Sol y la Tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio Norte. Así mismo, el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el Sol y la Tierra.

Este ángulo se denomina declinación representado por la letra griega  $\delta$ ; ver figura I.12, puede ser calculado de forma aproximada con la ecuación I.6 (en grados) y representado en la figura I.13.



*Figura I.12: Posición de la Tierra respecto al Sol en el solsticio de invierno. [2]*

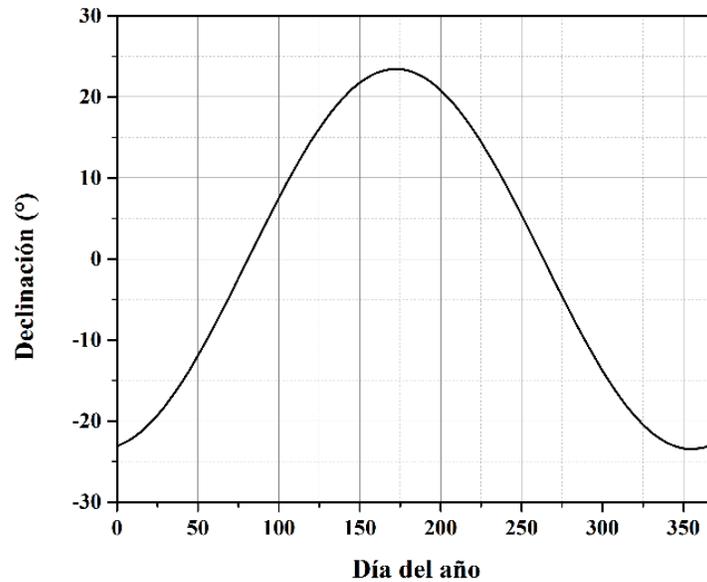
En esta ecuación se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día. Asimismo, el criterio de signos supone considerar positivos ángulos situados al Norte del ecuador terrestre. [2]

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left( \frac{2\pi(d_n + 284)}{365} \right) \quad (\text{I.6})$$

Calcularemos la declinación para el día 9 de abril del 2012.

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left( \frac{2\pi(99 + 284)}{365} \right) \quad (\text{I.7})$$

La declinación con respecto al Sol en ese día es de  $7.15^\circ$ .



**Figura I.13: Declinación con respecto al día del año.**

### 1.2.2 Movimiento aparente del Sol

El movimiento combinado que realiza la Tierra es percibido como un movimiento aparente del Sol a través de la esfera celeste respecto a la superficie terrestre. Este movimiento aparente puede ser descrito mediante ecuaciones vectoriales referidas a dos sistemas de referencia, uno ligado a los ejes terrestres y otro a los ejes locales. Antes, es necesario situar el punto de observación en la superficie terrestre mediante su pertenencia a un meridiano y su distancia angular al plano ecuatorial.

El meridiano es un arco imaginario que recorre desde el polo Norte hasta el polo Sur, y es el lugar geométrico de todos los puntos con la misma longitud. La palabra meridiano viene del latín *meridies* (mediodía): el mediodía solar es el instante en que todos los puntos pertenecientes a un mismo meridiano observan el Sol en un lugar intermedio entre el amanecer y ocaso, alcanzado la altura máxima en el cielo.

Por otra parte, la intersección de los planos paralelos al ecuatorial con la superficie terrestre define los círculos de latitud, o lugares geométricos de aquellos puntos con la misma distancia angular respecto al ecuador, la latitud suele representarse por la letra  $\Phi$ .

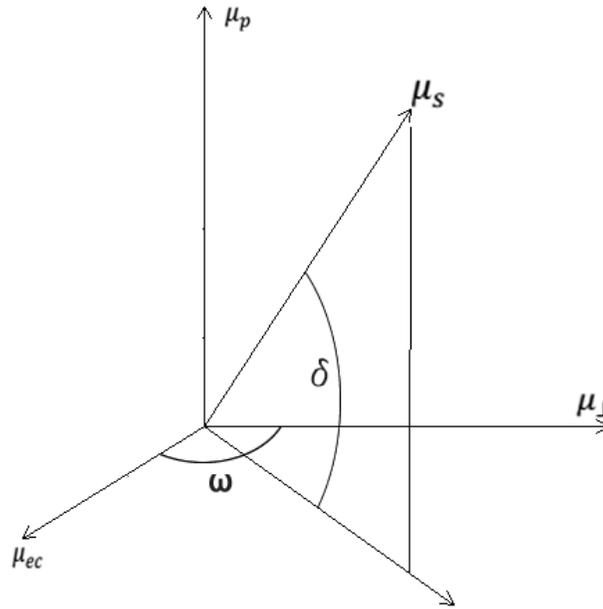
Dado que el plano ecuatorial define 2 hemisferios, la latitud es un ángulo con signo. De forma equivalente a lo convenido para la declinación, tendrá signo positivo para la parte Norte del ecuador y negativo para la parte Sur del ecuador.

El sistema basado en el eje terrestre, ligados a un meridiano, está compuesto por 3 vectores unitarios siguientes, figura I.14.

$\mu_p$ : Vector polar, con la dirección del eje de rotación terrestre y sentido de Sur a Norte.

$\mu_{ec}$ : Vector ecuatorial, contenido en el plano ecuatorial terrestre y dirigido hacia la intersección entre este plano y el meridiano (por tanto, indicando la dirección del mediodía solar).

$\mu_{\perp}$ : Vector que resulta del producto vectorial  $\mu_p \times \mu_{ec}$ , y por tanto perpendicular al plano definido por los vectores polar y ecuatorial en dirección hacia el Este.



**Figura I.14: Sistema de coordenadas basado en los ejes terrestres. [2]**

El vector solar,  $\mu_s$ , referido a los ejes terrestres dependen de la declinación y de un ángulo denominado hora solar ( $\omega$ ) según la ecuación I.8. El ángulo hora solar, también denominado tiempo solar verdadero, o aparente, mide la diferencia entre el instante en cuestión y el mediodía solar. De esta forma la hora al medio día es nula, negativa por la mañana y positiva por la tarde.

Así, cuando el Sol esté situado en el primer cuadrante de este sistema de referencia, figura I.14 ya habrá amanecido pero no habrá alcanzado el medio día solar, y por tanto el ángulo  $\omega$  tendrá signo negativo (de ahí el signo negativo que acompaña a  $\mu_{\perp}$  en la ecuación I.8. Además en este primer cuadrante el Sol está por encima del plano ecuatorial, por lo tanto, la declinación es positiva, figura I.15. [2]

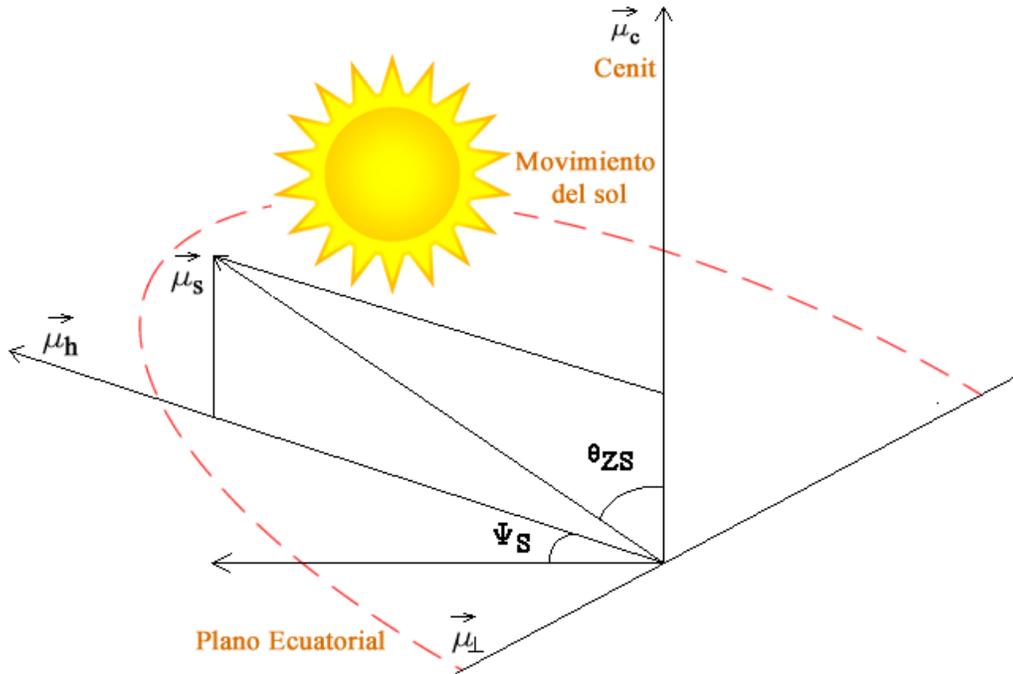
$$\mu_s = [\cos(\delta) \cos(\omega)] \cdot \vec{\mu}_{ec} - [\cos(\delta) \sin(\omega)] \cdot \vec{\mu}_{\perp} + \sin(\delta) \cdot \vec{\mu}_p \quad \text{(I.8)}$$

El sistema basado en los ejes locales está ligado a un meridiano y a un punto del mismo con latitud  $\Phi$ .

$\mu_c$ : Vector cenital, perpendicular a la superficie terrestre.

$\mu_h$ : Vector tangente en dirección al ecuador y, por tanto, dirigido hacia el horizonte Sur en el hemisferio Norte, y hacia el horizonte Norte en el hemisferio Sur.

$\mu_{\perp}$ : Vector perpendicular al plano definido por  $\mu_c$  y  $\mu_h$  en dirección hacia el Este.



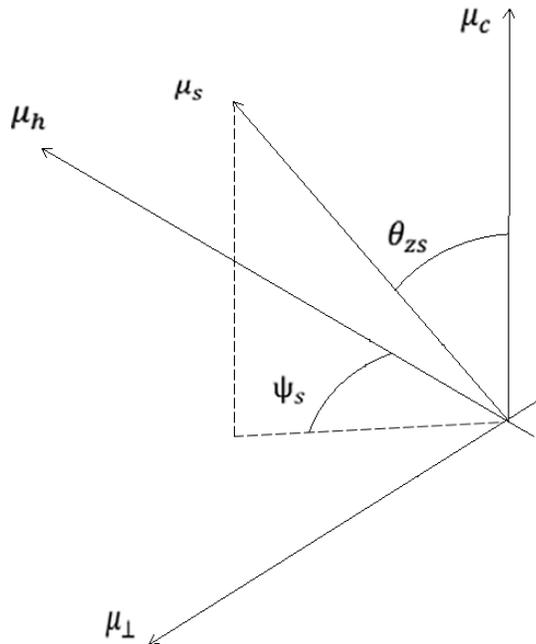
**Figura I.15: Movimiento aparente del Sol desde un lugar de la Tierra. [2]**

Dado que el vector  $\mu_h$  está orientado hacia el ecuador, para que el vector  $\mu_{\perp}$  siempre esté dirigido hacia el Este debe de ser el resultado del producto vectorial  $\mu_c \times \mu_h$  en el hemisferio Norte, y  $\mu_h \times \mu_c$  en el hemisferio Sur.

El vector solar referido a los ejes locales; ecuación I.9, depende del ángulo azimutal solar ( $\Psi_s$ ) y del ángulo cenital solar  $\theta_{zs}$ , figura I.16. El azimut solar es el ángulo formado por el meridiano solar y el meridiano del lugar (Sur en el hemisferio Norte y Norte en el hemisferio Sur). Éste ángulo es cero en el mediodía solar, negativo por la mañana y positivo por la tarde. [2]

$$\mu_s = [\cos(\Psi_s) \sin(\theta_{zs})] \cdot \vec{\mu}_h - [\sin(\Psi_s) \sin(\theta_{zs})] \cdot \vec{\mu}_{\perp} + \cos(\theta_{zs}) \cdot \vec{\mu}_c \quad \text{(I.9)}$$

Éste criterio explica el signo negativo que acompaña a  $\mu_{\perp}$  en la ecuación I.8. El ángulo cenital solar es el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar. Su complementario es la altura o elevación solar.



*Figura I.16: Sistema de coordenadas basado en los ejes locales. [2]*

### I.2.3 Hora oficial y hora solar

Para calcular el tiempo solar aparente a partir de la hora oficial (la que podemos leer en un reloj convencional), es necesario realizar varias correcciones. Entendemos primero el origen de la hora oficial y a continuación analizaremos brevemente las complicaciones derivadas de emplear el movimiento terrestre como medida temporal.

La hora oficial en un punto del planeta es una medida del tiempo ligada a un meridiano, denominado huso horario, que sirve de referencia para una hora determinada. En la actualidad existen 39 zonas temporales diferentes, si bien la primera propuesta realizada en 1879 dividía al planeta en 24 zonas que abarcaban  $15^\circ$  cada una. Todos los husos horarios se cuentan a partir del meridiano de Greenwich (denominado huso horario GMT) considerando positivos aquellos que situados al Este de este huso horario origen. Por ejemplo, en México el horario situado en  $75^\circ$  O y de ahí que se le denomine como GMT-6. De esta forma, la hora oficial de México está retrasada 6 horas a las que corresponde el meridiano de Greenwich. Así se entiende la necesidad de añadir una corrección que tenga en cuenta la distancia angular entre el meridiano local y la longitud del uso horario.

Calculamos la corrección con  $\Delta\lambda = \lambda_L - \lambda_H$ , siendo  $\lambda_L$  la longitud local y la  $\lambda_H$  longitud del huso horario. Con el criterio de signos que considera positivas las longitudes de los meridianos situados al Este del meridiano de Greenwich,  $\Delta\lambda$  es positiva cuando la localidad está situada al Este de su huso horario. En este caso, su hora oficial estará retrasada respecto a su hora solar local. Como diferencia adicional entre la hora solar y la hora solar local, debe tenerse en cuenta que algunos estados deciden utilizar un horario de verano para ahorro de energía adelantando 60 minutos la hora local.

Ahora bien, el movimiento de traslación y rotación terrestre como una medida de tiempo constante no está exento de problemas. Es posible comprobar que la duración del día solar real, definido

como el tiempo que transcurre entre dos pasos consecutivos del Sol por el meridiano local, varía a lo largo del año. El promedio anual de esta variación es nulo, y de ahí que se emplee el denominado día solar medio cuya duración es constante a lo largo del año e igual al valor medio de la duración del día solar real. El día solar medio ha estado tradicionalmente ligado a la denominación GMT (Greenwich Mean Time), aunque desde 1972 la media del día solar medio ha sido sustituida por la UTC (Coordinated Universal Time). La relación entre el tiempo solar medio y el tiempo solar real o aparente se expresa en la denominada ecuación del tiempo, EOT. Esta ecuación incluye dos de las causas más importantes por la que la duración del Sol varía con el paso de las estaciones: la órbita elíptica alrededor del Sol y el ángulo de inclinación del plano de la eclíptica respecto al plano ecuatorial. La ecuación I.10, figura I.17, proporciona el valor de la ecuación del tiempo en minutos. [2]

$$EOT = 229.18(-0.0334 \sin(M) + 0.04184 \sin(2M + 3.5884)) \quad (\text{I.10})$$

En el cual M (en radianes) está relacionado con el día del año a través de la relación  $M = \frac{2\pi}{365.24} d_n$ .

Las correcciones necesarias para traducir la hora oficial, TO, en la hora solar real, w, quedan sintetizadas en la ecuación [2]:

$$\omega = 15(TO - AO - 12 + \Delta \lambda + \frac{EOT}{4}) \quad (\text{I.11})$$

En el cual AO es el adelanto oficial durante el horario de verano. En esta ecuación, TO y AO están en horas,  $\omega$ ,  $\Delta \lambda$  en grados y EOT en minutos.

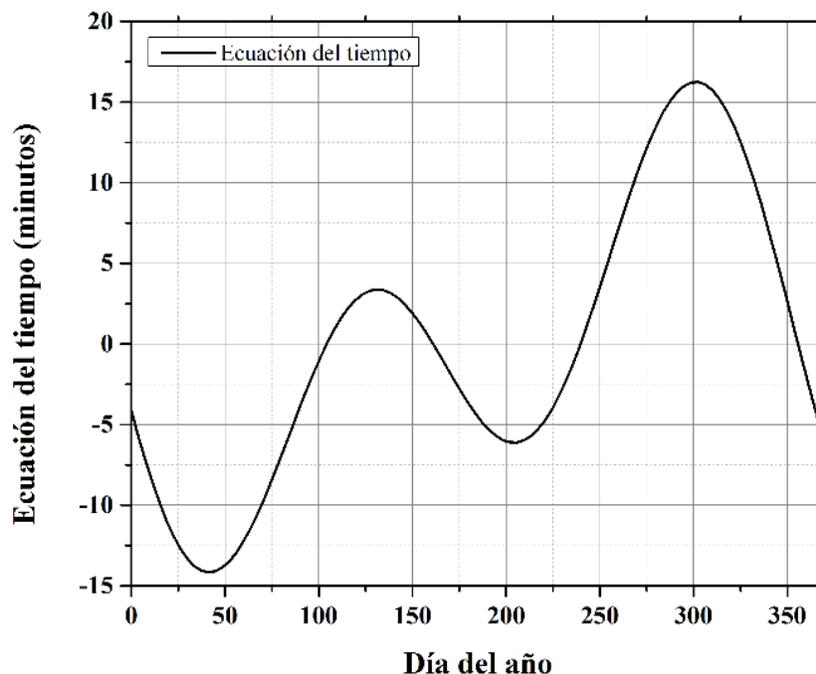


Figura I.17: Ecuación del tiempo (minutos).

#### I.2.4 Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos

Es conocimiento común que la potencia entregada por un generador fotovoltaico es mayor cuando sea el nivel de la radiación efectiva incidente sobre el mismo es máxima. El cálculo de la radiación efectiva incluye las pérdidas por reflexión, efecto relacionado por el ángulo formado entre la línea que une el generador con el Sol y la perpendicular al plano del módulo. Cuanto mayor sea el ángulo, mayor es la radiación reflejada, efecto que podemos experimentar si observamos desde diferentes ángulos la intensidad de nuestra imagen en una superficie acristalada de un edificio.

Teniendo en cuenta que la radiación directa es, en general, proporcionalmente superior a la radiación difusa, y que las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al Sol mejora, es importante reducir el ángulo formado entre el vector solar y el vector director del plano generador a lo largo del movimiento celeste del Sol.

A continuación se mencionan las características de un sistema fijo para poder ver la incidencia de los rayos del Sol en el plano del módulo.

#### I.2.5 Sistema estático.

Los sistemas más comunes basan su funcionamiento en generadores fotovoltaicos orientados hacia el ecuador terrestre (Sur en el hemisferio Norte, Norte en el hemisferio Sur) con una inclinación que depende de la latitud. En este caso el vector director del plano generador, referido a los ejes locales es [2]:

$$\vec{\mu}_\beta = \sin(\beta) \cdot \vec{\mu}_h + \cos(\beta) \cdot \vec{\mu}_c \quad (\text{I.12})$$

Y el ángulo entre el vector director y el vector solar es [2]:

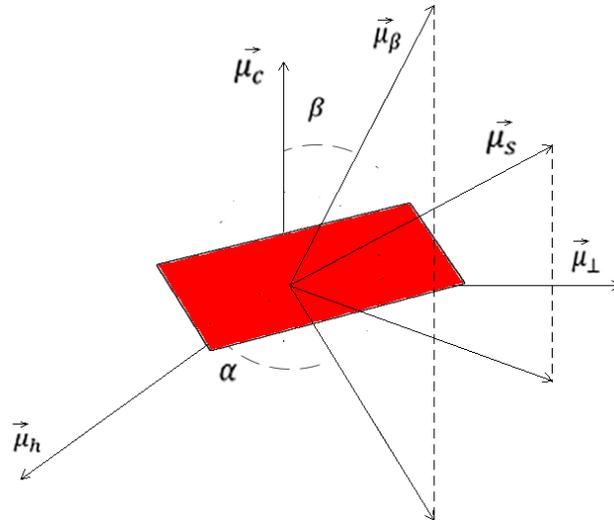
$$\begin{aligned} \cos \theta_s &= \vec{\mu}_\beta \cdot \vec{\mu}_s \\ &= \text{signo}(\phi) \cdot [\sin(\beta) \cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\phi) - \sin(\beta) \cos(\phi) \sin(\delta)] \\ &\quad + \cos(\beta) \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\phi) + \cos(\beta) \sin(\delta) \sin(\phi) \\ &= \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\beta - |\phi|) - \text{signo}(\phi) \cdot \sin(\delta) \sin(\beta - |\phi|) \end{aligned} \quad (\text{I.13})$$

No siempre es posible dotar al generador de la orientación hacia el ecuador terrestre. En estos casos el vector director es, figura I.18 [2]:

$$\vec{\mu}_\beta = [\sin(\beta) \cos(\alpha)] \cdot \vec{\mu}_h - [\sin(\beta) \sin(\alpha)] \cdot \mu_\perp + \cos(\beta) \cdot \vec{\mu}_c \quad (\text{I.14})$$

Y el coseno del ángulo con el vector solar (también denominado ángulo de incidencia) [2]:

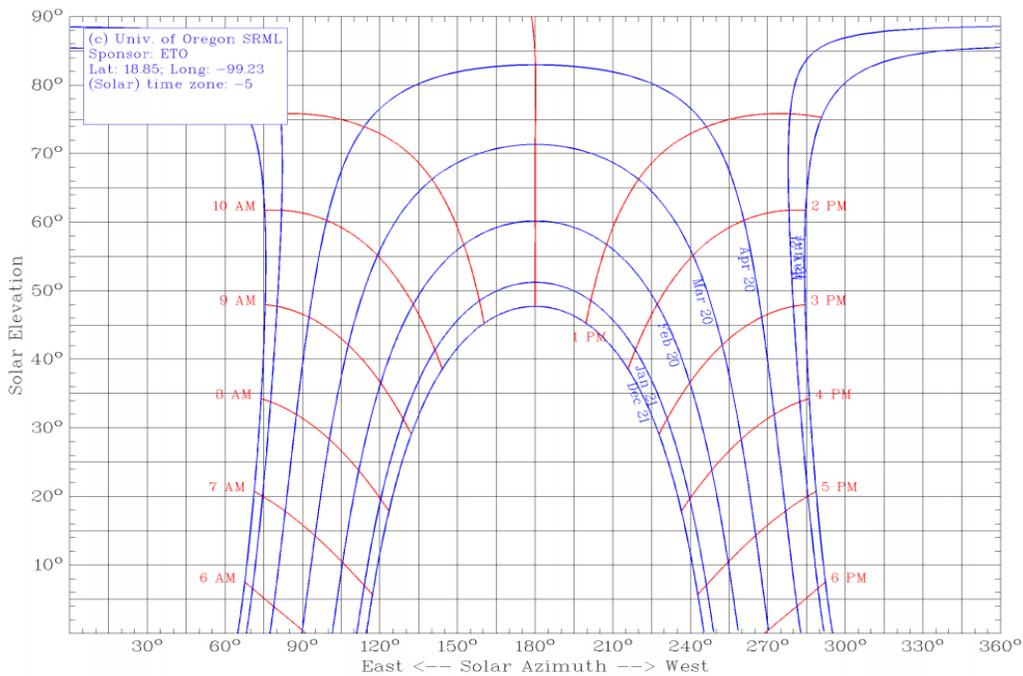
$$\begin{aligned} \cos(\theta_s) &= \text{signo}(\phi) \cdot [\sin(\beta) \cos(\alpha) \cos(\delta) \cos(\omega) \sin(\phi) - \sin(\beta) \cos(\alpha) \cos(\phi) \sin(\delta)] \\ &\quad + \sin(\beta) \sin(\alpha) \cos(\delta) \sin(\omega) + \sin(\beta) \sin(\alpha) \cos(\delta) \sin(\omega) \\ &\quad + \cos(\beta) \cos(\delta) \cos(\omega) \cos(\phi) + \cos(\beta) \sin(\delta) \sin(\phi) \end{aligned} \quad (\text{I.15})$$



**Figura I.18: Ángulos y vectores de un sistema estático. [2]**

### I.3 Carta solar

Después de que el azimut del Sol y el ángulo de la altitud son calculados varias veces durante el día, estos valores pueden graficados uno con el otro para representar una curva que muestre el camino del Sol por el cielo. Después de graficar estas curvas por varios días durante el año, las curvas se pueden comparar por temporadas o estaciones del año. Las cartas solares se pueden representar para varias latitudes. La figura I.19 muestra una carta solar.



**Figura I.19: Carta solar para una latitud de 18.85° con una longitud de -99.23°. [6]**

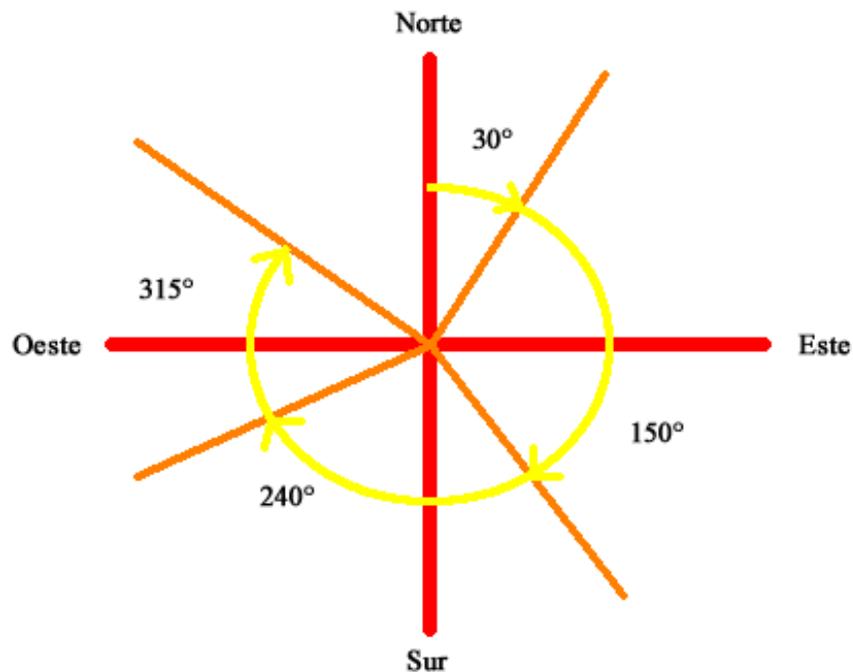
Las líneas azules muestran el camino del Sol a través del cielo y las líneas rojas indican el tiempo del día en tiempo solar local. Las cartas solares son muy útiles para poder saber las sombras que se

presentaran a lo largo del horizonte como edificios, arboles, montañas, etc. Si en el horizonte en cuestión particular del objeto, se interpone en altitud y azimut, se podrá saber en que temporada y hora del día se producirá una sombra. Es importante saber en que momento surgirá una sombra cuando se coloque una cadena de módulos fotovoltaicos para poder predecir en que lugar es conveniente construir un lugar adecuado para esta cadena.

#### I.4 Azimut

La azimut mide la posición angular del Sol Este a Oeste en el Sur para el hemisferio Norte; asumiendo el camino del Sol en el Sur. El ángulo de la azimut es cero en el medio día y se incrementa de Este a Oeste.

En algunas publicaciones se describe este ángulo referenciado con el Norte debido a que en el mediodía tiene un ángulo de  $180^\circ$ . En la figura I.20 se puede ver el azimut de varios puntos referenciado con el Norte.

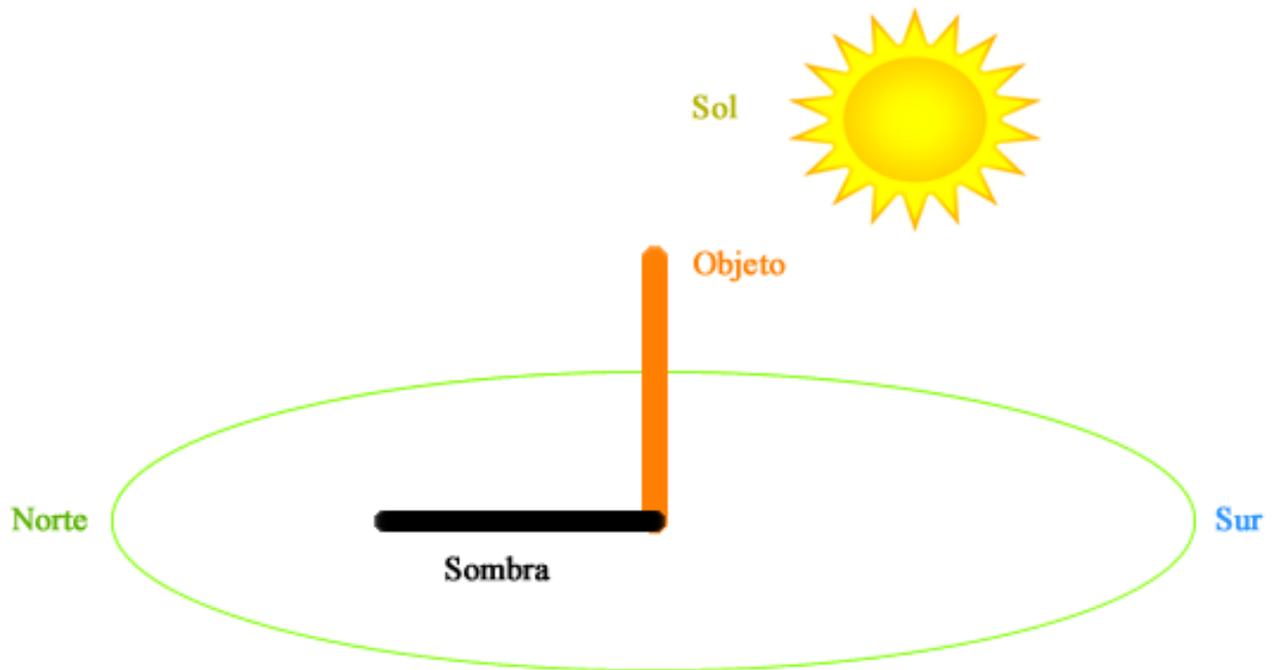


*Figura I.20: Azimut referenciado con el Norte. [7]*

#### I.5 Sombra

Una sombra es una región de oscuridad donde la luz es obstaculizada parcial o totalmente. Ocupa todo el espacio detrás de un objeto opaco con una fuente de luz frente a él. Existen grados intermedios de sombra, es decir, las superficies completamente iluminadas así como la completa oscuridad: la penumbra.

El movimiento de la sombra difiere con el hemisferio donde nos encontremos, si estamos en el hemisferio Norte la sombra será propagada hacia el Norte (figura I.21) y en el hemisferio Sur la sombra será propagada hacia el Sur. Esto es debido a la posición del Sol en los hemisferios terrestres. La trayectoria del Sol es de Este al Oeste pero con distinta proyección debido a la posición de la fuente de luz.



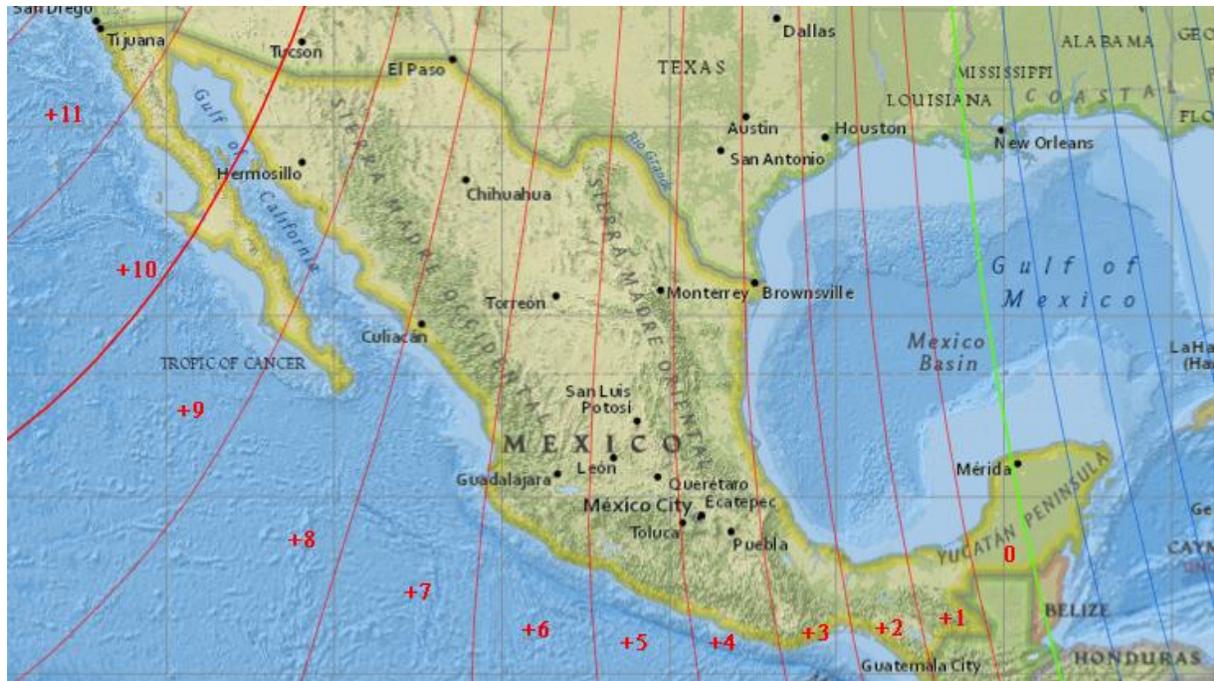
*Figura I.21: Proyección de una sombra en el hemisferio Norte. [8]*

## **I.6 Inclinación de captación de los rayos solares**

El rendimiento depende de la orientación e inclinación del captador. Para captadores en el hemisferio Norte, la cara del captador debe estar hacia el Sur; y dado que la mayor penetración se obtiene cuando los rayos solares son perpendiculares a la superficie del captador, éste debe de estar inclinado con un ángulo igual a la latitud del lugar.

## **I.7 Sur verdadero**

La Tierra está girando sobre un eje que atraviesa el globo en dos puntos, llamaremos esos dos puntos el polo Norte verdadero y el polo Sur verdadero. También son simplemente conocidos como polo Norte y Sur geográfico. El polo Norte geográfico difiere del polo Norte magnético debido a que la Tierra no es homogénea. La diferencia entre ellos se llama declinación magnética. Existen mapas que muestra declinación magnética en cada punto de la superficie terrestre. La figura I.22 muestra los valores de dicha declinación para nuestro país.



*Figura I.22: Declinación magnética en la República Mexicana. [9]*

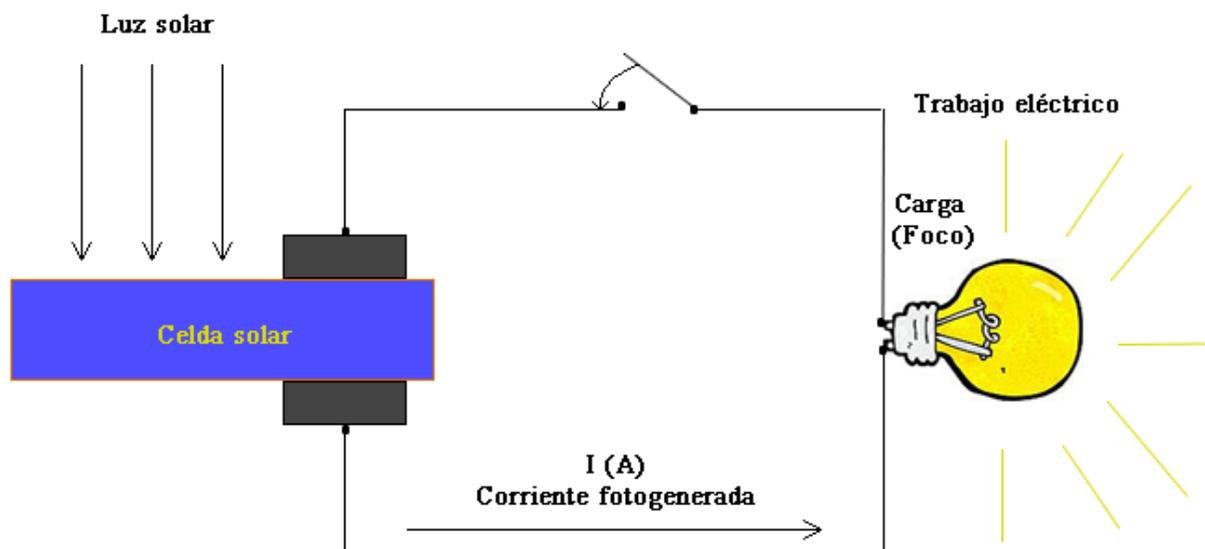
## CAPÍTULO II. FENÓMENOS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA.

### II.1 El efecto fotovoltaico y la celda solar

El efecto fotovoltaico es un fenómeno físico que se presenta en un dispositivo optoelectrónico construido que absorbe la luz solar y la transforma directamente en energía eléctrica. “Es la transformación directa de la energía solar en electricidad, en un dispositivo optoelectrónico, debido a la absorción de la luz solar”; “Es la generación de potencia eléctrica en las terminales de un dispositivo optoelectrónico debido a la absorción de la luz solar”.

A la unidad mínima de conversión en donde se lleva a cabo el efecto fotovoltaico (FV) se le llama “celda solar”. Así, se puede decir que una celda solar, es un dispositivo optoelectrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotovoltaico.

En una celda solar, el efecto FV se pone de manifiesto cuando, al conectar en sus terminales una resistencia de carga (RL), esta entrega trabajo eléctrico. La figura II.1 muestra un diagrama esquemático de dicho fenómeno.



*Figura II.1: Evidencia física del efecto fotovoltaico.*

### II.2 Componentes de una celda solar

Una celda solar se construye uniendo íntimamente a dos materiales con diferente conductividad eléctrica. Esta unión puede realizarse con materiales sólidos, líquidos e inclusive gases, pero es en sólidos, especialmente en materiales semiconductores, en donde se han encontrado las mayores eficiencias de conversión. Además de los dos materiales que forman la unión, una celda solar requiere de contactos metálicos tanto en la parte frontal como en la parte de atrás para poder extraer la electricidad. También se requiere de un material anti reflector para disminuir las reflexiones de la luz en la parte frontal.

### II.2.1 Semiconductores intrínsecos, tipo P y tipo N

Un material semiconductor se diferencia de un conductor debido a su comportamiento eléctrico. En el semiconductor, su conductividad eléctrica está térmicamente activada, tal que, en el cero absoluto, se comporta como aislante, y a medida que se incrementa la temperatura, su conductividad aumenta. En un conductor eléctrico, como los metales, su conductividad eléctrica radica en que tiene muchos electrones “libres” a temperatura ambiente y sí se incrementa la temperatura, su conductividad tiende a disminuir. A temperatura ambiente, generalmente, los semiconductores son malos conductores de electricidad. Para mejorar su comportamiento eléctrico se les puede “agregar” átomos foráneos que pueden actuar como centro donadores (el caso del fósforo en el silicio) o como centros receptores (el caso del boro en el silicio).

El caso de silicio puro, a temperatura ambiente, existen del orden de  $10^{11} \frac{\text{átomos}}{\text{cm}^3}$  que han “perdido” a uno de sus electrones de valencia, debido a la absorción de energía térmica, ellos han adquirido la energía suficiente para romper su enlace atómico y quedar “libres” para participar en la conducción eléctrica, por lo cual se le llama electrones de conducción. Estos electrones “libres”, del orden de  $10^{11} \frac{1}{\text{cm}^3}$  han dejado,  $10^{11} \frac{1}{\text{cm}^3}$  “huecos”. Como consecuencia de que al “electrón” se le asocia al concepto de “carga eléctrica elemental negativa”, al “huevo” se le asocia el concepto de “carga eléctrica positiva”. La conductividad eléctrica que presenta un semiconductor puro o intrínseco se debe a la participación del grupo de electrones más el flujo de huecos.

Para incrementar la conductividad eléctrica, a los semiconductores se les puede agregar átomos foráneos, proceso que se llaman purificación. Por ejemplo, si se agrega boro, átomo del grupo III, a la red de silicio, este reemplaza al silicio dejando un enlace incompleto, ya que el silicio tiene cuatro electrones de valencia, el boro tiene tres. Este enlace incompleto se comporta como una ausencia de electrón o simplemente es un “huevo”. Si se introduce  $10^{16} \frac{\text{átomos}}{\text{cm}^3}$  de boro, estos dejarán  $10^{16} \frac{1}{\text{cm}^3}$  huecos de valencia que se comportan como cargas positivas y por lo cual recibe el nombre de semiconductor tipo P. Así, el silicio impurificado con boro tendrá un comportamiento eléctrico positivo ya que los portadores de carga mayoritarios son huecos, y por lo cual el material recibe el nombre de tipo P.

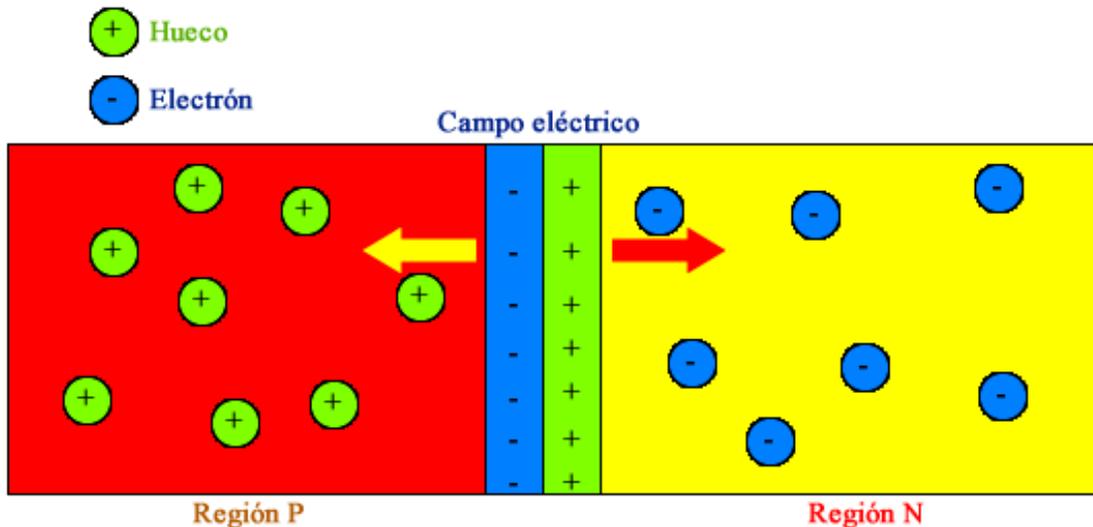
Por el contrario, si se agrega fósforo, átomo del grupo V, a la red de silicio, este reemplaza al silicio dejando un electrón del fósforo “libre”, ya que al usar silicio sus cuatro electrones de valencia con los cuatro electrones del fósforo, el quinto de estos no está enlazado al átomo y puede moverse libremente por los estados de conducción del sólido. Si se agregan  $10^{16} \frac{\text{átomos}}{\text{cm}^3}$  de fósforo dentro del silicio, éste dejará en forma casi libre a  $10^{16} \frac{1}{\text{cm}^3}$  electrones, que al tener carga negativa será los portadores mayoritarios en la conductividad del material. Al ser negativos los portadores mayoritarios de carga, el material recibe el nombre de semiconductor tipo n.

### II.2.2 Unión P-N

La teoría muestra que al unir íntimamente un semiconductor P en un semiconductor N, las cargas mayoritarias en una zona se desplazan hacia la de baja densidad en la zona opuesta; es decir, del semiconductor N se desplazan electrones (corriente de desplazamiento) hacia el semiconductor tipo P y “recíprocamente”; el desplazamiento de las cargas positivas y negativas deja la unión

totalmente libre de cargas. Las zonas adyacentes a la misma tienen concentraciones de carga minoritarias (cargas negativas en el lado P y cargas positivas en el lado N). La acumulación de estas cargas a ambos lados de la unión crea una diferencia de potencial que impide la continuación del desplazamiento inicial, y aparece un “campo eléctrico interno” que lleva la dirección de semiconductor N hacia el P.

La corriente de desplazamiento se anula. Se dice entonces que la unión N-P ha alcanzado el estado de equilibrio, figura II.2.

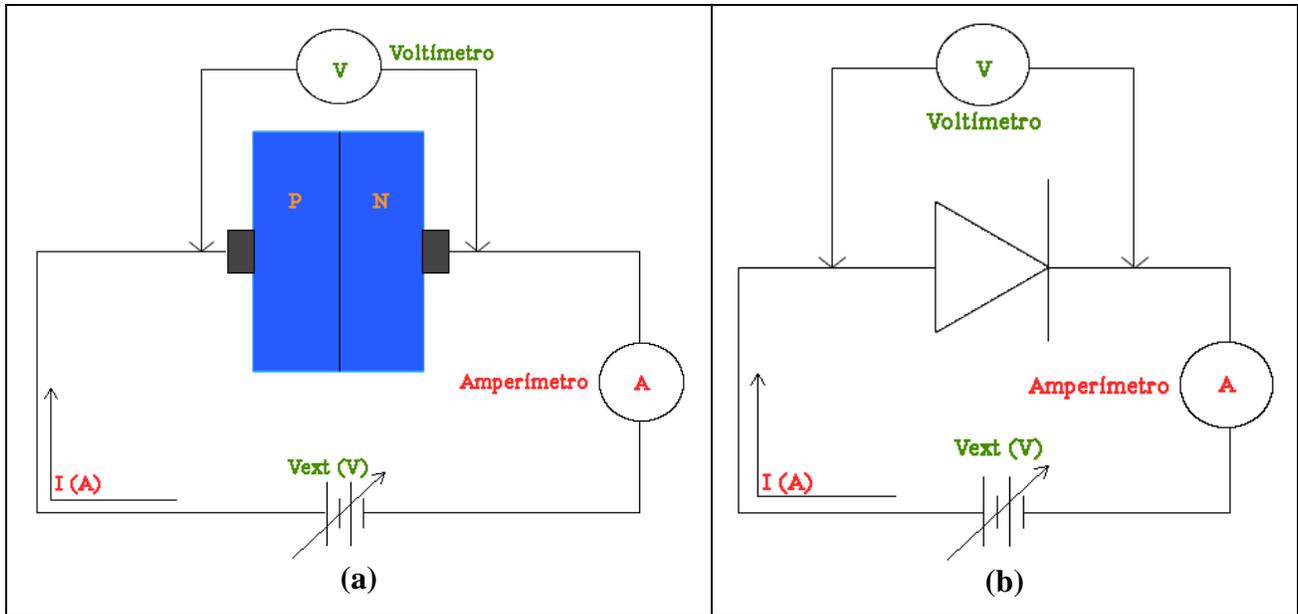


*Figura II.2: Juntura N-P en equilibrio.*

Si la unión P-N se le somete a una polarización eléctrica externa, tal y como se muestra la figura II.3, entonces el comportamiento eléctrico de la unión P-N se muestra en la figura II.4 y tiene el comportamiento que se rige por la ecuación [10]:

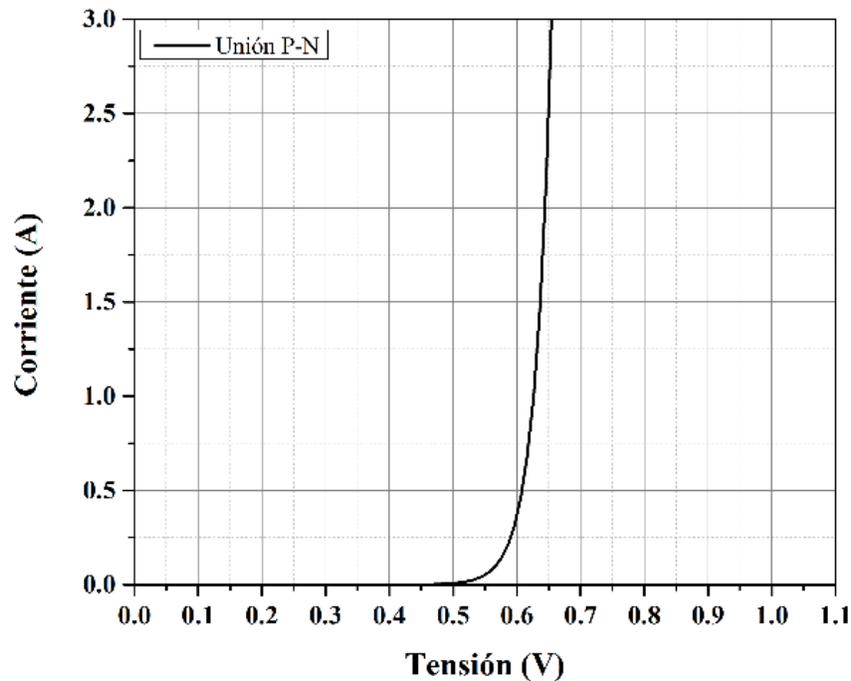
$$I = I_o \left( e^{\left( \frac{qV}{nkt} \right)} - 1 \right) \quad \text{(II.1)}$$

En la ecuación II.1,  $I_o$  recibe el nombre de corriente inversa de saturación;  $q$  es la carga del electrón;  $n$  es la constante que muestra la “calidad” de la unión, que en el caso ideal,  $n=1$ ;  $k$  es la constante de Boltzman; y  $T$  es la temperatura absoluta.



**Figura II.3:** a) Polarización directa de una unión P-N.  $V_{ext}$  es una fuente de tensión variable a la que se puede cambiar su polarización. b) Símbolo de la unión P-N y diagrama eléctrico.

Dicha ecuación II.1, así mismo la forma de la curva del comportamiento I-V muestra que la unión P-N sólo conduce la electricidad en el sentido de la polarización directa, además la conducción, sólo se presentan para valores de tensión eléctrica aplicada superiores al valor de  $V_C$ , llamada la tensión de compuerta; es decir para que haya conducción eléctrica a través de una unión P-N hay que aplicar una tensión  $V \geq V_C$  en polarización directa.



**Figura II.4:** Comportamiento I-V, la curva no satisface la ley de ohm.

Las uniones P-N se les llaman comúnmente diodos o compuertas electrónicas.

### II.2.3 El efecto fotovoltaico

Einstein propuso que la luz, además de tener un comportamiento ondulatorio, también se comporta como un conjunto de partículas, llamadas “fotones” cuya energía depende de la frecuencia de la radiación luminosa a través de la ecuación II.2. [11]

$$E = h\nu = \frac{hc}{\lambda} \quad (\text{II.2})$$

En el cual  $h$  es la constante de Planck,  $\nu$  la frecuencia de onda luminosa,  $c$  la velocidad de luz y  $\lambda$  es la longitud de onda. Si sustituye los valores de dichas constantes, y  $\lambda$  se mide en micras, entonces la energía de cada fotón con longitud de onda ( $\lambda$ ) medida en micras, está dada por: [11]

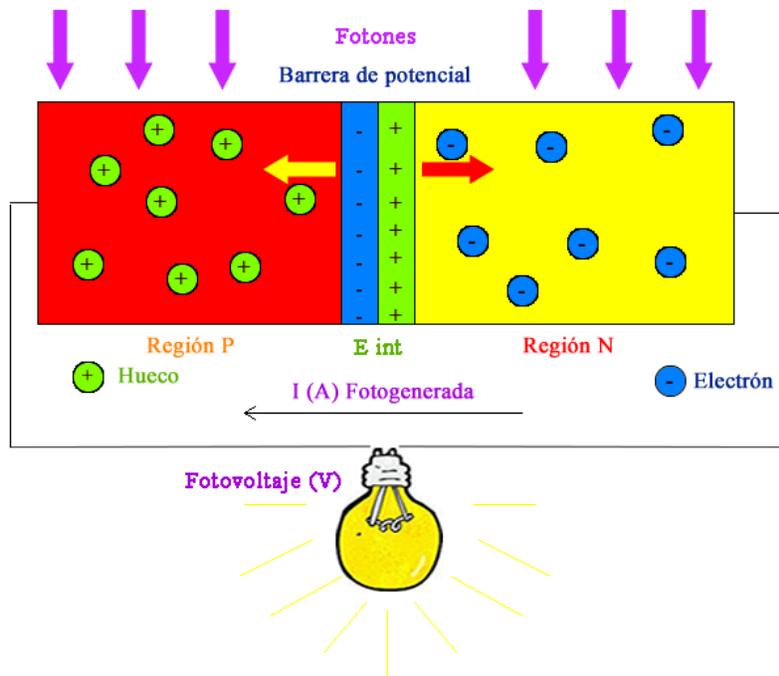
$$E_{ph} = \frac{1.2406}{\lambda} \text{ eV} \quad (\text{II.3})$$

En el cual 1 eV es la energía que adquiere electrón al acelerarse en un campo eléctrico de 1 V de tensión.

Cuando la luz incide sobre los semiconductores de la unión P-N, todos aquellos que tengan una energía superior a la brecha óptica de los semiconductores serán absorbidos, es decir, la energía del fotón es cedida a electrones de valencia, estos adquieren la energía necesaria para liberarse de su enlace, brincan a estados de conducción y dejan “huecos” libres en su lugar. Por cada fotón absorbido, se crea un par de portadores de carga electrón-hueco.

Los portadores fotogenerados, electrón-hueco, son separados físicamente por el campo eléctrico interno que se formó al construir la unión P-N. Los electrones son enviados al semiconductor N en donde se acumulan formando un potencial negativo. Los huecos son enviados al semiconductor P en donde se acumulan formando un potencial positivo. Esta diferencia de potencial fotogenerada se puede medir externamente con un voltímetro.

Si se conecta un circuito eléctrico hacia el exterior de la unión P-N y en él se incluye una resistencia eléctrica, la diferencia de potencial fotogenerada enviara electrones hacia el circuito eléctrico externo formando una corriente eléctrica, la cual, efectuará trabajo eléctrico la resistencia. Esta es la evidencia física del efecto fotovoltaico, la cual se muestra la figura II.5.



*Figura II.5: Efecto fotovoltaico.*

### II.2.4 Contactos eléctricos

Para poder capturar a los electrones fotogenerados antes de que se recombinen, es necesario colocarle a la unión P-N contactos eléctricos. Generalmente, la unión P-N bajo iluminación recibe la luz solar por la cara de semiconductor N, así que es necesario usar una rejilla metálica que permita el paso de la luz, bloqueando mínimamente a esta. Por la parte trasera, sobre semiconductor P se coloca una capa metálica para proporcionar el punto de contacto de la terminal positiva.

### II.2.5 Antirreflectores

Para disminuir la reflexión óptica superficial se coloca, encima de la capa N materiales que disminuyen la reflexión.

## II.3 Comportamiento eléctrico de una celda solar

Bajo oscuridad, la celda solar formada por la unión P-N tiene comportamiento de un diodo y la ecuación que describe la conducción eléctrica I-V está dada por la ecuación II.1.

Bajo condiciones de iluminación solar, el comportamiento I-V se observa la figura II.6.

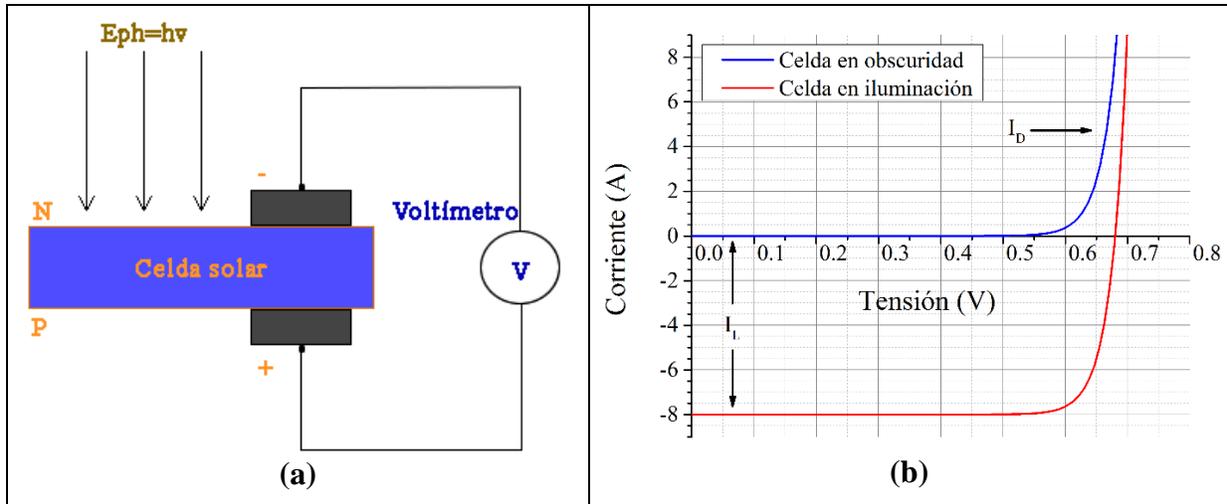


Figura II.6: a) Diagrama de la celda solar bajo iluminación b) Curvas I vs V tanto en oscuridad como bajo iluminación.

Bajo condiciones ideales, la ecuación II.4 describe tal comportamiento es: [10]

$$I = I_D - I_L = I_o \left( e^{\left(\frac{qV}{Akt}\right)} - 1 \right) - I_L \quad \text{(II.4)}$$

El circuito eléctrico equivalente para una celda solar, considerando sus resistencias intrínsecas es el que se muestra en la figura II.7.

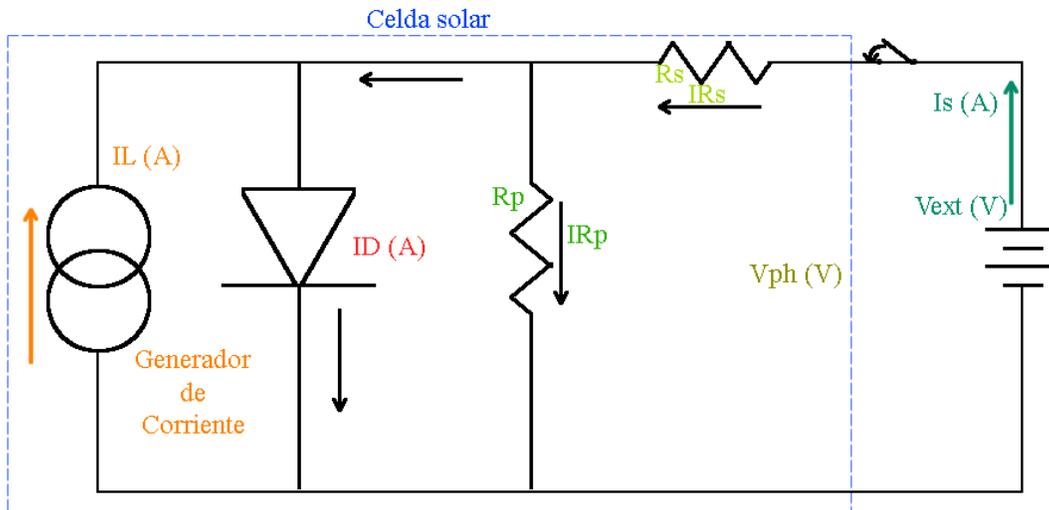


Figura II.7: Circuito equivalente de una celda solar.

La ecuación II-5 describe comportamiento I-V es: [10]

$$I = I_o \left( e^{\left(\frac{qV}{nkt}\right)} - 1 \right) + \frac{V + IR_s}{R_p} - I_L \quad \text{(II.5)}$$

En el cual  $I_L$  (A) es la fotocorriente,  $I_D$  (A) es la corriente en el diodo,  $I_o$  (A) es la corriente de saturación, n es el factor de idealidad, q (C) es la carga del electrón,  $K_B$  ( $JK^{-1}$ ) es la constante de

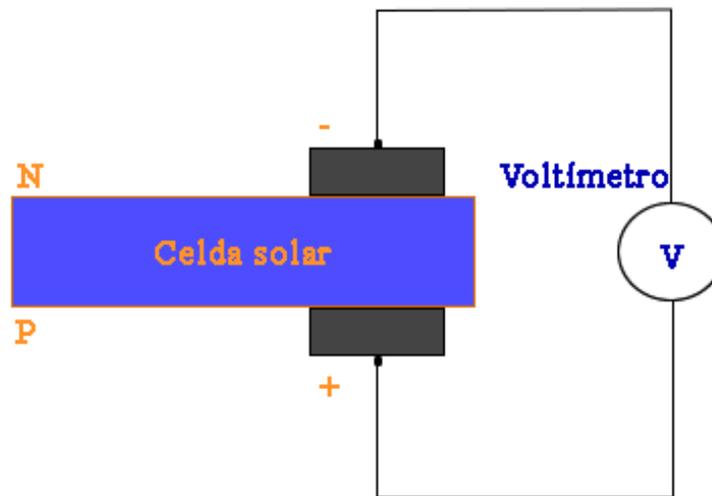
gas de Boltzmann,  $T$  (K) es la temperatura de la unión,  $R_s(\Omega)$  es la resistencia en serie y  $R_p(\Omega)$  es la resistencia en paralelo.

Es importante establecer que  $I_L$  es la corriente fotogenerada la cual, no depende del comportamiento eléctrico del diodo, depende directamente de la intensidad de la radiación solar.

## II.4 Parámetros eléctricos de una celda solar bajo iluminación

Los parámetros eléctricos más importantes en una celda solar sólo siguientes:

a) Tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ). Se define como la tensión eléctrica máxima que genera la celda. Se obtiene al medir, uno en voltímetro, la tensión en las terminales de la celda cuando están a circuito abierto (ver figura II.8).

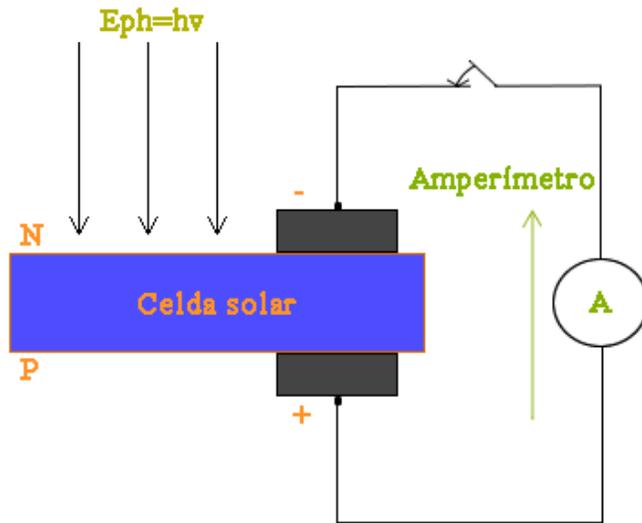


**Figura II.8:** Representación esquemática para medir la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ).

Las condiciones eléctricas para tener el circuito abierto es que no haya flujo de corriente, es decir,  $I=0$ , en consecuencia: [10]

$$V_{CA} = \frac{nKT}{q} \ln\left(\frac{I_L + I_o}{I_o}\right) \quad (\text{II.6})$$

b) Corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ). Se establece como la máxima corriente que genera la celda. Se obtiene al medir con un amperímetro la corriente bajo las condiciones de cortocircuitar las terminales positiva y negativa de la celda solar (ver figura II.9).



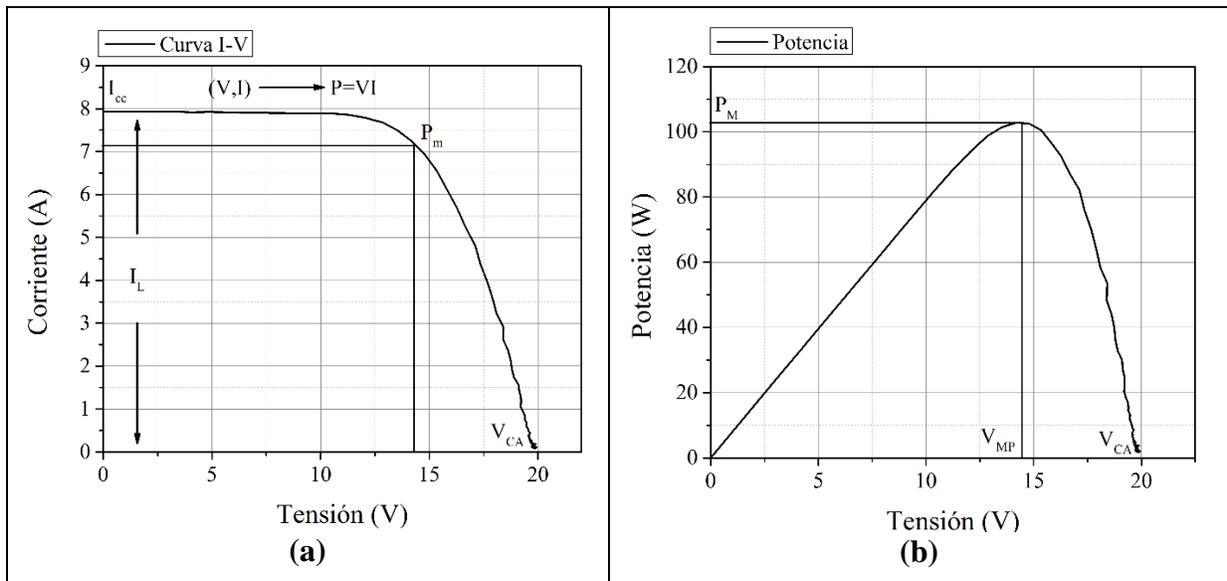
**Figura II.9:** Representación esquemática para medir la corriente de cortocircuito, ( $I_{CC}$ ).

Las condiciones eléctricas para tener el cortocircuito las terminales de salida es hacer que  $V=0$ , en consecuencia: [10]

$$I_{CC} = I_L = cG \quad (\text{II.7})$$

En el cual  $c$  es una constante de proporcionalidad y  $G$  de la magnitud de la potencia de la radiación luminosa solar.

c) Punto de máxima potencia ( $P_M$ ). El comportamiento I-V de una celda solar bajo iluminación es un conjunto de puntos ( $V, I$ ) que forman la curva de potencia,  $P=VI$ , contra tensión. La figura II.10, muestra una gráfica P-V un de los valores de  $P$  fueron obtenidos como  $P=VI$  de todos los puntos que forma la curva I-V.



**Figura II.10:** Curva I-V que permite generar la curva P-V.

De la curva P vs V se observa que ésta presenta un máximo en el punto  $(V_{MP}, I_{MP})$ , es decir, hay una tensión de generación, al cual se le han denotado  $V_{MP}$ , tal que dicho valor produce la potencia máxima,  $P_M$ .

En todas las celdas solares, si se mantiene la iluminación con una potencia constante, la curva I-V permite identificar el punto de la máxima potencia  $P_M$ . Este punto está determinado por las coordenadas (V, I) tal que su producto  $V \times I$  es máximo. A los valores de (V, I) tal que su producto es máximo se le simboliza por  $V_{MP}, I_{MP}$  : [12]

$$I_{MP} = I_L(1 - c^{-d}) \quad (\text{II.8})$$

$$V_{MP} \cong V_{AC}(1 - \frac{\ln c}{c}) \quad (\text{II.9})$$

$$c = 1 + \ln\left(\frac{I_L}{I_0}\right) \quad (\text{II.10})$$

$$d = \frac{c}{c + 1} \quad (\text{II.11})$$

$I_{MP}$  = Corriente de máxima potencia (A).

$I_L$  = Corriente de iluminación (A).

$V_{MP}$  = Tensión de máxima potencia (V).

$V_{CA}$  = Tensión a circuito abierto (V).

$I_0$  = Corriente inversa de saturación.

d) Eficiencia de conversión,  $\eta$ . Se define como el cociente entre la máxima potencia,  $P_M$ , y la potencia de la radiación solar que se recibe en la celda solar. Si  $G$  es la magnitud de la irradiancia solar medida en  $\frac{W}{m^2}$  y  $S$  es la superficie de la celda solar, entonces la potencia solar que se recibe sobre la celda es  $G * S$ , en consecuencia: [10]

$$\eta = \frac{P_M}{G * S} \quad (\text{II.12})$$

e) Factor de forma o llenado. Un factor de forma de la curva I-V se le establece como: [10]

$$FF = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{I_{CC} * V_{CA}} \quad (\text{II.13})$$

Y mide la cuadratura de la curva I-V.

f) Potencia pico,  $P_p$ . Ya que las características eléctricas de una celda solar dependen de la intensidad de la radiación luminosa y de la temperatura de la celda, ya que ésta se calienta cuando está absorbiendo la radiación solar, se ha convenido internacionalmente en usar valores estandarizados para medir el comportamiento de las celdas solares. Así se ha convenido en definir “las condiciones estándares de prueba”, STC (por sus siglas en inglés Standard Test Conditions), a los siguientes valores:

$G=1000 \frac{W}{m^2}$  pico de la irradiancia.

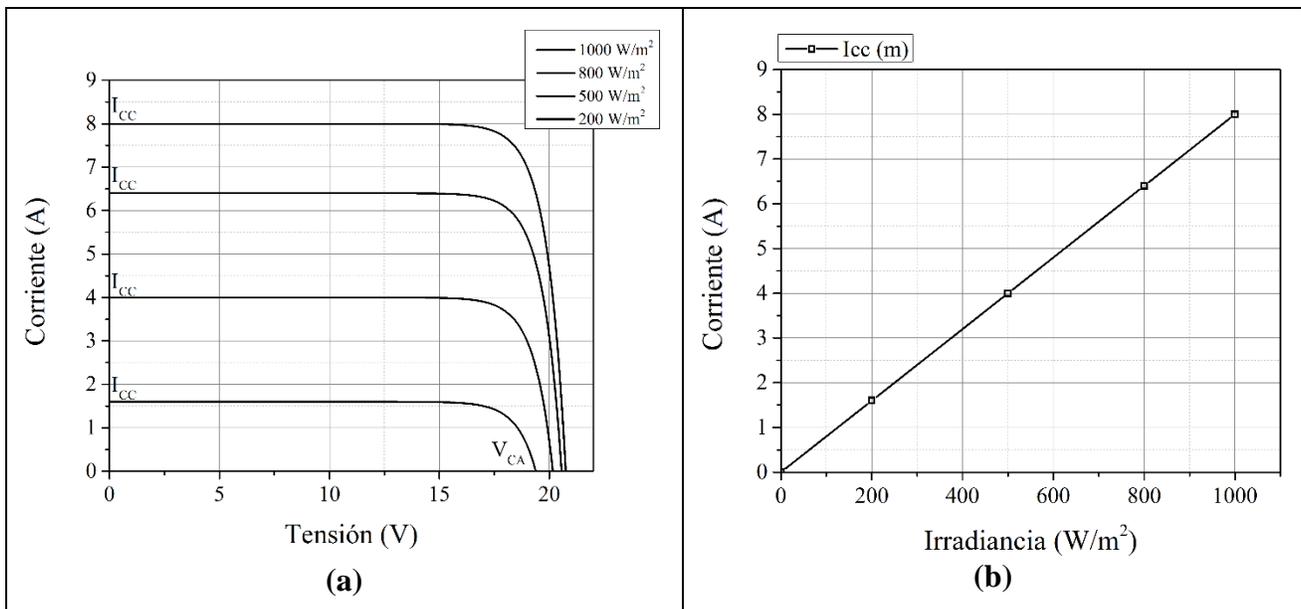
$T_C= 25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Espectro solar MA 1.5.

Con los valores anteriores se caracterizan a la celdas solares, y en consecuencia, al punto de la máxima potencia en la curva I-V obteniendo bajo estas condiciones el concepto de potencia pico,  $P_p$ , parámetro con el cual se comercializa todo el producto fotovoltaico.

## II.5 Efecto de la irradiancia sobre los parámetros eléctricos

En todas las celdas solares la corriente fotogenerada ( $I_L$ ) es proporcional a la irradiancia, la figura II.11, muestra un comportamiento típico de la curva I vs V para diferentes valores de irradiancia G.



**Figura II.11:** En la gráfica a) Se muestra el cambio de la corriente de cortocircuito por efecto de la irradiancia en la curva I-V; además en la gráfica b) Se muestra comportamiento lineal de la corriente de cortocircuito con respecto a la irradiancia.

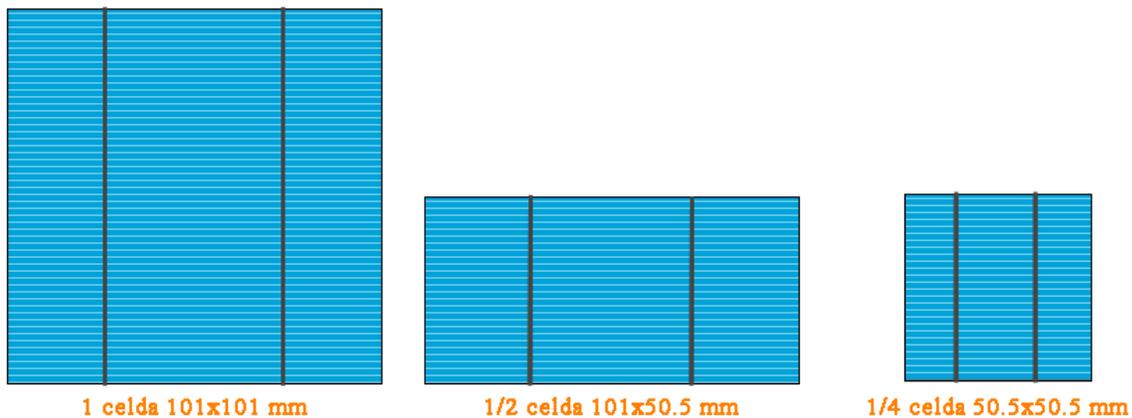
Además la tensión de circuito abierto decrece ligeramente al decrecer la irradiancia, el mismo efecto se observa en la tensión de máxima potencia; la corriente de cortocircuito o fotogenerada tiene un comportamiento lineal con el cambio de la irradiancia, la eficiencia de la celda puede considerarse constante con este cambio.

## II.6 Efecto del área de captación

La tabla II.1 muestra los parámetros eléctricos para una celda solar de silicio policristalino con diferente superficie de captación, valores obtenidos de una celda solar comercial. Por una simple inspección se observa que la corriente fotogenerada  $I_L$ , la potencia máxima y la corriente en el punto de máxima potencia disminuyen proporcionalmente con respecto a la superficie de la celda. La figura II.12 muestra las dimensiones de las 3 celdas cuyos parámetros eléctricos aparecen en la tabla II.1.

**Tabla II.1: Parámetros Eléctricos (PAEL) dependiendo del tamaño de la celda. [45]**

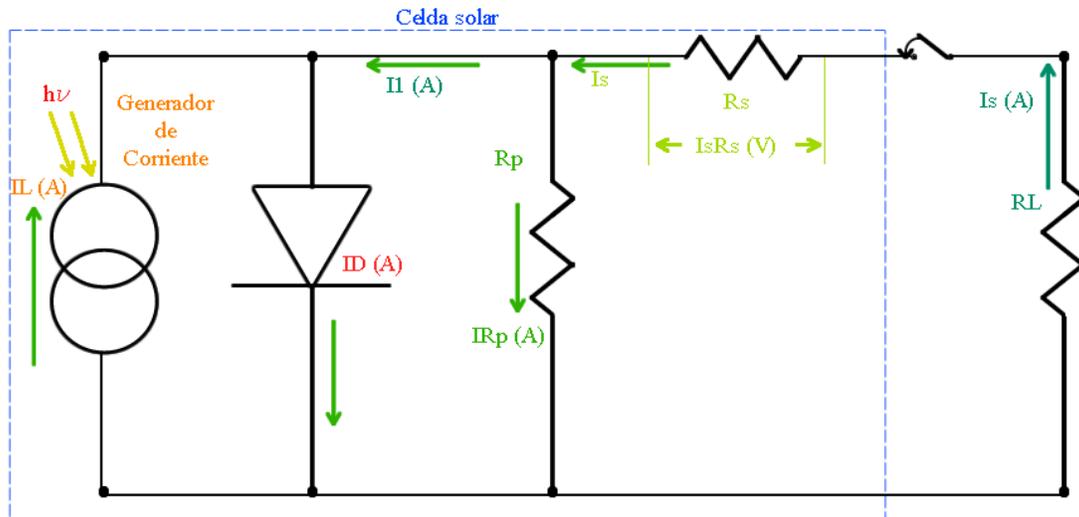
PAEL		CELDA (102.01 cm <sup>2</sup> )	½ CELDA (51.005 cm <sup>2</sup> )	¼ CELDA (25.5025 cm <sup>2</sup> )
Potencia máxima (W)	P <sub>M</sub>	1.35	0.60	0.3
Tensión a circuito abierto (V)	V <sub>CA</sub>	0.6	0.6	0.6
Tensión a potencia máxima (V)	V <sub>MP</sub>	0.47	0.47	0.47
Corriente de cortocircuito (A)	I <sub>CC</sub>	2.9	1.45	0.72
Corriente a potencia máxima (A)	I <sub>MP</sub>	2.6	1.3	0.65
Peso (g)		6	3	1.5



**Figura II.12: Efecto del tamaño de la celda sobre las características eléctricas.**

Una simple inspección puede mostrar que la corriente de corto circuito (corriente de iluminación  $I_L$ ) es directamente proporcional al tamaño de la superficie iluminada, lo que es explicable a partir de que, la densidad de corriente bajo iluminación  $J_L$ , no debe de cambiar si es que la celda es pequeña o si esta es grande, en donde la densidad de corriente se ha definido como el cociente de la corriente (parámetro eléctrico que se mide con un amperímetro) entre la superficie de la sección transversal por donde circula la corriente, que en el caso de las celdas solares es la superficie activa  $S$ . Para el caso de los valores  $I_{SC}$  la densidad de corriente en las 3 celdas consideradas es de  $28.426 \frac{mA}{cm^2}$ .

Considerando el circuito equivalente de una celda solar mostrado en la figura II.13, con una superficie activa  $S$ , en términos de la densidad de corriente se tiene:



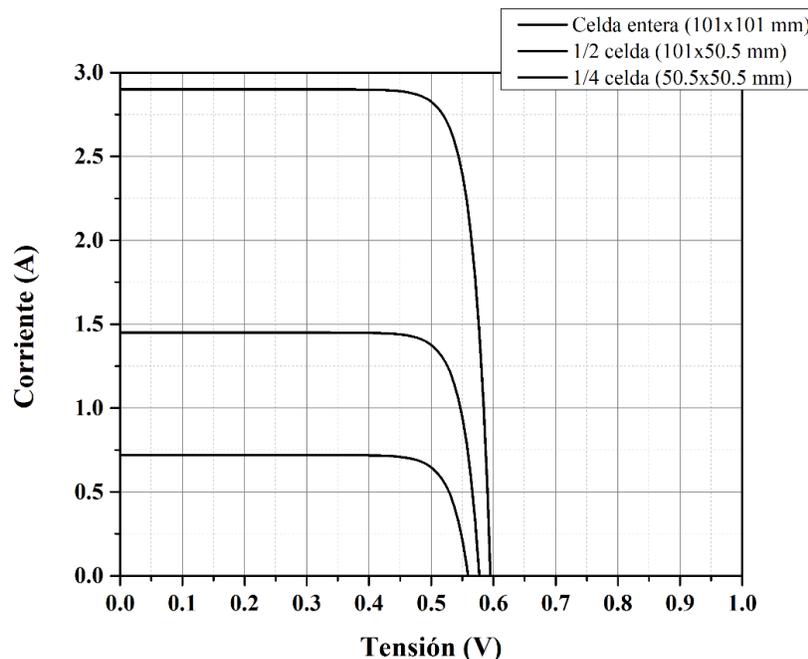
**Figura II.13: Circuito equivalente de una celda solar.**

$$J_s = J_L - J_D - J_{Rp} \quad \text{(II.14)}$$

Ya que  $J = \frac{I}{S}$ , a mayor superficie activa, mayor será la corriente de salida  $I_s = J_s * S$ , ya que  $I_L$  es directamente proporcional a la superficie: A mayor superficie, mayor captación de potencia solar. En consecuencia una fracción de superficie S, por ejemplo:

Para  $A_1 = \frac{S}{2}$  se tendrá  $J_{A1} = \frac{1}{2}J_s$ , en  $A_2 = \frac{S}{4}$  se tendrá  $J_{A1} = \frac{1}{4}J_s$ , y así sucesivamente.

Por lo tanto, las curvas I-V para las celdas del mismo material pero con diferentes superficies de captación, se muestran en la figura II.14.



**Figura II.14: El área de la celda cambia proporcionalmente el valor de la corriente de corto circuito ( $I_{cc}$ ).**

## II.7 Efecto de la temperatura

Las celdas solares al estar expuestas al Sol se calientan como cualquier captador solar. Este aumento en la temperatura afecta las características eléctricas de ellas. La figura II.15 muestra el comportamiento de los parámetros eléctricos de una celda solar ideal en función de la temperatura. Se observa que la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) aumenta ligeramente mientras que la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) está disminuyendo en una razón muy grande. Este fenómeno es más pronunciado en unas celdas, como es el caso del silicio, que en otras, como es el caso de las celdas basadas en arseniuro de galio (GaAs).

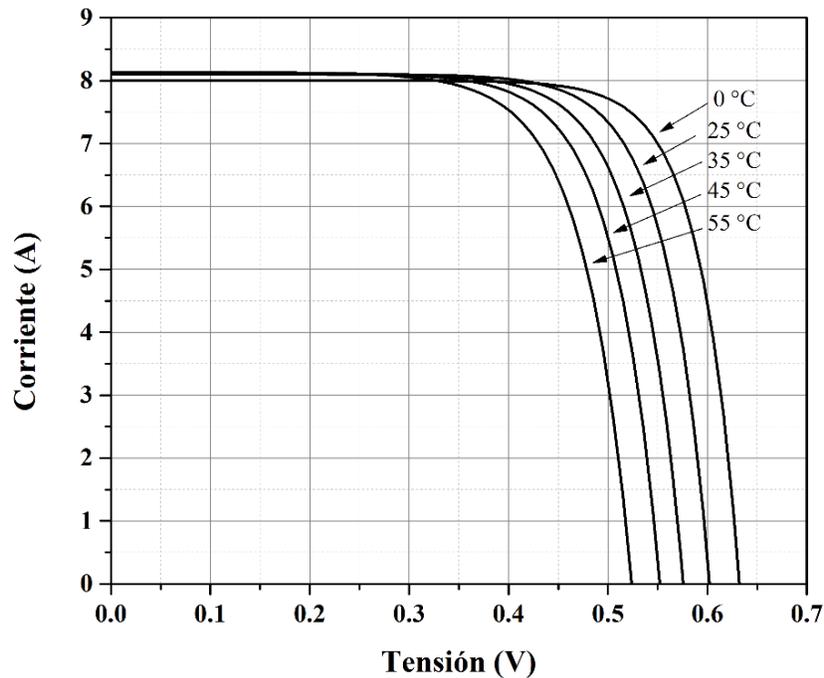


Figura IV.15: Efecto de la temperatura sobre la celda. [13]

## II.8 Resistencia en paralelo

La resistencia en paralelo es relacionada con las corrientes de fuga en la unión y depende en el método de construcción de la unión (recombinación de los portadores con el grosor del material). Su valor es generalmente alto; si el valor es menor la pendiente aumenta, figura II.15.

La resistencia en paralelo causa un incremento en la pendiente en las características de los módulos en la región donde la celda solar se comporta como un generador de corriente eléctrica.

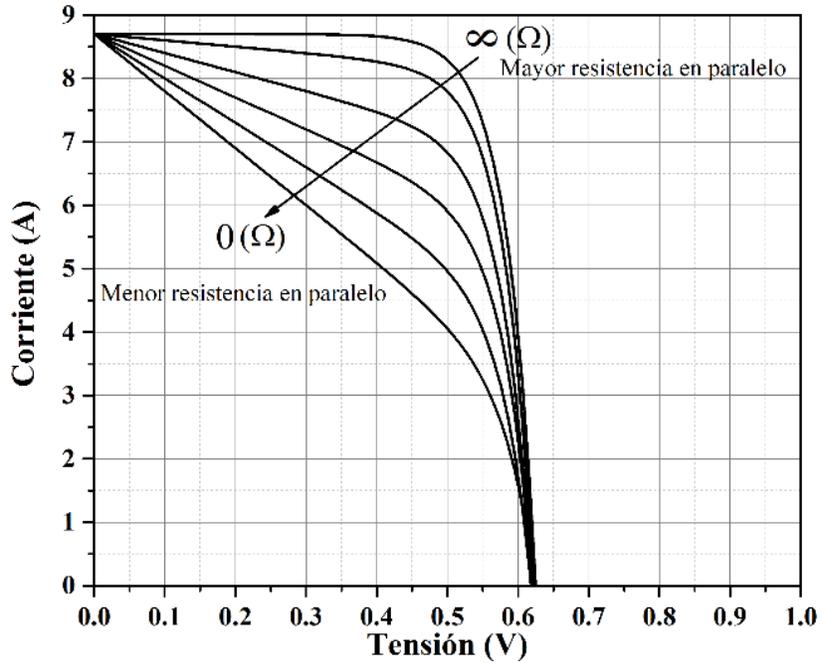


Figura II.16: Efecto de la resistencia en paralelo en la curva I-V. [10]

## II.9 Resistencia en serie

La resistencia en serie depende principalmente en la resistividad de la red de contacto y la superficie de la capa.

La resistencia en serie al aumentar su valor causa reducción en la inclinación de las características I-V de la celda solar, en la región donde se comporta como una fuente de tensión, figura II.16.

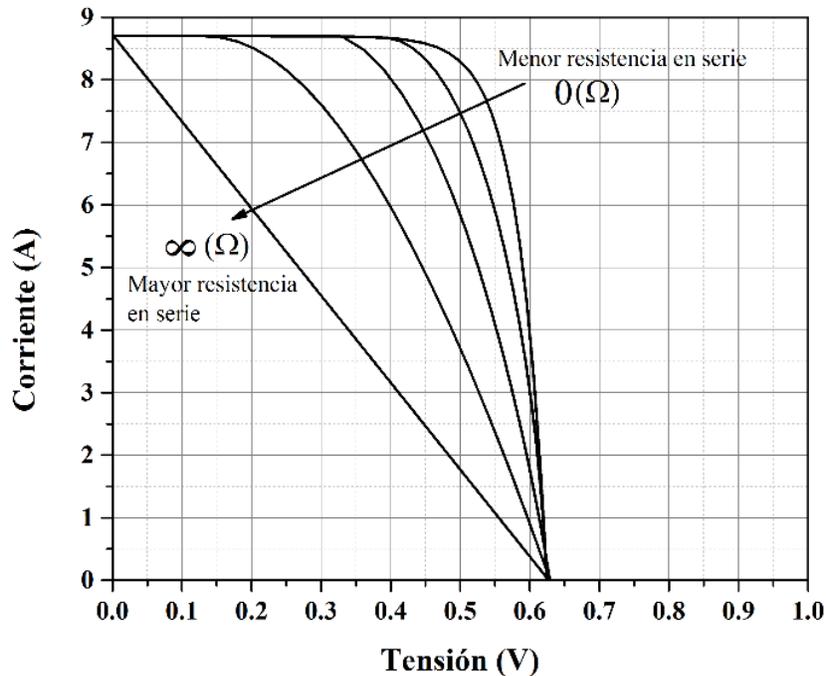
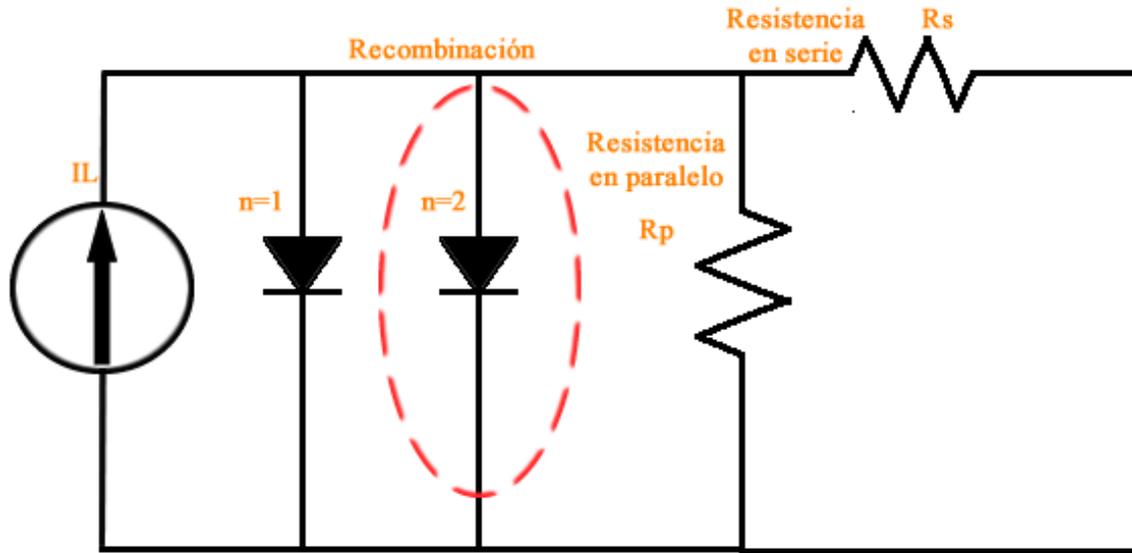


Figura II.17: Efecto de la resistencia en serie en la forma de la curva I-V. [10]

## II.10 Modelo de doble diodo

El modelo de un solo diodo asume un valor constante para un valor de idealidad  $n$ . En realidad el factor de idealidad es una función de la tensión a través de la celda. A valores altos de tensión, cuando la recombinación en la celda es dominada por la superficie y la región del espesor, el factor de idealidad es cercano a uno. Por otro lado a tensiones menores, la recombinación en la unión domina y el factor de idealidad llega a valores de dos. La recombinación de la unión es modelada añadiendo un segundo diodo en paralelo con el primero y colocando el factor de idealidad de dos, figura II.17.



**Figura II.18:** Circuito equivalente del modelo de doble diodo incluyendo las resistencias parásitas, serie y paralelo. [49]

La ecuación del modelo de doble diodo bajo iluminación es la siguiente: [3]

$$J = J_L - J_{01} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{kT} \right)} - 1 \right] - J_{02} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{2kT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + JR_s}{R_p} \quad (\text{II.15})$$

Mediciones prácticas de la ecuación en iluminación son difíciles a fluctuaciones pequeñas en la intensidad de la luz eliminando los efectos del segundo diodo. Desde que la ecuación II.16 es usada para caracterizar el diodo es común ver la ecuación del doble diodo en la oscuridad. [3]

$$J = J_{01} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{kT} \right)} - 1 \right] + J_{02} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{2kT} \right)} - 1 \right] + \frac{V + JR_s}{R_p} \quad (\text{II.16})$$

En ambos casos el término de  $-1$  puede ignorarse en la exponencial, para comprender el comportamiento con mayor facilidad.

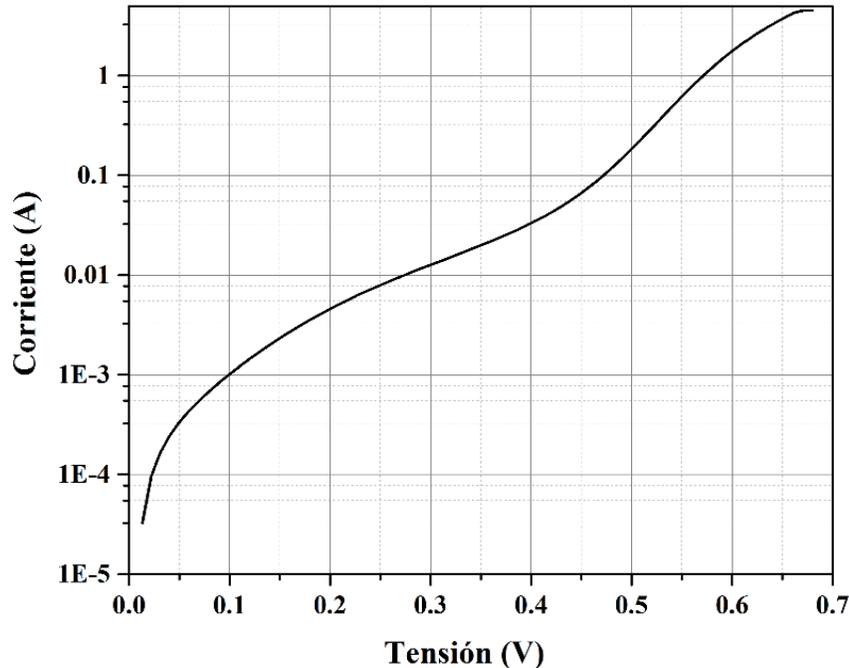
Bajo iluminación: [3]

$$J = J_L - J_{01} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{kT} \right)} \right] - J_{02} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{2kT} \right)} \right] - \frac{V + JR_s}{R_p} \quad (\text{II.17})$$

Bajo oscuridad: [3]

$$J = J_{01} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{kT} \right)} - 1 \right] + J_{02} \left[ e^{\left( \frac{q(V+JR_s)}{2kT} \right)} - 1 \right] + \frac{V + JR_s}{R_p} \quad (\text{II.18})$$

La ecuación del doble diodo se grafica de la siguiente manera, figura II.18:



*Figura II.19: Ecuación del doble diodo bajo oscuridad en escala logarítmica.*

Hasta ahora no se han explicado las características observadas en varias celdas solares alcanzado a valores arriba de  $n > 2$  a tensiones pequeñas. Aparte de las corrientes de fuga pueden ser modeladas como resistencias en paralelo, diferentes causas han sido propuestas como el efecto túnel, ruptura por micro plasma, fugas a través de canales de la superficie, etc. Pero en la mayoría de los casos prácticos, un modelo de un solo diodo o doble diodo es suficiente. [3]

## II.11 Corriente inversa de saturación

Mide la recombinación en un material, es un parámetro importante el cual diferencia un diodo de otro. Un diodo con una recombinación larga tendrá un valor alto en el valor de corriente de saturación ( $I_0$ ). Cuando la temperatura se incrementa el valor de la corriente de saturación se incrementa, en el caso de la calidad del material el valor de corriente de saturación disminuye cuando su calidad en el material aumenta.

Para el caso de un diodo P-N ideal se ha determinado que la relación que rige el comportamiento I-V está dado por la ecuación II.19, en donde la corriente inversa de saturación está dada por: [14]

$$I_0 = \frac{J_{CC} * S * T_k^3 * e^{-\frac{E_g}{V_T}}}{\left( e^{\frac{V_{CA}}{nV_T}} - 1 \right) * 300^3 * e^{-\frac{E'_g}{V'_T}}} \quad \text{(II.19)}$$

$J_{CC}$  = Densidad de corriente de la celda ( $\frac{A}{cm^2}$ )

$S$  = Área de la celda ( $cm^2$ )

$T_k$  = Temperatura (K)

$E_g$  = Energía GAP del silicio ( $\frac{eV}{K}$ )

$V_{CA}$  = Tensión a circuito abierto (V)

$n$  = Factor de idealidad del diodo

$V_T$  = Tensión térmica (V)

$E'_g$  = Energía GAP del silicio a temperatura estándar ( $\frac{eV}{K}$ )

$V'_T$  = Tensión térmica a temperatura estándar (V)

$I_0$  o  $J_0$  mide la recombinación de portadores en los semiconductores que forman la unión, siendo parámetro importante en el comportamiento de un diodo. Los valores típicos de la corriente inversa de saturación son del orden de  $10^{-10}$  -  $10^{-8}$  (A).

El valor  $I_0$  puede calcularse través de una gráfica  $\ln I - V$ , en polarización directa. La figura II.19 muestra el comportamiento  $\ln I - V$  en donde la intersección en el eje  $\ln I - V$  de la parte lineal de la curva proporcional el valor de  $\ln I_0$ , y la pendiente del valor de  $A$  de la ecuación II.21. [3]

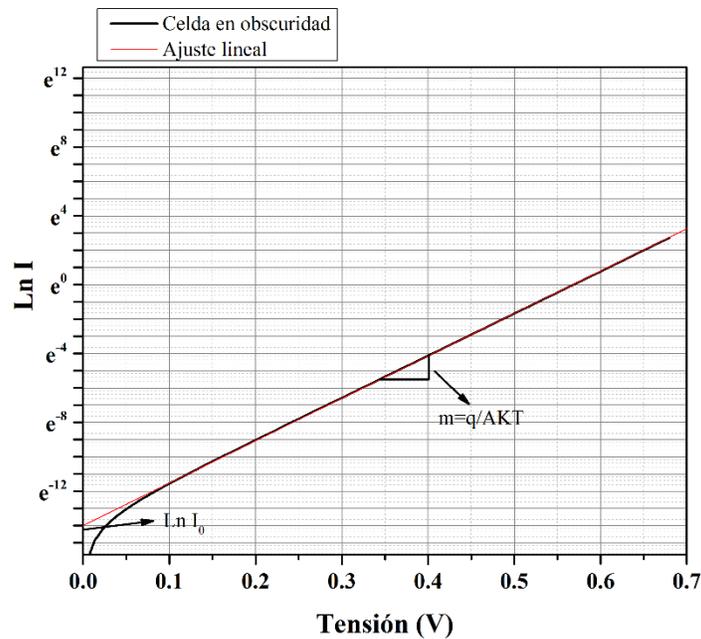


Figura II.20: Comportamiento  $\ln I - V$  de la ecuación II.1. [3]

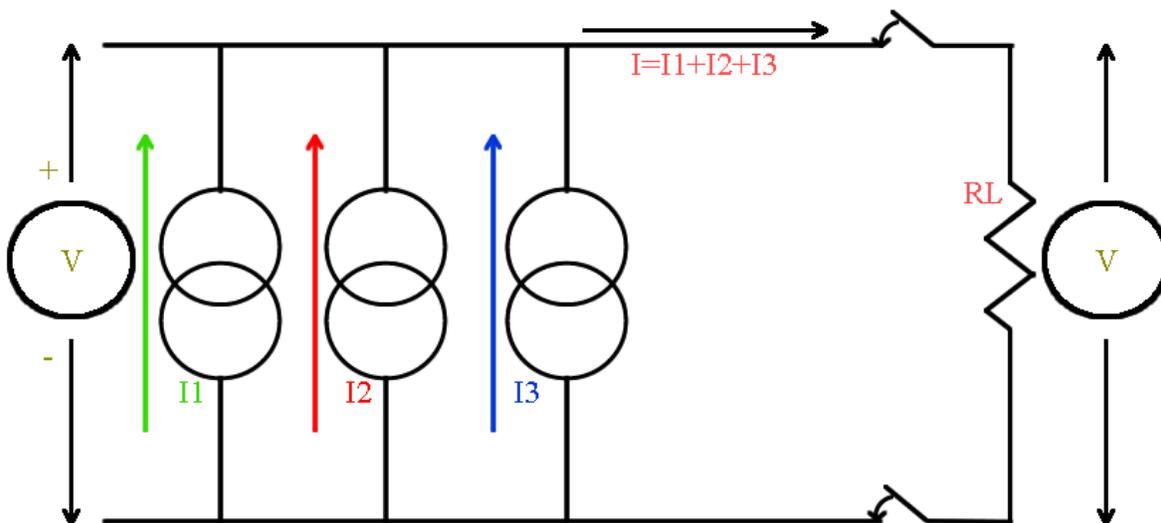
$$\ln I = \ln I_o + \ln \left[ e^{\frac{qV}{AkT}} - 1 \right] \quad (\text{II.20})$$

$$\ln I \approx \ln I_o + \frac{q}{AkT} V \quad (\text{II.21})$$

## II.12 Efecto del sombreado en una celda unitaria

Cuando una celda solar se sombrea, la parte sombreada deja de producir corriente eléctrica, sin embargo, la no sombreada sigue generando electricidad, en consecuencia debe haber un cambio en las características eléctricas de la celda sombreada.

Para determinar el efecto del sombreado podemos considerar lo siguiente: debido a que la celda solar es un generador de electricidad en corriente directa, por la ley de Kirchoff, un conjunto de generadores eléctricos idénticos conectados en paralelo proporcionan una fuente de poder que genera la misma tensión de trabajo que tiene cada generador que la compone con una corriente eléctrica igual a la suma de las corrientes individuales de cada generador, tal y como se muestra la figura II.20.



*Figura II.21: Celdas en paralelo representadas como generadores de corriente.*

Así que una celda solar unitaria puede considerarse como un conjunto de celdas solares de menor tamaño, con superficie tan grandes como se desee o tan pequeños como se requiera. Así que cada celdita tendrá una ecuación I-V relacionada con su tamaño, en en el cual  $J_o$ , son densidades de corriente respectivas a su superficie S.

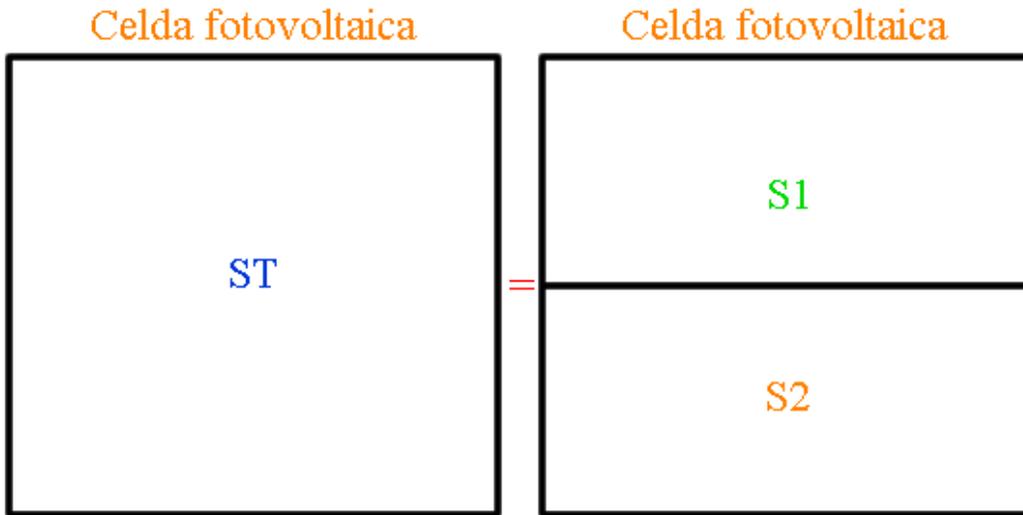
Para analizar el efecto de sombrear una porción de la superficie total de una celda unitaria, consideremos que se tiene una celda solar ideal una superficie activa S, cuyo comportamiento eléctrico bajo iluminación está regido por la ecuación II.22:

$$J = J_o \left[ e^{\frac{qV}{kt}} - 1 \right] - J_L \quad (\text{II.22})$$

En el cual la letra  $J$  representa la densidad de corriente.

Considérese que la superficie total activa  $S_T$  se divide en dos secciones, una superficie  $S_1$  y la otra con superficie  $S_2$ , tal y como se muestra la figura II.21, donde  $S_1 + S_2 = S_T$ .

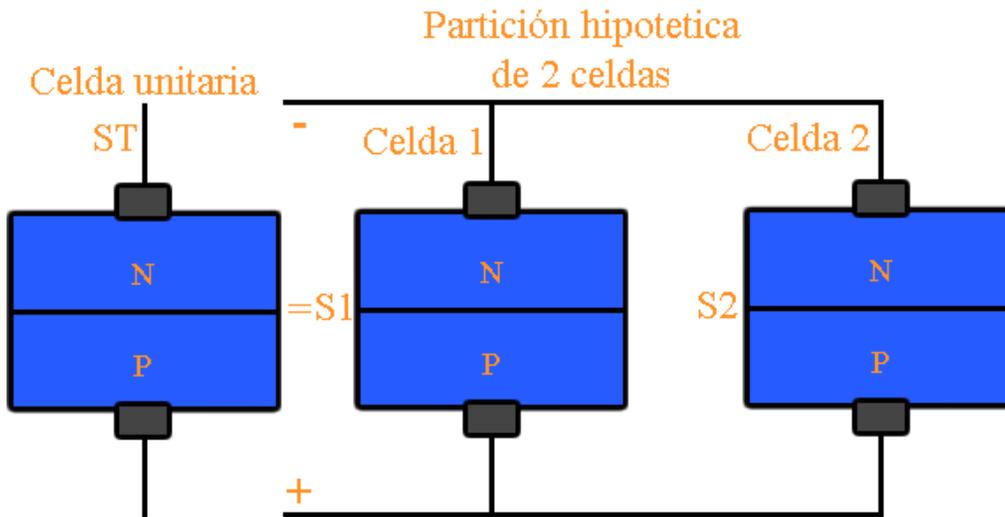
Cada porción es una celda solar en donde ambas se consideran conectadas en paralelo.



**Figura II.22:** Representación esquemática de la división de una celda solar unitaria.

En  $S_1$  se tiene:  $J_1 = J_{01} \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_L$  (II.23) y en  $S_2$  se tiene:  $J_2 = J_{02} \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_{L2}$  (II.24)

La representación esquemática de la equivalencia hacia una conexión en paralelo de dos celdas solares, tomadas de una celda unitaria se muestra la figura II.22.



**Figura II.23:** Representación esquemática de la partición hipotética de una celda.

El circuito equivalente de tal suposición se muestra en la figura II.23.

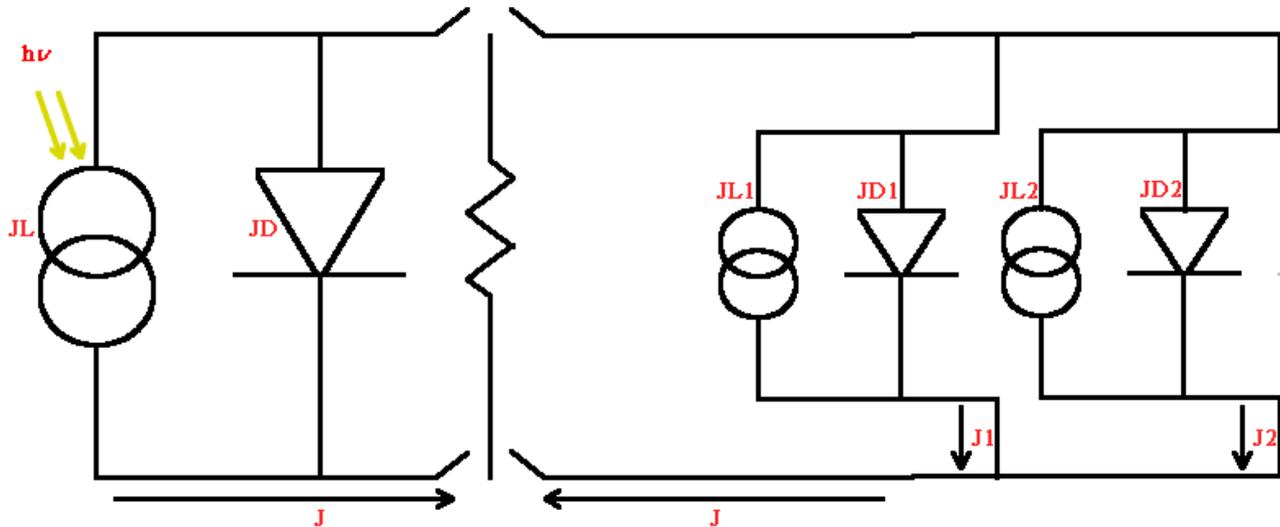


Figura II.24: Circuito equivalente de la celda particionada.

Es claro que, por ser las celdas 1 y 2 una sección de la celda unitaria (mismo material), entonces por estar en paralelo se tendrá que:

$$J = J_1 + J_2 = J_{01} \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_{L1} + J_{02} \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_{L2} \quad (\text{II.25})$$

$$J = [J_{01} + J_{02}] \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - [J_{L1} + J_{L2}] \quad (\text{II.26})$$

$$\frac{I}{S_T} = \left[ \frac{I_{01}}{S_1} + \frac{I_{02}}{S_2} \right] \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - \left[ \frac{I_{L1}}{S_1} + \frac{I_{L2}}{S_2} \right] \quad (\text{II.27})$$

### II.12.1 Efecto en la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ )

Bajo condiciones de cortocircuito,  $V=0$  y  $J=J_{CC}$  en consecuencia:

$J = J_0 \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_L$ , se tiene que  $J = J_{CC} = |-J_L|$  entonces para la Celda 1 se tiene  $J_{CC1} = J_{L1}$  y para la Celda 2 se tiene  $J_{CC2} = J_{L2}$ , y en consecuencia como  $J = J_1 + J_2$ ,  $J_{CC} = J_{CC1} + J_{CC2} = J_{L1} + J_{L2}$  y en términos de superficie se tiene:

$$\frac{I_{CC}}{S_T} = \frac{I_{L1}}{S_1} + \frac{I_{L2}}{S_2} = \frac{S_2 I_{L1} + S_1 I_{L2}}{S_1 S_2} = \frac{S_1 I_{L2}}{S_1 S_2} \quad (\text{II.28})$$

Si  $S_1$  se sombrea,  $I_{L1} = 0$  y entonces se tiene que:

$$\frac{I_{CC}}{S_T} = \frac{I_{L2}}{S_2} \implies I_{CC} = \frac{S_T}{S_2} I_{L2} \quad (\text{II.29})$$

De la ecuación anterior, se observa que tapar una porción de la celda, la corriente de cortocircuito  $I_{CC}$  que se tiene directamente proporcional a la corriente fotogenerada de la porción de la celda

iluminada, teniendo la constante de proporcionalidad un valor que depende de la razón entre la superficie total ( $S_T$ ) y la superficie de la celda iluminada ( $S_2$ ).

### II.12.2 Efecto en la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ )

Bajo condiciones de circuito abierto,  $J=0$  y  $V=V_{CA}$ , entonces de la ecuación:

$$J = J_0 \left[ e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] - J_L, \text{ se tiene } 0 = J_0 \left[ e^{\frac{qV_{CA}}{kT}} - 1 \right] - J_L \implies \frac{J_L}{J_0} + 1 = e^{\frac{qV_{CA}}{kT}} \rightarrow$$

$$V_{CA} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{J_L}{J_0} + 1 \right) \quad \text{(II.30)}$$

En consecuencia, para la superficie  $S_1$  (Celda 1) se tiene:

$$V_{CA1} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{J_{L1}}{J_{01}} + 1 \right) \quad \text{(II.31)}$$

Para la superficie  $S_2$  (Celda 2) se tiene:

$$V_{CA2} = \frac{kT}{q} \ln \left( \frac{J_{L2}}{J_{02}} + 1 \right) \quad \text{(II.32)}$$

Si  $S_1$  se sombrea,  $I_{L1} = 0$

Ya que  $S_1$  y  $S_2$  representa celdas que se conectan hipotéticamente en paralelo,  $V_{CA1}=V_{CA2}$ , y en consecuencia para la superficie total, ver ecuación:

$$V_{CA} = V_{CA1} + V_{CA2} = \frac{kT}{q} \left[ \ln \left( \frac{J_{L1}}{J_{01}} + 1 \right) + \ln \left( \frac{J_{L2}}{J_{02}} + 1 \right) \right] \quad \text{(II.33)}$$

Si la superficie  $S_1$  se sombrea, está deja de generar corriente, en consecuencia  $J_{L1}=0$  y la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) para la superficie total  $S_T$  está dada por la ecuación II.29:

$$V_{CA} = \frac{kT}{q} \left[ \ln \left( \frac{J_{L2}}{J_{02}} + 1 \right) \right] \quad \text{(II.34)}$$

Siendo  $J_{L2}$  la corriente fotogenerada por la superficie  $S_2$  que es iluminada. En consecuencia, cuando una celda solar se sombrea parcialmente, es decir, una sección de su superficie está sombreada:

- La corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) es directamente proporcional a la corriente fotogenerada de la superficie iluminada siendo el factor de proporcionalidad la razón entre la superficie total  $S_T$  y la superficie iluminada.
- La tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) de una celda solar que se le ha sombreado una superficie  $S_1$ , estando iluminada el resto de ella con una superficie  $S_2$ , disminuye su valor para la celda unitaria con superficie total  $S_T$  ( $S_T=S_1+S_2$ ) conforme a la relación el ecuación II.34, siendo  $J_{L2}$  la densidad de corriente de la porción de la celda iluminada.

## II.13 El módulo fotovoltaico

La celda solar de silicio cristalino solo es capaz de transformar la radiación luminosa con eficiencia teórica no mayor del 25% y con una tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) cuyo valor es del orden de 0.6 V. La corriente y la tensión generada son muy pequeñas para una aplicación práctica, por lo que para poder ofrecer una alternativa de uso, se debe de fabricar nuevas estructuras basadas en la unidad mínima de conversión. La asociación de celdas solares interconectadas de alguna manera es necesaria para incrementar tanto la tensión como la corriente generada. Esta asociación formará una nueva estructura conocida como el módulo fotovoltaico.

La celda solar es un generador que se comporta tanto como fuente de corriente y fuente de tensión, siendo la electricidad generada del tipo corriente directa. Por las leyes de Kirchhoff para circuitos eléctricos se sabe que si fuentes de fuerza electromotriz idénticas son conectadas en serie, o en paralelo, se tendrá:

“las conexiones tipo serie entre fuentes de fuerza electromotriz incrementan la tensión de salida, siendo su magnitud igual a la suma de las tensiones de cada una de las fuentes, manteniendo la corriente constante”.

“las conexiones tipo paralelo entre fuentes de fuerza electromotriz incrementan la corriente de salida, siendo su magnitud igual a la suma de las corrientes de cada una de las fuentes, manteniendo la tensión constante”.

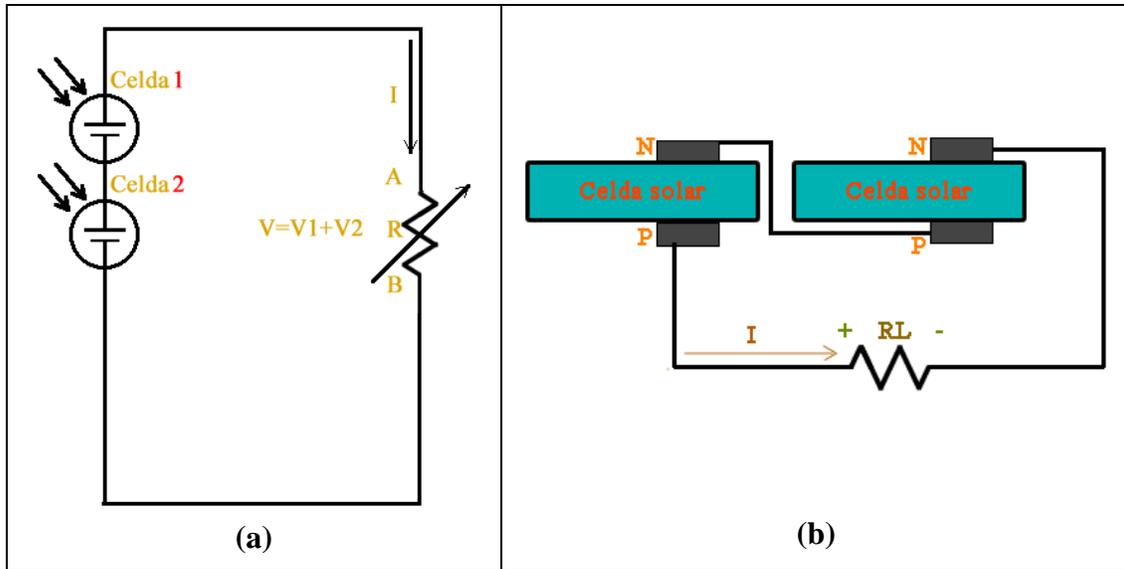
El requisito de identidad para las celdas solares es una característica en donde los procesos de fabricación masiva no son sencillos de lograr; por lo que los fabricantes, al realizar la construcción de su módulo, deben tener mucho control en la elección de cada uno de los elementos que participarán a la formación de esa nueva estructura.

Cuando celdas no idénticas se conectan para formar un módulo, se generan importantes problemas que están asociados a desbalances eléctricos y térmicos generados por la falta de acoplamiento entre ellas.

Sin embargo, aunque se haya garantizado que la celdas individuales tengan idénticas características eléctricas, siempre existirá la probabilidad de que alguna de ellas quede sombreada parcialmente lo que implica una disminución en los valores de los parámetros eléctricos, implicado inmediatamente que aparecerá un desbalance eléctrico y térmico. El efecto principal de estos problemas se manifiesta en el hecho de que un módulo o varios de ellos trabajarán como receptores de potencia y consumirán, en lugar de producir, parte de la potencia generada por los otros módulos en el arreglo. Como consecuencia se calentaran, existiendo la posibilidad de que se formen los llamados “ puntos calientes” que dañan irreversiblemente a las celdas en donde se produce, y en consecuencia, al módulo.

### II.13.1 Celdas solares idénticas en serie

Vamos a considerar el caso de 2 celdas en serie, figura II.24, donde son conectadas a una carga variable R. En este arreglo, la corriente I es la misma y el resultado de la tensión debe de ser la suma de las tensiones  $V_1$  y  $V_2$  de las celdas solares 1 y 2 en el instante cuando la resistencia R es variada.



**Figura II.25: a) Diagrama eléctrico de dos celdas conectadas en serie b) Celdas solares conectadas en serie.**

En el caso ideal cuando 2 celdas solares idénticas (con rendimiento idéntico en sus características) son conectadas en serie, la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) es igual a 2 veces la tensión de una celda individual:

$$I > 0 \quad V = V_1 + V_2 \quad (\text{II.35})$$

$$I = 0 \quad V_{CA} = 2V_{CA1} = 2V_{CA2} \quad (\text{II.36})$$

Bajo condiciones de corto circuito (carga  $R=0$ ), la corriente total  $I_{CC} = I_{CC1} = I_{CC2}$  y las respectivas tensiones a través de las terminales de la celda solar es cero:

$$V = V_1 = V_2 = 0 \quad (\text{II.37})$$

Las celdas están trabajando como generadores de la misma manera la potencia generada es positiva. La figura II.25 presenta el resultado ideal de las características idénticas para 2 celdas solares en serie. El subíndice G indica que un generador fotovoltaico consiste en 2 o más celdas solares en serie o paralelo.

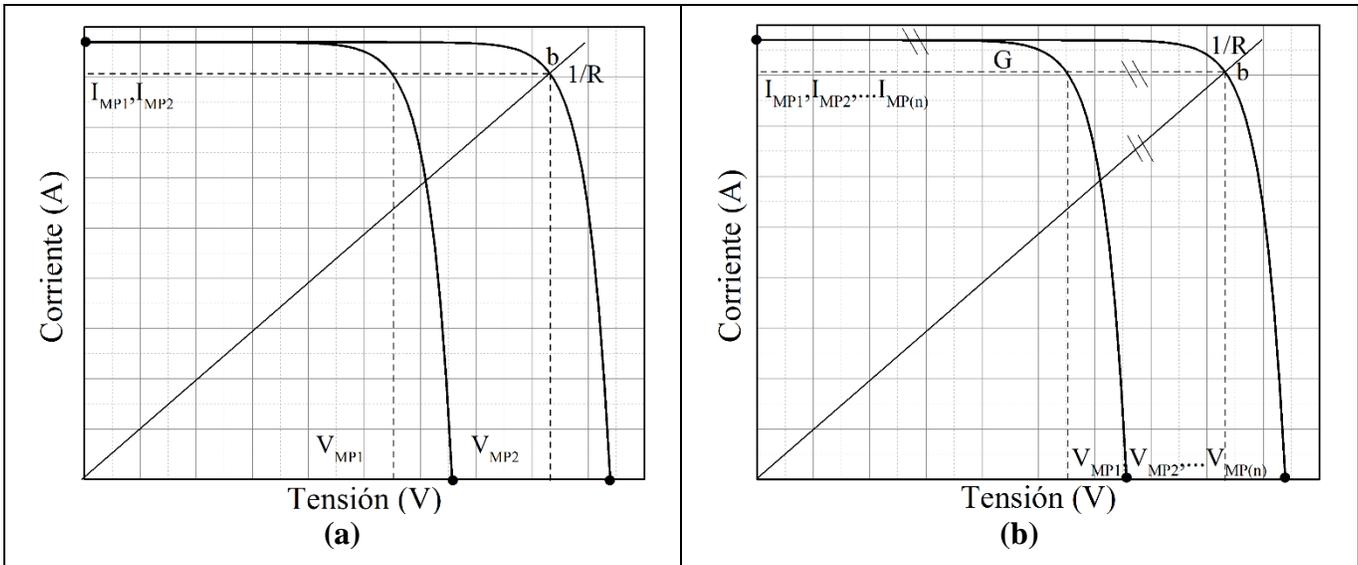


Figura II.26: a) Dos celdas idénticas en serie b) Varias celdas idénticas en serie. [59]

El punto b representa el punto de máxima potencia el cual:

$$I_{MP} = I_{MP1} = I_{MP2} \quad (\text{II.38})$$

$$V_{MP} = V_{MP1} + V_{MP2} = 2V_{MP1} = 2V_{MP2} \quad (\text{II.39})$$

La figura II.25 también muestra la asociación de n celdas solares idénticas. El mismo razonamiento puede ser aplicado para la asociación de módulos idénticos y arreglos idénticos.

### II.13.2 Celdas solares idénticas en paralelo.

Considerar el caso de la figura II.26, con 2 celdas solares idénticas montadas en paralelo además conectadas a una carga variable; la  $V_{MP}$  resultante es  $V_{MP2}$  siendo  $V_{MP1A}$  y  $V_{MP1B}$  el mismo para cada celda, dando como resultado de la corriente  $I_{MP2}$  como la suma de las respectivas corrientes  $I_{MP1A}$  y  $I_{MP1B}$  de las celdas solares:

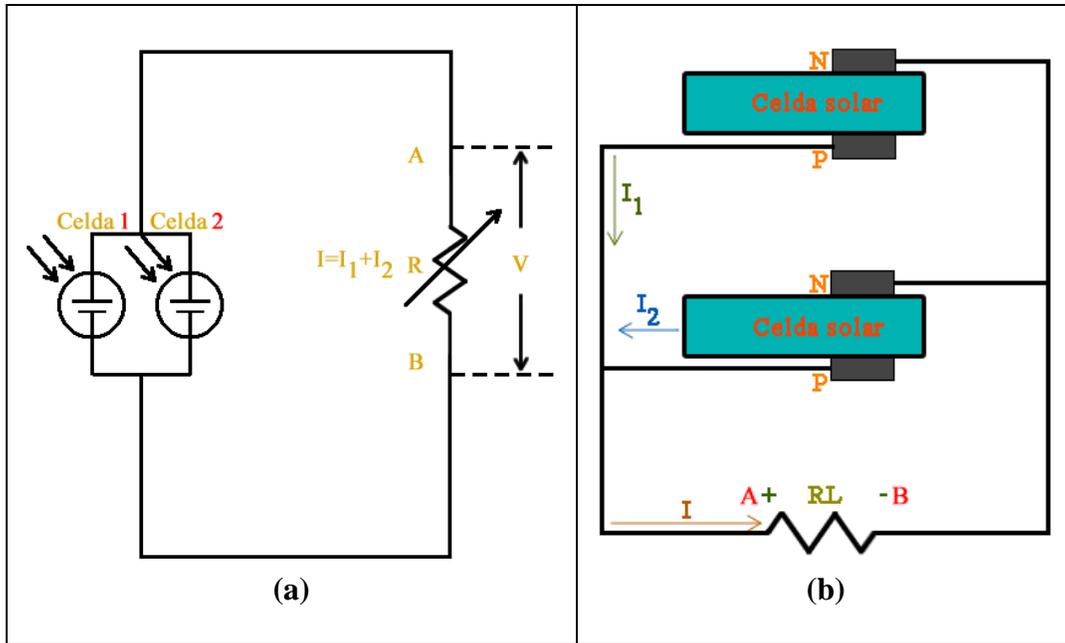


Figura II.27: a) Diagrama eléctrico de dos celdas conectas en paralelo b) Celdas solares conectadas en paralelo.

$$I_{CC2} = I_{CC1A} + I_{CC1B} \quad (\text{II.40})$$

$$V_{CA2} = V_{CA1A} = V_{CA1B} \quad (\text{II.41})$$

Si las 2 celdas solares son idénticas, las características I-V son las mismas igualmente cada una de ellas generara la misma corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) y la misma tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ):

$$I_{CC2} = 2I_{CC1A} = 2I_{CC1B} \quad (\text{II.42})$$

$$V = V_1 = V_2 \quad (\text{II.43})$$

$$I_{CC1A} = I_{CC1B} = I_{CC2} \quad (\text{II.44})$$

$$V_{CA1A} = V_{CA1B} = V_{CA2} \quad (\text{II.45})$$

El resultado de las características de la configuración pueden ser fácilmente determinado; la tensión es la misma y, cualquier valor que sea el de la resistencia R de la carga, la corriente total I es igual a la corriente 2 veces mayor por una sola celda, figura II.27.

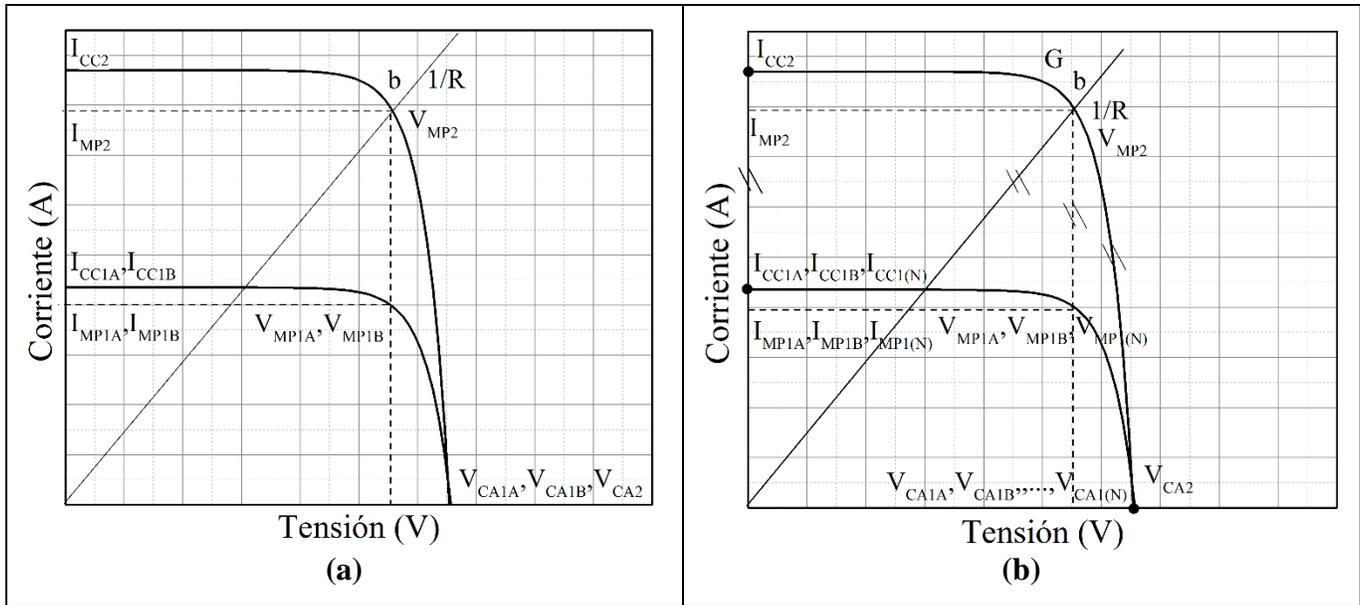


Figura II.28: a) Celdas idénticas en paralelo b) Varias celdas idénticas en paralelo. [10]

### II.13.3 Celdas solares no idénticas

Un problema muy importante ocurre cuando las celdas solares, módulos o arreglos son conectados a la red, principalmente debido a los desequilibrios eléctricos y térmicos generados por un desajuste de las características individuales de las celdas. Un pico de potencia alto necesita la incorporación de dispositivos protectores en la red para cubrir los altos riesgos térmicos y eléctricos que suceden por los cambios en las celdas. Cuando un pico de potencia (del orden de Mega Watts) son alcanzados, la optimización del número de componentes de protección además de la localización en la red es de suma importancia, así también la reducción del costo del sistema cuando se presentan estos problemas, igualmente las pérdidas de energía inherentes en la integración de módulos en un arreglo de red.

La asociación de celdas solares consideradas como una buena incorporación de módulos puede ser extendido para grandes arreglos.

Dos casos son los que consideramos en este apartado: el caso ideal para celdas solares idénticas ya mencionado anteriormente y el caso no ideal para celdas solares con distintos valores eléctricos que mencionaremos.

La presencia de valores distintos en los arreglos de celdas solares en sus parámetros eléctricos siempre está sucediendo. Esto es debido a la imperfecta respetabilidad de los procesos técnicos en la fabricación de las celdas solares o las condiciones anormales en la utilización de las celdas solares, ocultaciones aleatorias, parciales o completas de sombras creando imbalances eléctricos.

Tales peligros si no son prevenidos pueden ser las principales condiciones de operación de uno o varios módulos en la red el cual pueden comportarse como receptores de potencia o consumidores de solo una parte de la potencia eléctrica por otros módulos en la red.

### II.13.4 Celdas solares no idénticas en serie

Sombrear una celda solar en un módulo causa una potencia baja de salida debido a la reducida energía de entrada en la celda. Las celdas solares sombreadas en un arreglo en serie puede reducir la corriente de corto circuito en todo el módulo.

La figura II.28 muestra las características de un generador hecho por 2 celdas solares no idénticas conectadas en serie. La curva 1 y 2 representa las características de una eficiente y una menos eficiente celda solar respectivamente. La misma corriente fluye en 2 celdas solares pero las tensiones totales es la suma de las 2 tensiones. Si la impedancia  $R$  de la carga es menor que  $R_{CS}$ , la celda solar 2 se vuelve un receptor de una tensión de reversa.

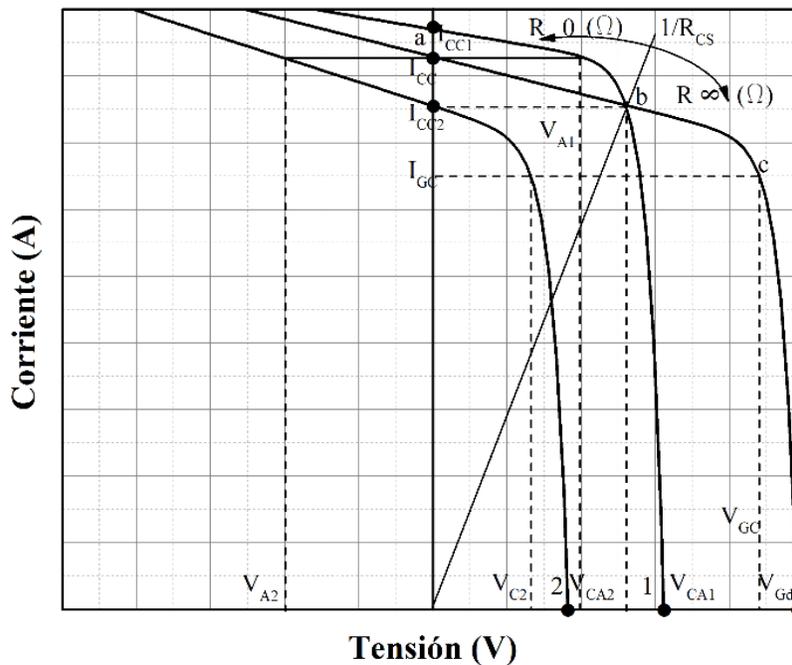


Figura II.29: Dos celdas no idénticas conectadas en serie. [10]

Si consideramos el caso de 2 celdas solares no idénticas conectadas en un arreglo en serie y el resultado de las características I-V en la figura II.28, el comportamiento de operación de un arreglo en serie puede ser descrito como sigue:

- 1.- En el punto d, la cadena en serie es una condición de tensión a circuito abierto. La corriente total  $I$  es igual a cero y el resultado  $V_{Gd}$  es la suma de las tensiones a circuito abierto  $V_{CA1}$  y  $V_{CA2}$ .
- 2.- En cualquier punto c, entre los puntos d y b, las 2 celdas operan respectivamente como generadores eléctricos, la potencia eléctrica generada por cada celda es positiva:  $V_{Gd} = V_{CA1} + V_{CA2}$ .
- 3.- El punto b muestra el limite correspondiente a la corriente de corto circuito  $I_{CC2}$  de la celda menos eficiente y el resultado de la tensión  $V_{Gd}$  es consecuentemente igual a  $V_{b1}$  ( $V_{b1} = 0$ , corriente de corto circuito condiciones de la celda 2). Este punto es alcanzado cuando la impedancia de la carga alcanza el valor crítico  $R_{CS}$  tal que la celda 2 es ningún generador o receptor. Si la impedancia de la carga es menor en el valor de  $R_{CS}$ , la celda 2 operara como receptor; la potencia eléctrica correspondiente a esta celda es negativa.

4.- El punto a corresponde a la corriente de corto circuito en el punto de operación de la cadena en serie,  $V_{Ga} = 0$ ,  $I_{Ga} = I_{CC}$ ;

$$V_{Ga} = V_{a1} + V_{a2} = 0 \rightarrow V_{a1} = -V_{a2} \quad (\text{II.46})$$

Como la celda 1 y 2 son no idénticas, la tensión en las terminales de la Celda 1 es la misma pero con polaridad en reversa como la tensión aplicada en las terminales de la Celda 2, tal que la tensión resultante es cero.

El argumento es el mismo para una gran red de celdas o módulos conectados en serie con una celda o módulo menos eficiente que el resto. La tensión en todo el sistema puede ser aplicado bajo ciertas condiciones (cerca de la corriente de corto circuito) a la celda o módulo menos eficiente el cual se va a convertir en calor, siendo el principal imbalance térmico (punto caliente) así como una modificación de las características eléctricas. Esto ocurre cuando el valor crítico  $\frac{1}{R_{CS}}$  de la admitancia de la carga ha sido excedido. Este fenómeno es ilustrado en la figura II.29.

$$V_2 = -(N_s - 1)V_1 \quad (\text{II.47})$$

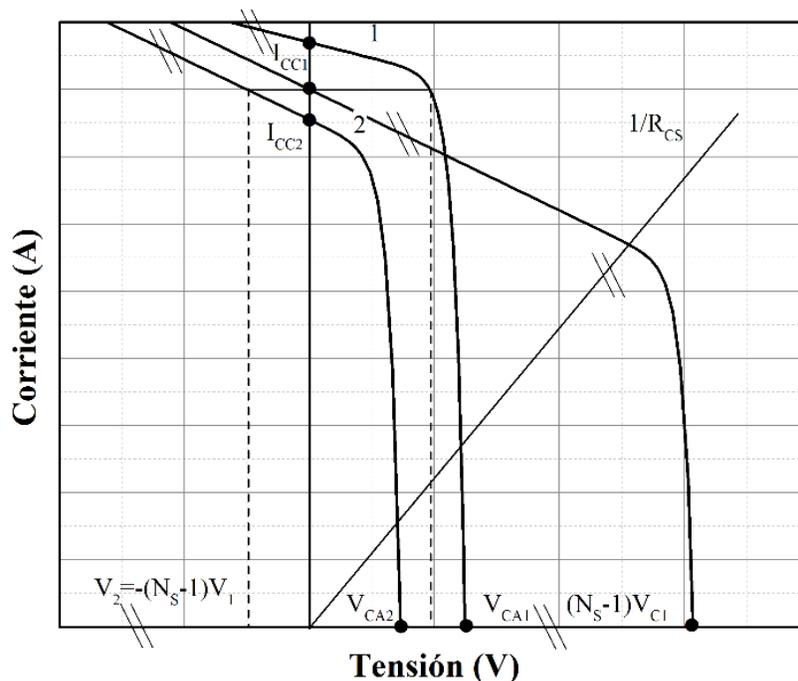


Figura II.30:  $N_s-1$  Celdas no idénticas en serie. [10]

### II.13.5 Celdas solares no idénticas en paralelo

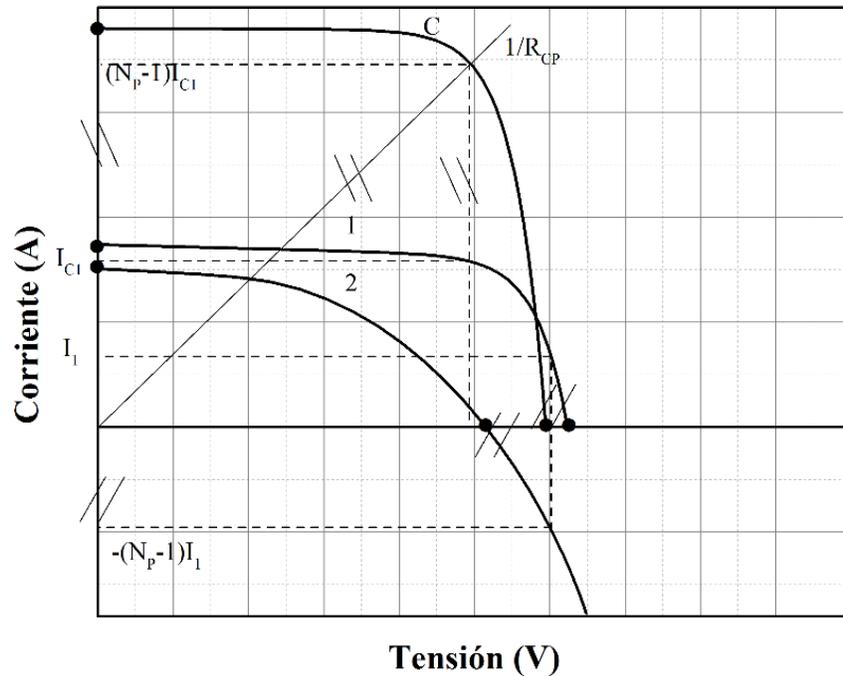
La figura II.30 da un detalle de las características de operación para 2 celdas solares no idénticas conectadas en paralelo.



La Celda 2 está trabajando como un receptor. Su potencia eléctrica es negativa.

La corriente de reversa máxima  $I_{d2}$  entregada a la Celda 2 es igual a la mínima corriente alcanzable  $I_{d1}$ .

El argumento es el mismo para una red grande de celdas o módulos conectados en paralelo con una sola celda o módulo menos eficiente que el resto. En el caso, de una celda menos eficiente absorberá corriente de todas las otras celdas o módulos, causando calor a ellas. Este puede causar resultar una irreversible deterioración, si la impedancia crítica correspondiente al número de celdas o módulos son excedidos, figura II.31.



**Figura II.32:  $N_s-1$  Celdas no idénticas en paralelo. [10]**

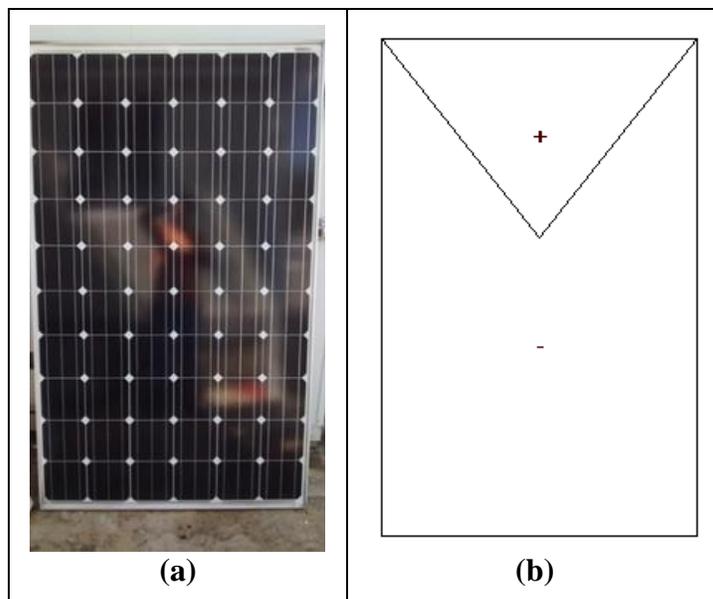
Ya hemos hablado, para prevenir este problema, el fabricante introduce diodos en serie para cada rama en paralelo.

Por esta misma razón, un diodo es introducido en paralelo a través de la celda o módulo para prevenir un efecto en serie.

Por otro lado, estos diodos contribuyen a pérdidas en la energía, el cual pueden ser importantes para grandes redes. Por esta razón, es necesario estudiar los puntos críticos en una red para minimizar el número de diodos.

## II.14 El concepto del módulo

Por estar construidas con un material muy frágil, las celdas solares deben protegerse contra posibles golpes que la romperían. Además, deben protegerse contra las condiciones ambientales para evitar procesos de degradación. Por esta razón, las celdas conectadas se encapsulan para formar una nueva estructura llamada *módulo fotovoltaico (FV)*. La figura II.32, muestra la sección transversal de un MFV tipo silicio cristalino y el símbolo que se usa convencionalmente para representar al módulo en un diagrama eléctrico.



**Figura II.33: Módulo de tipo silicio cristalino y el símbolo para representar un módulo fotovoltaico en un diagrama eléctrico.**

Los módulos fotovoltaicos deben tener la característica de ser libres de mantenimiento durante muchos años en las condiciones ambientales para las cuales sean diseñados. El objetivo es crear estructuras con un tiempo de vida promedio mayor que el de la garantía. El vidrio y el encapsulante frontal para laminado, comúnmente Etil Vinil Acetate (EVA), deben ser transparentes a la radiación solar en el rango de longitudes de onda en donde el silicio tiene su respuesta espectral (0.35 a 1.2  $\mu\text{m}$ ). Dicha característica óptica no debe disminuirse por las exposiciones prolongadas a la radiación solar y el clima.

El vidrio debe tener buena resistencia al impacto contra granizos, granos de arena arrastrados por el viento, e inclusive contra golpes accidentales. La superficie del vidrio debe de ser dura, resistente a la abrasión, lisa y plana para garantizar la limpieza por medio de la lluvia, viento o rocío. No debe tener relieves que faciliten la acumulación superficial de lluvia, polvo cualquier otra materia sólida.

Para mantener la temperatura de operación lo más baja posible y maximizar su desempeño, el módulo debe diseñarse para tener una baja absorción del espectro de la radiación luminosa que no se aprovecha, además poder disipar calor vía procesos de radiación, convección y conducción.

Los polímeros para el encapsulamiento deben ser resistentes a la permeabilidad de gases, vapor de agua y líquidos, cuya condensación dentro del módulo ocasionaría corrosión galvánica en los contactos eléctricos y en consecuencia cortocircuitos. Cualquier fuga en los sellos aumentaría la razón de absorción de gases beneficiando reacciones químicas adversas al dispositivo. El desprendimiento del laminado entre el vidrio y el encapsulante, o el encapsulante y celdas, aumenta las pérdidas por reflexión. En consecuencia, tanto el vidrio como los polímeros no deben desprenderse bajo condiciones térmicas cicladas de frío y/o calor.

Generalmente, el laminado debe garantizar un aislamiento contra potenciales eléctricos, los cuales pueden alcanzarse al conectar en serie varios módulos.

Las celdas que formarán un módulo deben seleccionarse con características eléctricas casi idénticas: menos del 2% de dispersión para los valores de corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) y la

tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ). Las conexiones eléctricas entre ellas deben ser dobles para garantizar la confiabilidad de la conexión.

Ya que la eficiencia del módulo dependerá de la radiación solar que su área intercepte, el factor de compactación de las celdas en el módulo debe ser lo más alto posible. Es obvio que celdas cuadradas producen una compactación mayor que celdas circulares, sin embargo, si el área no es una limitante, no existe una restricción respecto al factor de compactación.

El módulo debe ser lo suficientemente rígido para soportar las frágiles celdas y darles protección durante los procesos de traslado e instalación. Debe ser capaz de absorber pequeñas imperfecciones o distorsiones en la estructura, aguantar las vibraciones producidas por vientos débiles además soportar fuertes vientos, nieve, hielo y tolvaneras. También deben ser fáciles de montar, interconectar, y reemplazar. Los tornillos de montaje, terminales eléctricas, cajas de conexión y conectores deben ser anticorrosivos.

## II.15 Efecto de la intensidad luminosa

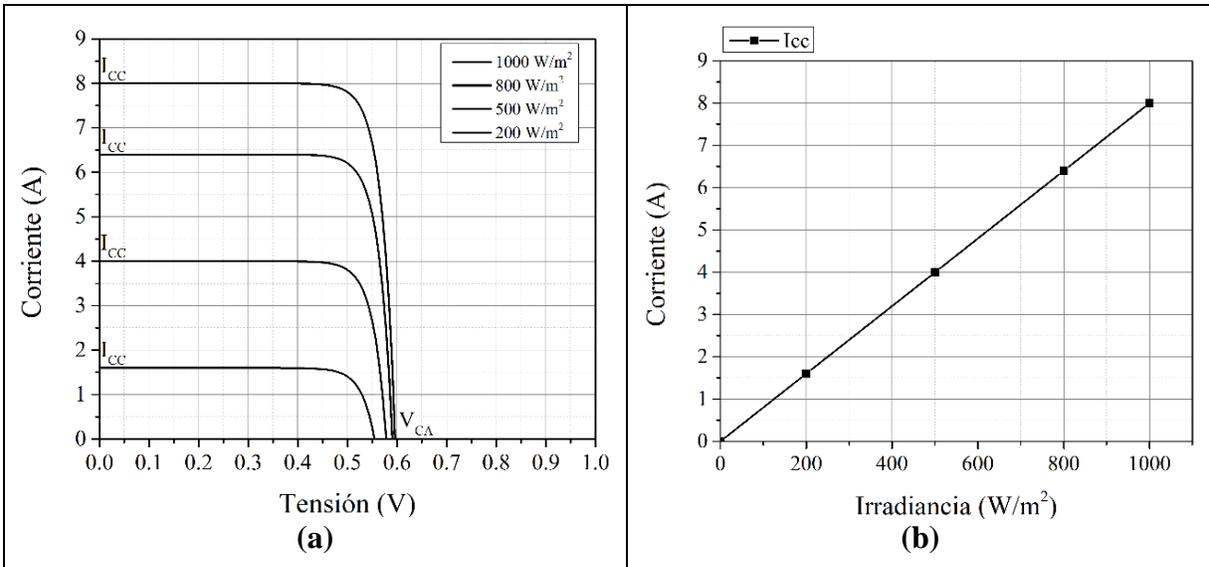
La forma en que cambia la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) es proporcional al valor de la irradiancia. Dado que la corriente que genera un módulo con celdas conectadas en serie es igual a la corriente que genera una celda individual, entonces el efecto de la irradiancia sobre el módulo es el mismo para una celda individual. De aquí que si  $I_{CC(m)}$  es la corriente de cortocircuito del módulo, entonces:

$$I_{CC(m)} = CG \quad \text{(II.55)}$$

En el cual  $G$  es la irradiancia y la constante  $C$  con unidades  $\left(\frac{Am^2}{W}\right)$ , es decir:

$$C = \frac{I_{CC(m)}(STC)}{1000} \quad \text{(II.56)}$$

La relación anterior permite tener una manera de determinar si un módulo está generando la corriente especificada por el fabricante, o poder estimar que corriente dará el módulo bajo una irradiancia conocida (ver figura II.33).



**Figura II.34:** En la a) Se puede ver la variación de la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) con el respecto a la irradiancia, en b) se puede ver la linealidad del cambio de la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) con respecto a la irradiancia.

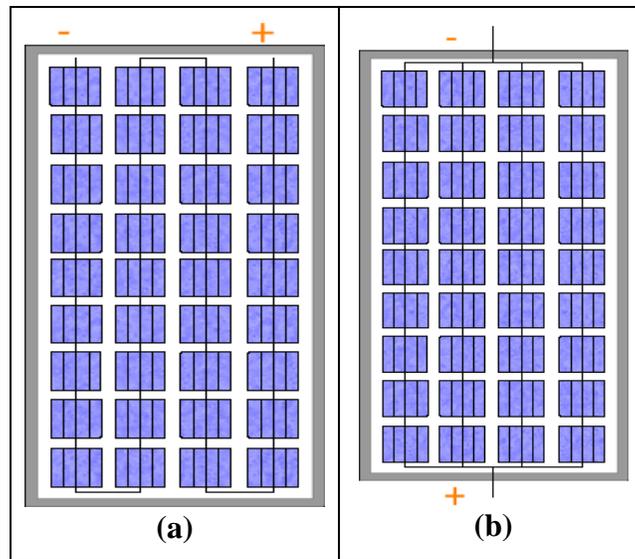
## II.16 Efecto del sombreado

El desacoplamiento en las características eléctricas de las celdas en un MFV es la causa de la aparición de los llamados “puntos calientes” en los MFV. Esto se puede generar al quedar sombreada parcial o totalmente una celda del módulo. El sombreado se produce por obstrucción de luz por objetos alrededor de ellos o por suciedad pegada sobre su superficie (especialmente excremento de pájaro). En el caso del sombreado, el instalador debe evitar que objetos enfrente del módulo, e inclusive detrás de él, puedan generar sombra sobre este.

Para el caso de módulos conectados en serie, el sombreado parcial de una celda ocasiona que esta genere menos corriente (a menor área activa, menor es la corriente de iluminación) que las demás, en consecuencia, la corriente de iluminación del módulo sombreado será menor que la de los demás módulos, forzando así que toda la serie trabaje con una corriente que sea igual a la corriente de iluminación del módulo sombreado. Sin embargo, ese módulo queda polarizado inversamente, con una tensión igual a la suma de las tensiones de los otros módulos, consumiendo una corriente igual a la diferencia entre las corrientes de iluminación, tendiendo a disipar una potencia muy grande que depende de cuantos módulos estén conectados en paralelo.

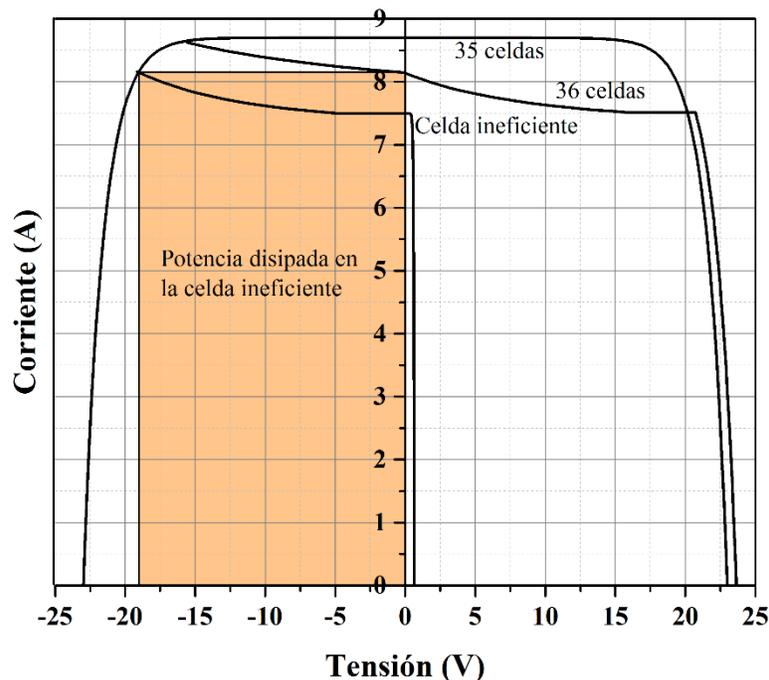
### II.16.1 Formación de los puntos calientes

Para entender mejor este problema, que es causa de muchas de las fallas de un sistema fotovoltaico, se considerará un solo módulo, y el efecto de una celda sombreada sobre las características eléctricas de un módulo. La siguiente figura II.34 muestra un módulo de 36 celdas en serie el cual hablaremos para ejemplificar el fenómeno de punto caliente, la otra conexión es alternativa además las celdas están en serie y paralelo; los módulos comerciales tienen la conexión convencional.



**Figura II.35: Módulo de 36 celdas a) Conexión convencional b) Conexión alternativa.**

Considérese que se tiene un módulo 36 celdas conectadas en serie y que una de ellas es sombreada parcialmente, digamos un 25%. Eso significa que dicha celda genera una corriente a cortocircuito (corriente de iluminación) cuyo valor será del 25% de la corriente de cortocircuito que generan las otras 35, pero casi con el mismo  $V_{CA}$  que todas las demás. La figura II.35 muestra el comportamiento I-V de la celda sombreada y de la asociación serie de las otras 35 celdas idénticas. Cuando el módulo está en condiciones de cortocircuito, que es el peor de los casos, la celda sombreada debe de proporcionar la misma corriente que las otras 35. La parte sombreada hace que trabaje con una polaridad invertida, en el segundo cuadrante del plano I-V. El valor de la corriente producida puede encontrarse a reflejar una de las curva sobre el eje Y y determinar la intersección con la otra curva, ver figura II.35.



**Figura II.36: Curvas de las celdas del módulo con una celda sombreada. [15]**

Se puede ver que, bajo estas condiciones, la baja corriente de la celda es sujeto a una vía de reversa y tiene que disipar una cantidad de energía equivalente al área sombreada. Esto es igual al poder generado por las 35 celdas. La baja corriente vuelve carga a la celda para las demás. Como resultado, llega a una temperatura  $T_{cd}$  dada por: [15]

$$T_{cd} = T_a + \xi_m P_{DIS} \quad (\text{II.57})$$

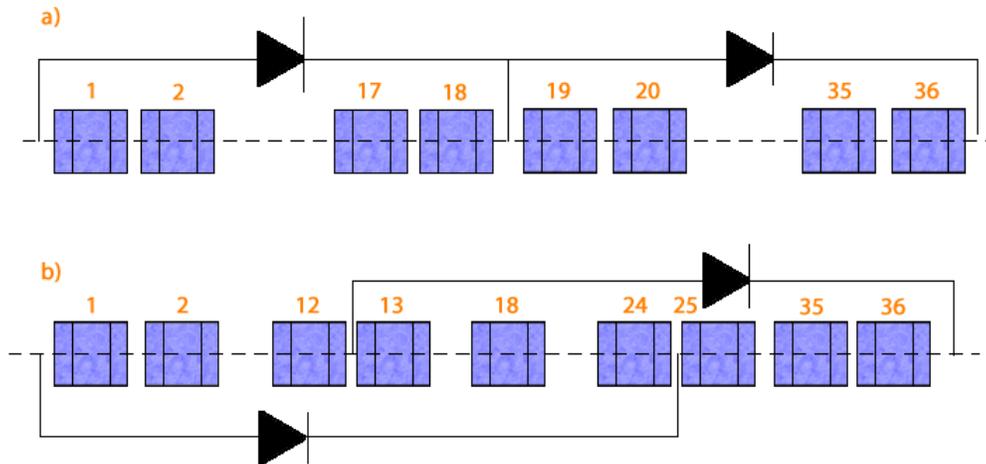
En el cual  $P_{DIS}$  es la potencia generada disipada en la celda de baja corriente y  $\xi_m$  es un coeficiente de temperatura y  $S$  es la superficie de la celda en  $cm^2$ , el coeficiente térmico se expresa de la siguiente manera: [15]

$$\xi_m \left( \frac{^{\circ}C}{\frac{mW}{cm^2}} \right) \cong \frac{NCOT(^{\circ}C) - 20}{S \times 80 \left( \frac{mW}{cm^2} \right)} = C_2 \quad (\text{II.58})$$

Si  $T_{cd}$  excede  $85^{\circ}C$ , que es prácticamente el límite que soportan los polímeros con los que se encapsulan los módulos, existe un riesgo de que la celda del módulo se dañe irreversiblemente.

### II.16.2 Prevención de la formación de los puntos calientes

La técnica más usada para prevenir los puntos calientes es conectar diodos de paso en paralelo con la cadena en serie de las celdas, como se muestra en la figura II.36. La polaridad del diodo está en reversa con respecto a las demás celdas. Consecuentemente, la vía de reversa de las celdas corresponde con la vía de directa del diodo el cual provee un paso de corriente generada por las otras celdas. La potencia máxima que puede ser disipada por una celda en particular como punto caliente está limitada por las otras celdas las cuales están conectas en serie.



*Figura II.37: Diodos de paso para eliminar puntos calientes. [15]*

Por esa razón, los fabricantes proveen diodos de paso intermedios en las celdas en serie de los módulos como se muestra en la figura II.36. Note que el arreglo b de la figura II.36 tiene una cierta ventaja sobre el arreglo de a. Si la polaridad del módulo esta errormente conectada, no habrá

elevación de corriente de corto circuito, sin embargo, es difícil encontrar esta configuración en módulos comerciales.

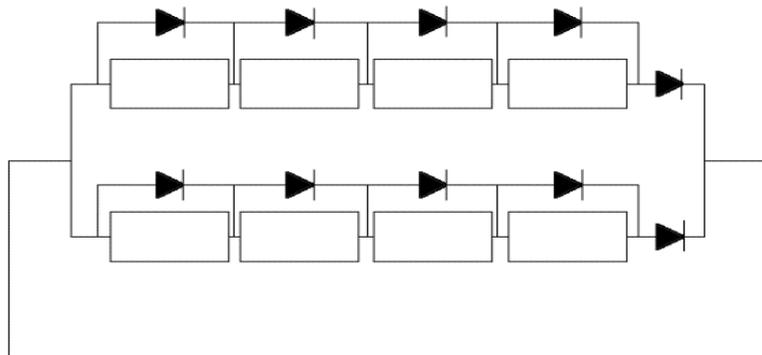
La necesidad de instalar diodos de paso depende en la variación de las características de la celda, la tensión de salida del generador y la resistencia en paralelo de los módulos. Para dar una idea general, podemos decir que los diodos de paso son una necesidad si la tensión de salida es mayor a 24 V. Esta explicación es basada en la incompatibilidad de la corriente respecto a las celdas conectadas en serie.

### II.16.3 Prevención de corrientes de retorno

Cuando 2 o más módulos se conectan en paralelo y uno de ellos se sombrea, este dejara de producir tanto corriente como tensión, y en consecuencia actuara como una “carga eléctrica” en el circuito en paralelo ya que producirá menor tensión que los demás.

Los que están bajo iluminación verán al módulo sombreado como sumidero y le inyectaran corriente en sentido inverso a la que el módulo produciría; es decir, le inyectaran corriente de retorno produciendo calentamiento en las celdas pudiendo quemar a estas.

Para evitar esta situación el instalador y diseñador deberá de considerar la adición de un diodo u otro dispositivo que bloquee dichas corrientes de retorno en una posición tal y como se muestra en la figura II.37. A dicho dispositivo se le llama bloqueadores de corriente de retorno y en el caso que sea diodo se le llama diodo de bloqueo. Si la temperatura excede los 85°C el módulo puede ser dañado.



*Figura II.38: Diodos de bloqueo (serie) y diodos de paso en un generador fotovoltaico. [15]*

# CAPÍTULO III. MÉTODO PARA EL ANÁLISIS EN LAS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS POR EL EFECTO DEL SOMBREADO.

## III.1 Introducción

En este capítulo se describe la metodología experimental para analizar el efecto del sombreado sobre las características I-V de una celda individual integrada en un módulo fotovoltaico. Se analizó el caso para un módulo de 36 celdas en serie que era la tecnología predominante entre los años 80 y 90, y el caso de un módulo de 60 celdas que es la tecnología predominante a partir del año 2000.

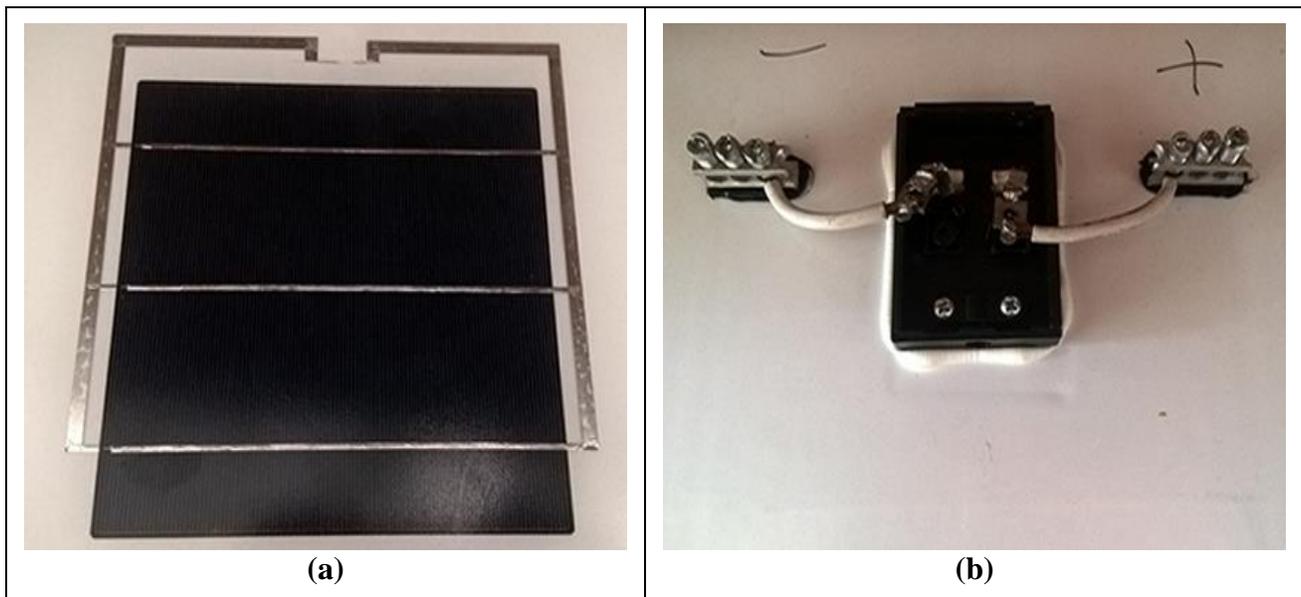
A continuación se describe el equipo y metodología que se han usado para cada uno de los experimentos analizados.

## III.2 Infraestructura de medición

Para el estudio de sombreado igualmente para el trazado de las curvas I-V de los dispositivos fotovoltaicos que se usaron para este trabajo (celda, módulo y CFV) se utilizaron diferentes equipos y componentes que fueron elegidos dependiendo del experimento en cuestión.

### III.2.1 Celda solar

Se usó para este estudio una celda solar de silicio policristalino de sección cuadrada con un lado 154.8 mm, encapsulada y laminada siguiendo la misma metodología que utiliza la empresa Solartec S.A. de C.V. para sus productos comerciales. Una fotografía de dicha celda se muestra en la figura III.1. Las características eléctricas de dicha celda se muestran en la tabla III.1.



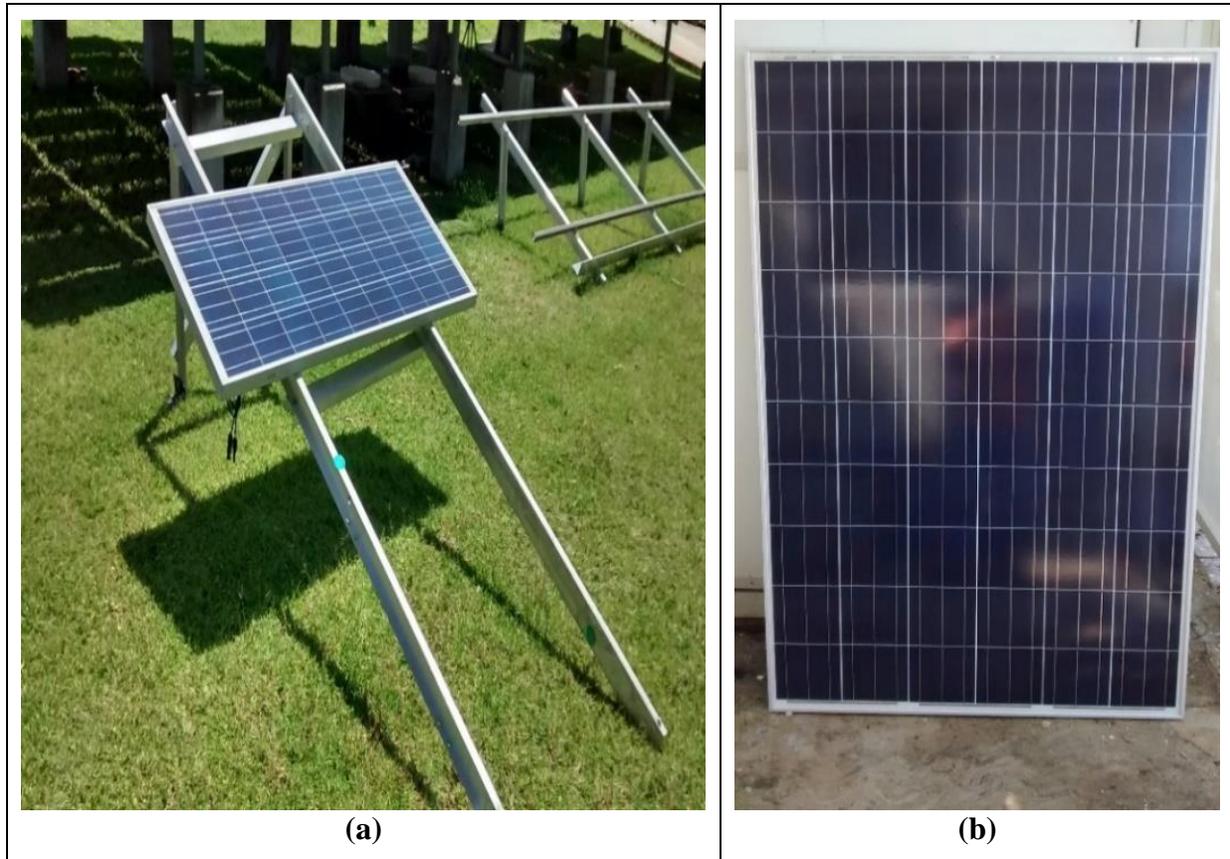
*Figura III.1: a) La celda unitaria por la parte de frente b) Celda unitaria por la parte posterior.*

**Tabla III.1: Parámetros eléctricos (PAEL) de la celda bajo estudio medidas en condiciones estándares de prueba proporcionadas por el Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaicas (LANEFV), del Instituto de Energías Renovables de la UNAM.**

<b>Celda Solar Base (CSB)</b>	
<b><math>P_M</math> (W)</b>	3.403
<b><math>V_{CA}</math> (V)</b>	0.623
<b><math>V_{MP}</math> (V)</b>	0.434
<b><math>I_{CC}</math> (A)</b>	8.85
<b><math>I_{MP}</math> (A)</b>	7.84

### III.2.2 Módulo fotovoltaico

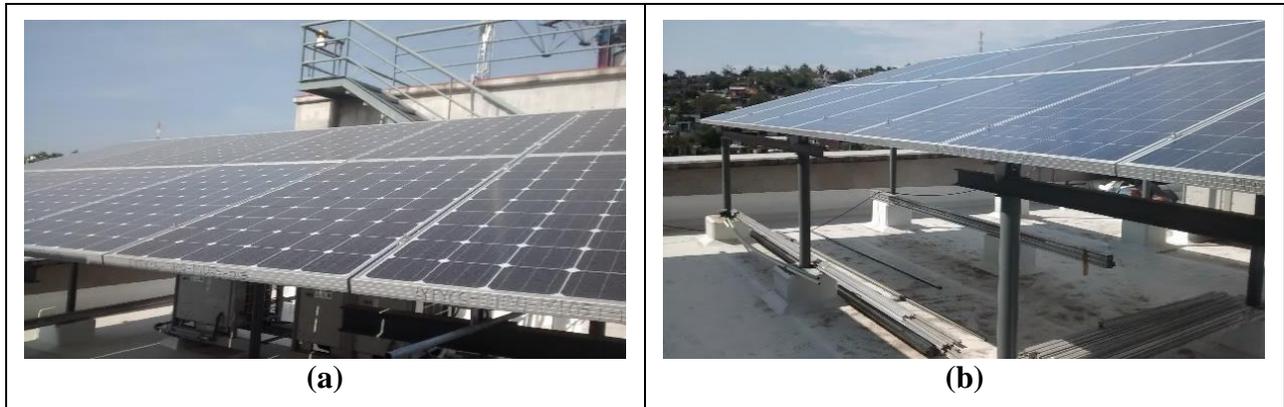
Se usaron 2 MFV'S de la marca Solartec, el primer modelo S36PC-145 integrado con 36 celdas en serie de silicio policristalino, y el segundo, modelo S60PC-250 integrado con 60 celdas conectadas en serie. Una fotografía de dichos módulos se muestra en la figura III.2. Las fichas técnicas se proporcionan en el Apéndice A.



**Figura III.2: a) Módulo de 36 celdas marca Solartec modelo S36PC-145 b) Módulo de 60 celdas marca Solartec modelo S60PC-250.**

### III.2.3 Cadena fotovoltaica

Se usó una CFV de 14 módulos conectados en serie de la marca Solartec modelo S60PC-250 y S60MC-250 (ver figura III.3 en donde se muestra una fotografía de la cadena). Las fichas técnicas se proporcionan en el Apéndice A.



*Figura III.3: a) CFV de módulos de 60 celdas de la marca Solartec modelo S60MC-250 b) CFV de módulos de la marca Solartec modelo S60PC-250.*

### III.2.4 Estación de medición de curva I-V con simulador solar

Esta estación consta de un simulador solar marca Oriel con calidad AAA modelo 3A, una fuente de poder de tensión eléctrica en corriente directa con un sistema de medición de corriente de la marca Keithley 2440 5 A automatizados por un programa de operación de adquisición de datos que permite, aplicar una tensión eléctrica al dispositivo bajo estudio, tanto en polaridad directa como inversa y obtener la curva I-V. El haz de luz del simulador solar es de forma circular con un diámetro de 203.2 mm y la capacidad de medición es de 6 A.

La estación consta también de un termopar que permite medir la temperatura del dispositivo además con una celda solar de referencia marca Newport modelo 91150-2000 que mide la irradiancia directa normal al plano horizontal de trabajo. Con dicha celda solar se determina la distancia óptima entre el dispositivo, igualmente la magnitud de la fuente de luz del simulador solar tal que la irradiancia incidente sea de  $1000 \frac{W}{m^2}$ . Una fotografía de tal equipo se muestra en la figura III.4.



*Figura III.4: Estación de medición de curvas I-V.*

Las características técnicas se proporcionan en el Apéndice A.

### **III.2.5 Simulador solar para iluminar las celdas en serie y paralelo**

Este simulador solar es de la marca Eternal Sun modelo LA200200 con calidad AAA, tiene un área de 2x1.5 m. La particularidad de este simulador solar es que puede moverse a distintos ángulos para medir celdas o MFV'S como se requiera, figura III.5. Tiene la característica para simular espectros sin desviarse de 0.75 a 1.25 veces en cada rango, además puede reproducir intervalos de 400nm-1100nm para una MA 1.5. Es posible acondicionarlo a las condiciones estándares (STC) de 1000 W/m<sup>2</sup> con MA 1.5 de la misma manera a 1366 W/m<sup>2</sup> para una MA 0.



*Figura III.5: Simulador solar de la marca Eternal Sun.*

Las características técnicas se proporcionan en el Apéndice A.

### III.2.6 Equipo para medir celdas en serie y en paralelo

Este equipo es de la marca DAYSTAR modelo DS-1000 está diseñada para usarse tanto en celdas, MFV'S e igualmente en CFV'S de rangos de 10 V, 100 V y de 1000 V a circuito abierto con una capacidad de 1 A, 10 A y 100 A. Utiliza un banco de capacitores para medir curvas I-V hasta con una capacidad de 100 A. El software permite medir la tensión eléctrica además de la corriente en tiempos de milisegundos hasta 10 s. Tiene integrado una celda solar de referencia que permite medir la irradiancia global en el plano del MFV o CFV además de un sensor de temperatura que es un termopar tipo T. Una fotografía se muestra en la figura III.6 y las especificaciones técnicas se presentan en el Apéndice A.



*Figura III.6: Trazador de curvas I-V de la marca DAYSTAR modelo DS-1000.*

### III.2.7 Estación de medición de curva I-V bajo luz natural

Esta estación de la marca EKO modelo MP-160 está diseñada para usarse tanto en MFV'S como en CFV'S desde 3 V a 300 V a circuito abierto con una capacidad de 10 A. Utiliza una fuente de corriente directa para el caso de mediciones de curva I-V en celdas con una capacidad de 10 A, el software permite medir la tensión eléctrica y corriente en un tiempo de milisegundos. Tiene integrado una celda solar de referencia que permite medir la irradiancia global en el plano del MFV o CFV además un sensor de temperatura que es un termopar tipo K (cromel-alumen). Una fotografía se muestra en la figura III.7 también las especificaciones técnicas se muestran en el Apéndice A.



*Figura III.7: Trazador de curvas I-V de la marca EKO modelo MP-160.*

### **III.2.8 Trazador de curvas I-V portátil**

Este equipo es de la marca Solmetric modelo PVA-600 que puede medir cadenas de 20 V hasta 600 V con una ampericidad de 20 A. Consta de una carga capacitiva para medir tensión y corriente. Además de un software para capturar y trazar el comportamiento I-V. Tiene integrado una celda solar de referencia que mide la irradiancia global sobre el plano del MFV o CFV, también tiene un sensor de temperatura termopar tipo K que mide la temperatura de la celda. Una fotografía de dicho equipo se muestra en la figura III.8. Las especificaciones técnicas se proporcionan en el Apéndice A.

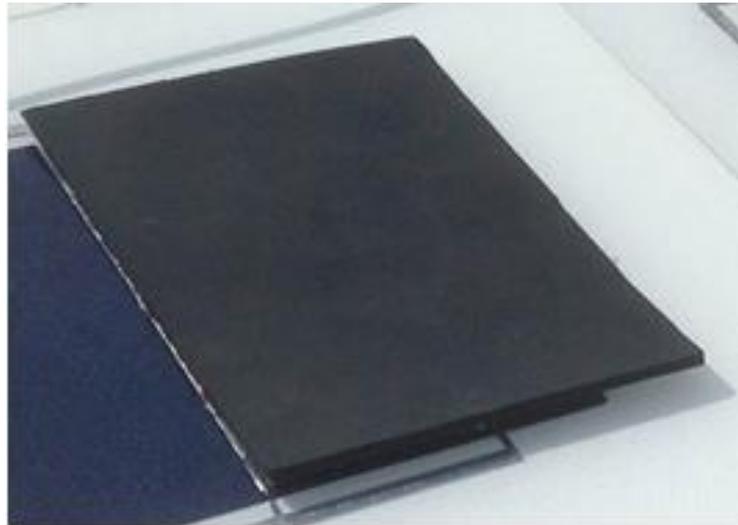


*Figura III.8: Trazador de curvas I-V de la marca Solmetric modelo PVA-600.*

### **III.2.9 Objeto para producir sombras controladas**

Para analizar el efecto del sombreado sobre el comportamiento I-V de los dispositivos fotovoltaicos se determinó utilizar un material opaco que bloqueé el 100% de la radiación luminosa. Se

seleccionó un caucho sintético cuadrado de neopreno con un espesor de  $\frac{1}{4}$  de pulgada que nos permita controlar el área de sombreado, además con la versatilidad de que se pueda trasladar por toda la superficie de la celda o MFV. Dado que la celda bajo estudio de los MFV son de sección cuadrada, con medidas de 154.8 mm de lado, la sección transversal de las placas de neopreno fue rectangular con un lado mayor de 160 mm y con un ancho de 160 mm, 80 mm, 40 mm. La figura III.9 muestra una fotografía del material.

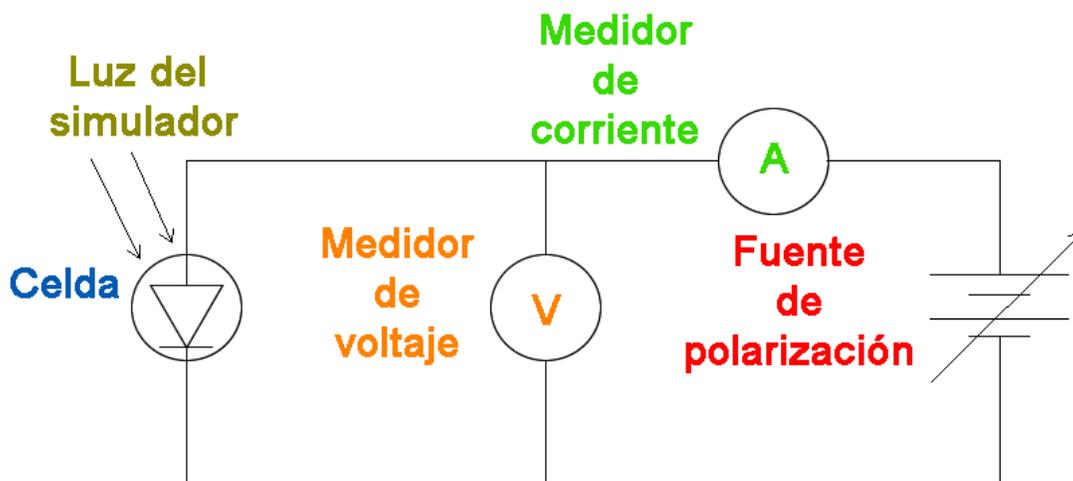


*Figura III.9: Material para sombrear la celda y los MFV'S.*

Con este material se puede sombrear la superficie que se requiera, por ejemplo,  $\frac{3}{4}$  de la celda unitaria,  $\frac{1}{2}$  celda unitaria,  $\frac{1}{4}$  de celda unitaria,  $\frac{1}{8}$  de celda unitaria o cualquier combinación de estas.

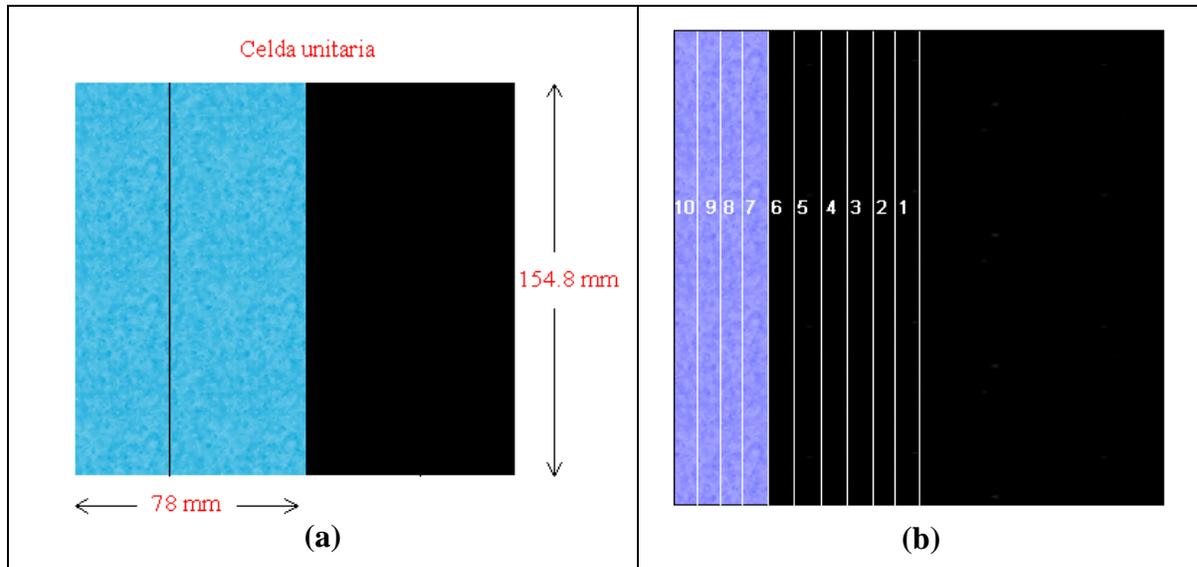
### III.3 Sombreado en una celda unitaria

Como fuente de luz y para medir la curva I-V se usó el equipo descrito en la sección III.2.4. El circuito equivalente para este experimento se muestra la figura III.10 en donde V es el medidor de tensión y A es el medidor de corriente.



*Figura III.10: Circuito equivalente para medir la celda con los instrumentos citados anteriormente.*

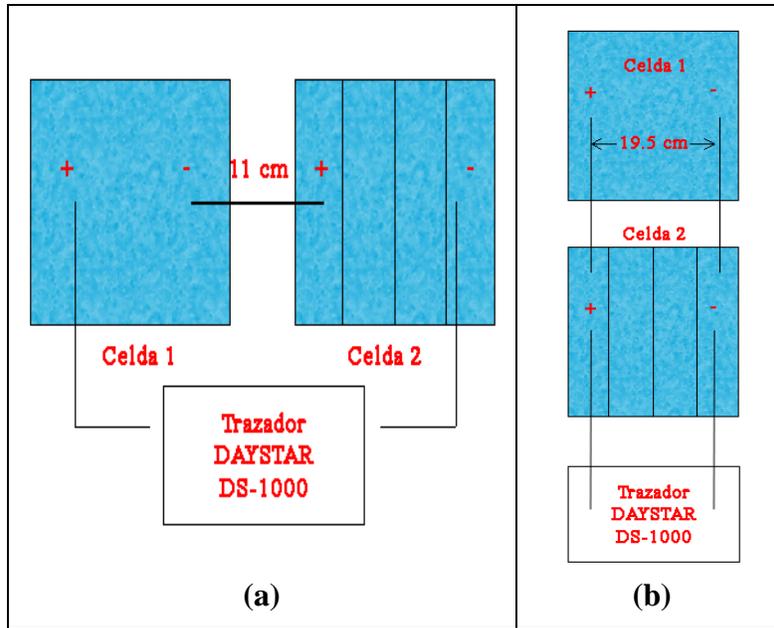
Dado que la ampacidad del sistema de medición (6 A) es menor que la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ) que la celda produce (8.85 A) se decidió ocupar únicamente la mitad de esta celda y definir esta sección como la celda unitaria bajo estudio; a partir de ella, se hicieron análisis del sombreado con una sombra que cubría desde una décima parte, es decir, 10% hasta el 100% desde la mitad de la celda. La figura III.11 muestra las secciones del sombreado correspondiente.



*Figura III.11: a) Celda unitaria de 78 mm x 154.8 mm b) Secciones de sombreado en décimas en la parte de 78 mm.*

### III.4 Sombreado de dos celdas conectadas en serie y paralelo

Para entender el efecto del sombreado de celdas en un módulo se decidió analizar qué sucede si se producen sombras en una combinación de dos celdas conectadas en serie. Dado que la celda para este estudio produce una corriente de cortocircuito de 8.85 A, se decidió analizar las curvas I-V con luz del simulador solar marca Eternal Sun clase AAA descrito en la sección III.2.5 del Instituto de Energías Renovables (IER) utilizando el equipo descrito en la sección III.2.6 que sí tiene la capacidad de medir corrientes hasta de 10 A. El circuito para celdas conectadas en serie y paralelo se ocupó un cable #8 AWG con una distancia de 11 cm además de un conductor del mismo calibre con una distancia de 19.5 cm respectivamente, el esquema se muestra en la figura III.12.



**Figura III.12:** a) Se muestra el diagrama esquemático para dos celdas conectadas en serie en donde las marcas de la celda 2 indica que el área de la celda fue variante debido a las sombras controladas b) Se muestra el circuito equivalente de dos celdas conectadas en paralelo en donde la celda 2 fue sombreada parcialmente.

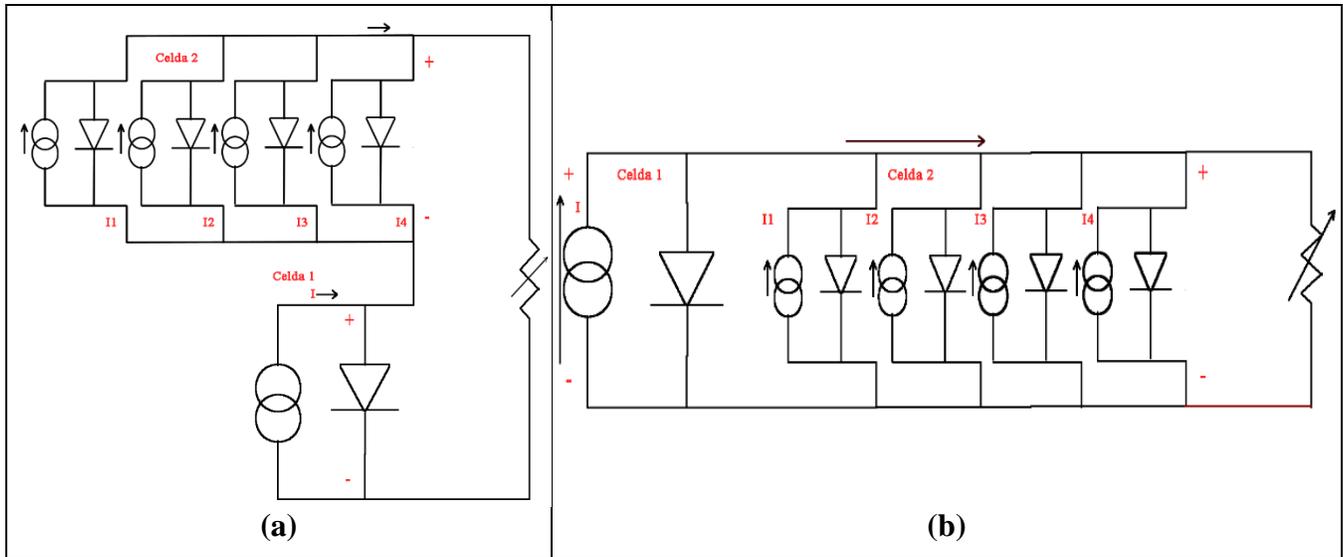
En el caso de dos celdas conectadas en serie se midió la curva I-V bajo las siguientes sombras controladas:

- a) Sin sombrear.
- b) Sombreado del 25% del área de la celda 2.
- c) Sombreado del 50% del área de la celda 2.
- d) Sombreado del 75% del área de la celda 2.
- e) Sombreado del 100% del área de la celda 2.

Para las dos celdas conectadas en paralelo, se decidió sombrear a una de ellas en áreas que correspondan a:

- a) Sombreado del 25% del área de la celda 2.
- b) Sombreado del 50% del área de la celda 2.
- c) Sombreado del 75% del área de la celda 2.
- d) Sombreado del 100% del área de la celda 2.

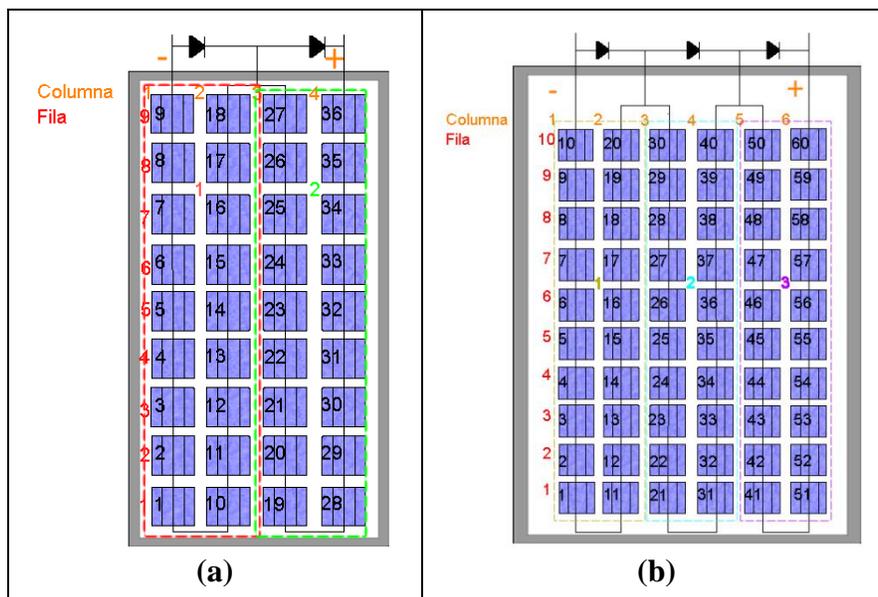
En la figura III.13 muestra el diagrama esquemático del experimento en forma de circuito eléctrico.



**Figura III.13:** a) Circuito eléctrico serie de los sombreados controlados en donde la celda 2 representa las celdas en paralelo por la sombra en la superficie activa b) Circuito eléctrico de las celdas en paralelo representando la celda 2 como superficies activas por efecto de la sombra sobre la celda.

### III.5 Sombras en módulos fotovoltaicos

Para el análisis del efecto de sombras en MFV'S el experimento se realizó usando el caucho o neopreno, un módulo de 36 celdas que tiene integrando dos diodos de paso (un diodo por cada 18 celdas en serie), y un módulo de 60 celdas conectadas en serie que tiene integrado 3 diodos de paso (un diodo por cada 20 celdas en serie), ver figura III.14.



**Figura III.14:** a) Módulo de 36 celdas con 2 diodos de paso b) Módulo de 60 celdas con 3 diodos de paso.

Para medir las características I-V se utilizó la luz natural y un trazador de curvas marca Solmetric modelo PVA-600 que utiliza una carga capacitiva para la medición I-V.

La metodología de estudio fue la siguiente:

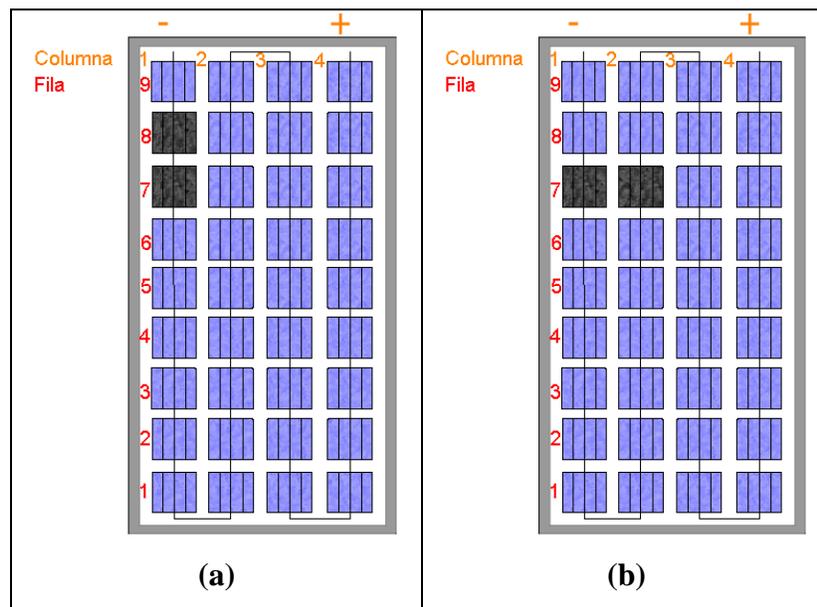
1) Se expuso a la luz solar y se permitió que éste llegara a su equilibrio termodinámico.

2) Las curvas I-V fueron trazadas una hora antes y una hora después del mediodía solar.

3) Usando el neopreno se decidió sombrear las celdas de la siguiente manera:

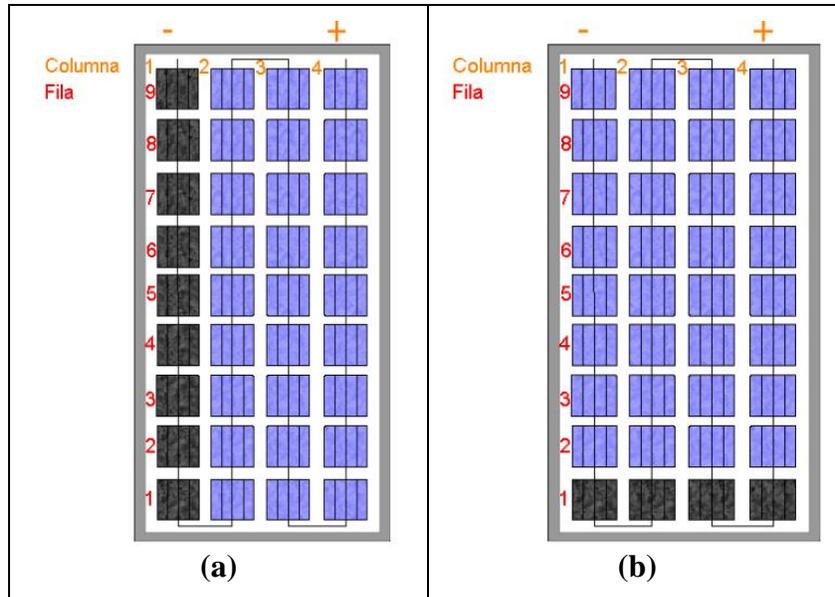
a) Se eligió una celda al azar, así mismo para esta celda se sombreó en unidades de 25% de su área, es decir, 25%, 50%, 75% y 100%, y para cada caso se midió la curva I-V.

b) El siguiente experimento consistió en elegir dos celdas contiguas en la serie y dos celdas adyacentes y se analizó el efecto del sombreado total de estas dos celdas, la figura III.15 muestra este caso.



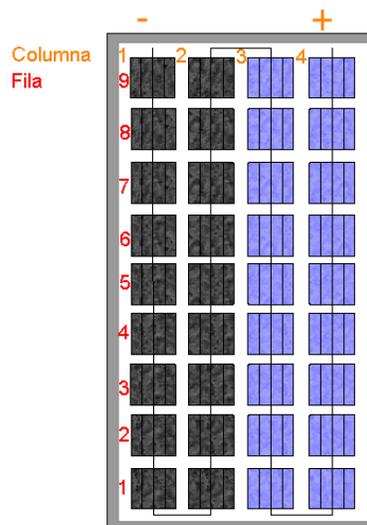
**Figura III.15:** a) Dos celdas sombreadas por cada columna b) Dos celdas adyacentes.

c) El siguiente caso fue sombrear completamente una columna y también un renglón. La figura III.16 muestra estos dos casos.



**Figura III.16:** a) Columna sombreada b) Fila con sombra.

d) El siguiente caso fue sombrear dos columnas contiguas tal y como se muestra en la figura III.17.



**Figura III.17:** Dos columnas contiguas con sombra.

En todos los casos anteriores se procuró que las condiciones fueran las mismas, es decir, irradiancia, temperatura ambiente, temperatura de la celda y velocidad del viento con el objetivo de que las curvas I-V solo manifestaran el efecto del sombreado.

### III.6 Dos módulos en serie

Utilizando las mismas placas de neopreno, el mismo trazador de curvas y dos MFV'S de 60 celdas se procedió a observar el comportamiento I-V de la conexión en serie de estos dos módulos cuando se sombrea aleatoriamente una celda, dos celdas o tres celdas de un módulo respectivamente.

La figura III.18, III.19, III.20, III.21, III.22 y III.23 muestra los elementos sombreados para la combinación de los MFV'S en serie.

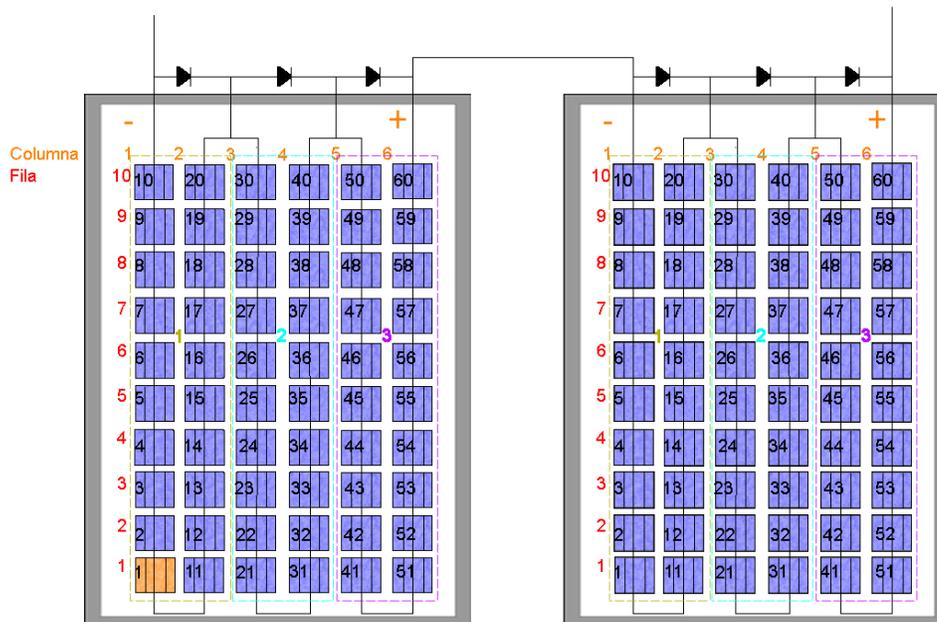


Figura III.18: Se sombro parcialmente una sola celda indicada por la celda naranja.

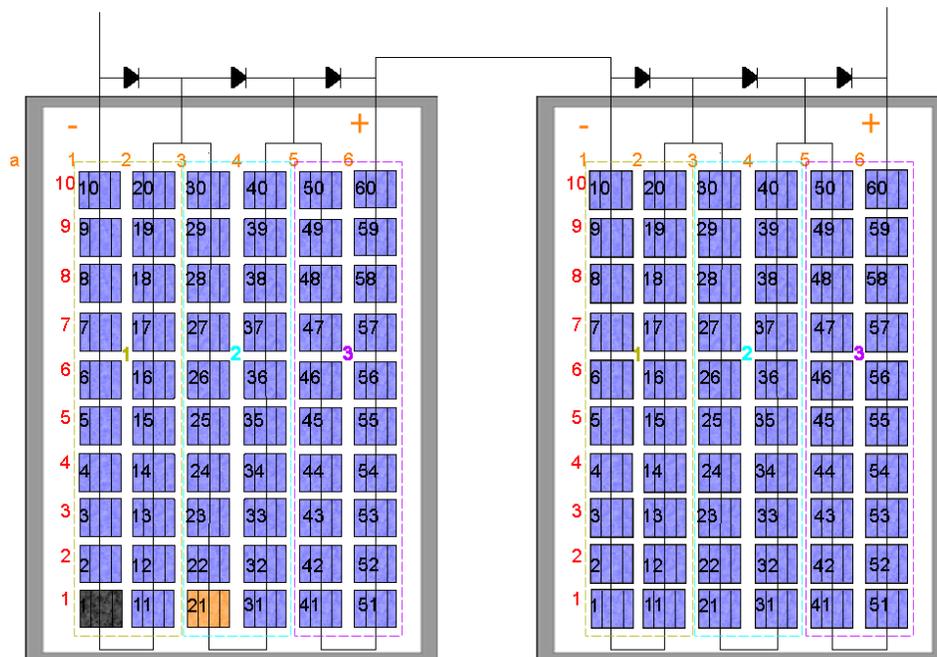
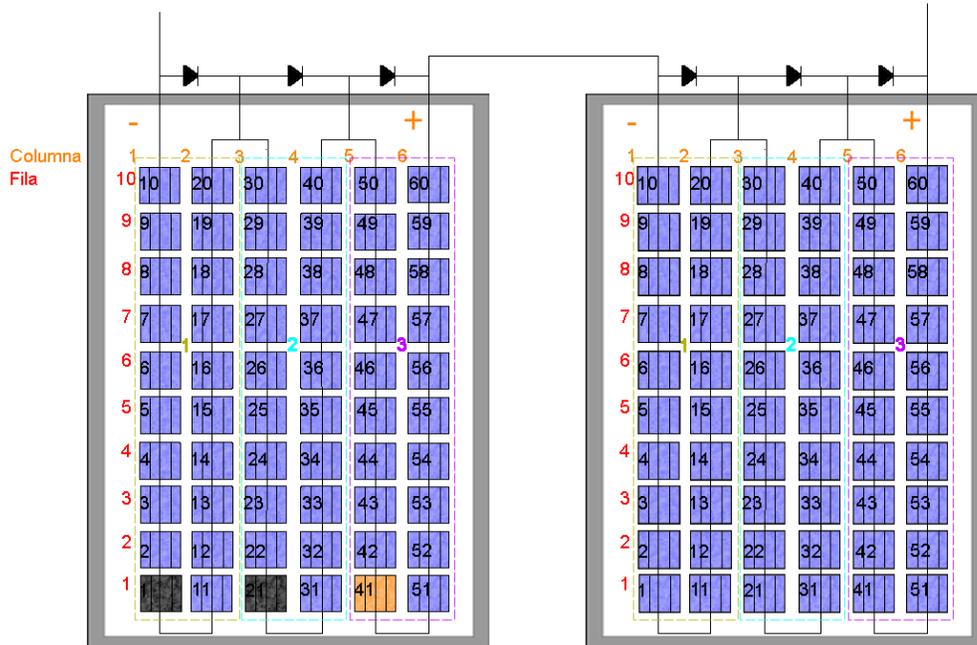
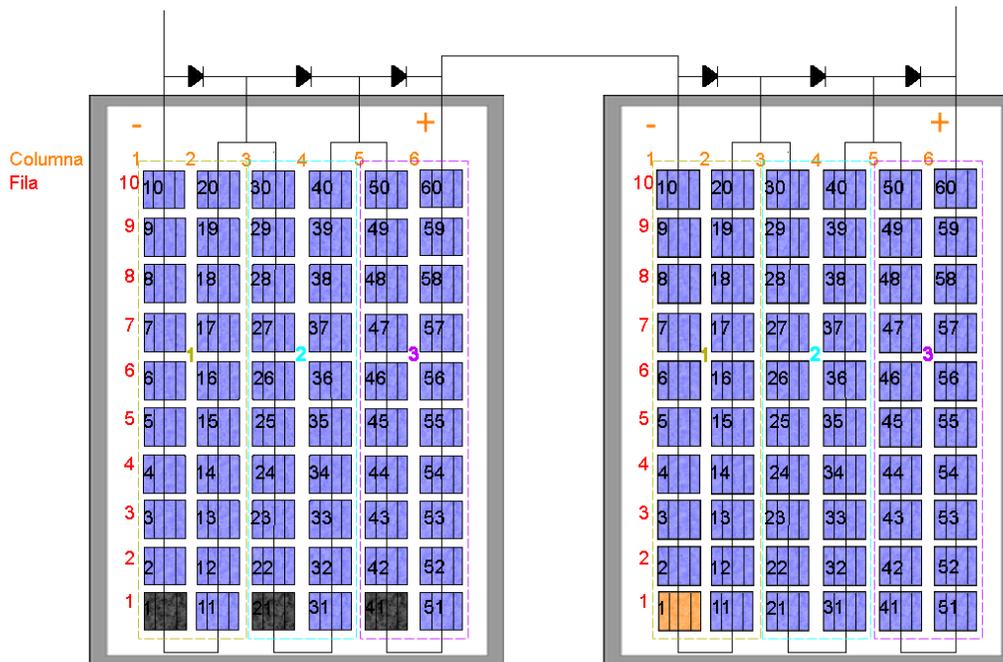


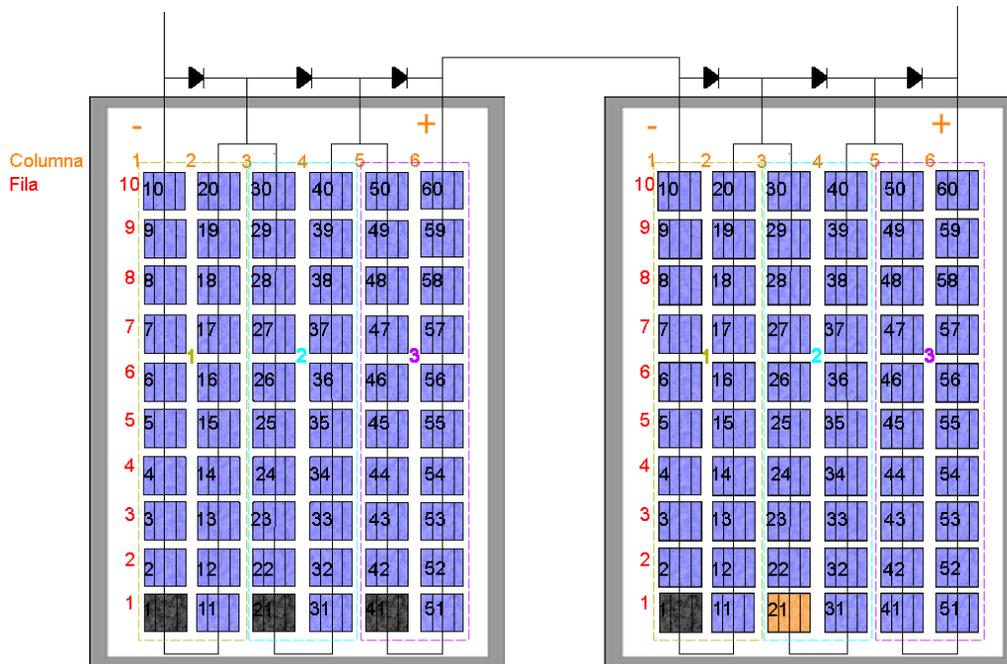
Figura III.19: En el primer grupo del MFV se mantuvo la celda sombreada completamente pero en el segundo grupo el recuadro naranja indica diferentes sombras por cada medición.



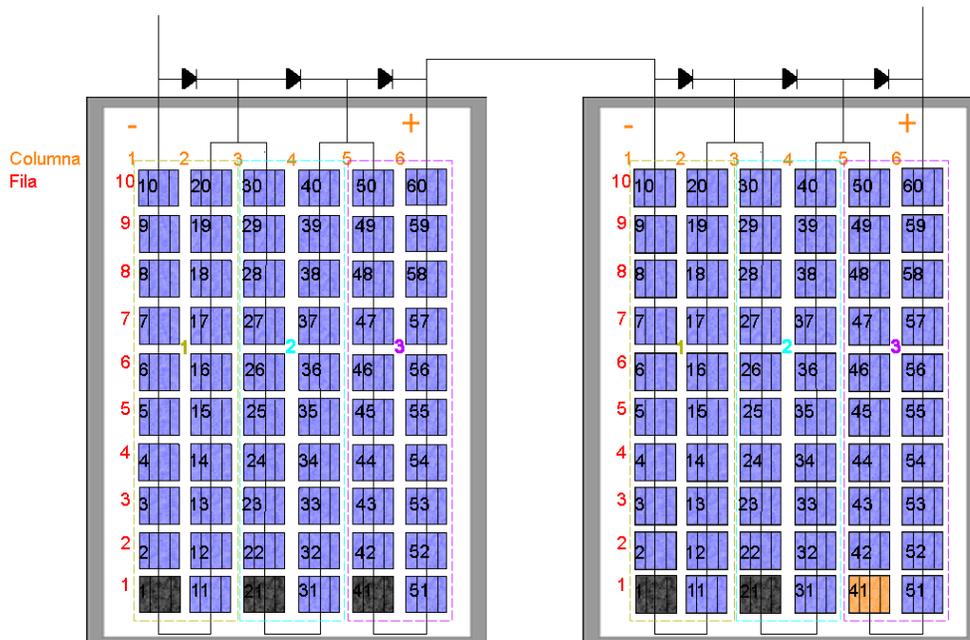
**Figura III.20:** En el grupo 1 y 2 del primer MFV la sombra se mantuvo completa pero en el tercer grupo se estuvo cambiando la sombra, indicada por la celda naranja.



**Figura III.21:** En cada uno de los grupos del primer MFV la celda se mantuvo completa pero en el segundo MFV la sombra indicada por el recuadro naranja fue controlada.



**Figura III.22:** En el primer MFV la sombra se mantuvo completa en cada uno de los tres grupos, el segundo MFV tiene una sombra completa en el primer grupo pero en el segundo grupo la celda naranja indica que se varió la sombra.



**Figura III.23:** En el primer MFV la sombra fue completa para cada uno de los tres grupos, así mismo en el segundo MFV el primer y segundo grupo también fue sombreado completamente pero en el tercer grupo la celda naranja indica sombreado parcial.

### III.7 Método para la obtención de la azimuth del edificio 3.1

Para obtener la azimuth en el edificio 3.1 es necesario identificar la posición del Sol, además de saber en dónde se encuentra el Norte y el Sur. Para ello es necesario identificar en donde está la posición de la sombra. En el hemisferio Norte el Sol se encuentra hacia el Sur así también es fácil de identificar con la proyección de la sombra puesto que la sombra se encuentra del lado Norte. Esto nos ayuda a identificar las coordenadas en un lugar donde no conocemos, puede ser un campo abierto o un edificio en la planta alta, pero es necesario saber en dónde está el Sur y en donde está el Norte. Para ello hay dos formas de saber la primera es ver hacia el cielo en donde se encuentra el Sol y ver su recorrido para saber donde es el Sur, la otra manera ya la mencionamos es simplemente ver la proyección de la sombra para saber dónde es el Norte, es decir, el lado de la sombra es el lado Norte.

En este trabajo además de estudiar el cambio en la curva I-V, cuando los MFV'S son sombreados, también se va a examinar la sombra en el edificio 3.1 en el Instituto de Energías Renovables (IER); ver cuando las CFV'S son sombreadas a cierta hora del día. Para ello es importante realizar una simulación de como es el recorrido del Sol a lo largo del día durante todo el año e identificar las sombras que se proyectan y poder ver como afecta la sombra en la cadena de módulos ver figura III.24.



*Figura III.24: Sombra en la cadena de módulos del lado Norte del edificio 3.1.*

Para la simulación es importante identificar la azimuth del edificio puesto que los MFV'S o CFV'S no están viendo directamente hacia el Sur. Para ello vamos a explicar la forma en la que obtuvimos esa posición del edificio para poder hacer la simulación del recorrido del Sol en el edificio a lo largo de todo el año.

Anteriormente identificamos en el edificio donde es el Sur y donde se encuentra el Norte, y para saber los grados en el que esta desplazado el edificio con respecto al Sur, fue necesario estar en el edificio cuando el Sol se encuentra en el mediodía.

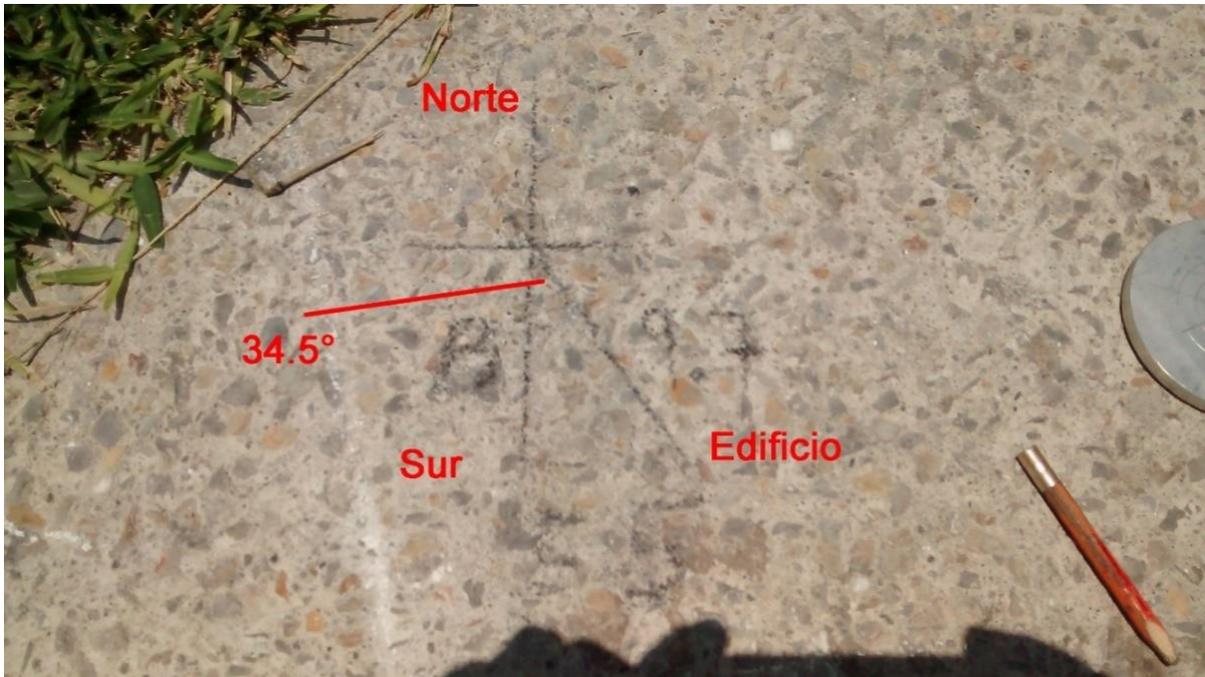
Cuando nos encontramos en el mediodía es importante ocupar un sundial para poder saber la posición del Sol en el día (ver figura III.25). Es importante hacer una marca con ayuda de sundial antes del mediodía solar y después hacer otra marca después del mediodía solar, obviamente hacer una línea recta en medio de las dos marcas haciendo que las dos marcas sean simétricas; la línea simétrica entre las dos marcas es la línea que nos indica el Norte y el Sur.



*Figura III.25: Sundial.*

Después de haber identificado el Norte y el Sur en la posición del edificio, se hace una línea recta que indica la proyección del edificio, al unir estas dos líneas se forma un ángulo. Es importante en la línea que nos indica el Norte y el Sur trazar una línea de  $90^\circ$  para hacer un eje de referencia. La proyección del edificio debe de cruzar con esos ejes de referencia y el ángulo que forma la línea del edificio con los ejes es el ángulo de la azimut o la desviación del edificio con respecto al Sur.

Cuando se hizo este experimento se pudo ver que la azimut del edificio es de  $34.5^\circ$  con respecto al Este aproximadamente, con ayuda de un triángulo y las medidas de la línea se pudo obtener este ángulo, ver figura III.26.



*Figura III.26: Se puede ver en la imagen que se trazó un triángulo con respecto a los ejes y su ángulo interno es de 34.5°.*

### **III.8 Método para la medición de las cadenas con sombra**

Ya que se hizo un estudio de las sombras en los MFV'S, individualmente, en celdas unitarias y en módulos en serie; este estudio se lleva a cabo ahora para una cadena de módulos donde los módulos están sombreados realmente.

De acuerdo a la simulación y a lo que se observó realmente fue que en la temporada de invierno o a partir de los últimos dos meses del año y los primeros dos meses del siguiente año se puede ver que las CFV'S son sombreadas, es por ello que se decidió realizar una medición real para poder ver los cambios que hay en la curva I-V. Fue entonces que se midió cadena por cadena cuando los módulos están sombreados por la mañana, entonces se decidió medir, dedicando un solo día de medición a cada una de las cadenas que fueron sombreadas.

La CFV 1 de lado Norte es la que mayormente está sombreada por la mañana y por la tarde, en la simulación se pueden ver mejor el recorrido de la sombra a lo largo de esta cadena.

La CFV 2 está sombreada la mayor parte de la mañana por la misma CFV 1 y por la estación meteorológica que se encuentran en el edificio 3.1, ver figura III.27.

La CFV 3 esta sombreada por la mañana por la CFV 2 y por la estación meteorológica.

La CFV 4 del lado Norte del edificio no está sombreada por ningún objeto, esta cadena nos ayuda como referencia para poder comparar una cadena sin sombra con una cadena sombreada.



*Figura III.27: Se puede ver que la cadena 1, 2 y 3 está sombreada mayormente por la mañana en el lado Norte del edificio 3.1.*

Del lado Sur la CFV que está más hacia el Norte es la CFV 1, esta cadena está sombreada mayormente hasta la mitad de la mañana debido a la CFV 2 por la proyección del Sol.

La cadena que le continúa es la CFV 2 que está mayormente sombreada por la CFV 3 hasta la mitad de la mañana debido a la proyección del Sol además de que el edificio cuenta con una desviación hacia el Este ver figura III.28.



*Figura III.28: Los módulos en el lado Sur son sombreados debido a que las cadenas están muy cerca entre ellas.*

La CFV 3 también está mayormente sombreada por la mitad de la mañana debido a la CFV 4 y por la proyección del Sol cuando está saliendo por el Este, además de la distancia entre las CFV'S.

La CFV 4 no está sombreada por ningún objeto pues no tiene nada que obstaculice la fuente de luz, pero la CFV 4 de lado Sur sirve como referencia para poder comparar las mediciones con las cadenas sombreadas.

Al identificar las sombras se tomó un día completo para hacer mediciones cuando los MFV'S o CFV'S están sombreadas, y se comparó con los valores medidos aproximadamente a las mismas condiciones con la cadena sin sombra. Los valores así como los detalles en cuestión del rendimiento se mencionarán en el apartado de resultados donde vamos a mencionar los cambios con la curva I-V así como detallar en donde hay cortes además de ver las pérdidas.

## **CAPÍTULO IV. EFECTO DE LOS SOMBREADOS PARCIALES, DESCRIPCIÓN DE RESULTADOS Y ANÁLISIS.**

### **IV.1 Introducción**

La tecnología fotovoltaica que se utilizó para este estudio fue proporcionada por la compañía Solartec S.A. de C.V. que importa celdas solares tanto de silicio monocristalino como policristalino de sección cuadrada, con un lado de 154.8 mm, con las cuales fabrica sus módulos comerciales. La compañía mencionada laminó especialmente para este estudio 10 celdas, seleccionándose a dos de ellas. Las celdas tienen un área total de 239.6 cm<sup>2</sup> con una superficie activa de 229.16±5.00 cm<sup>2</sup>. A dichos dispositivos fotovoltaicos se les llamó Celda Solar Base (CSB), una de las cuales se muestra en la figura III.1.

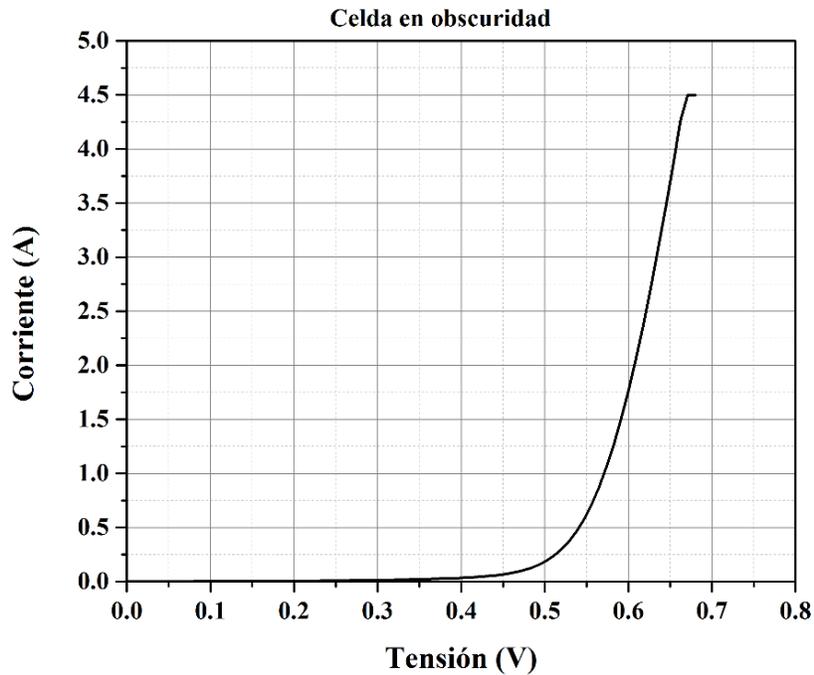
Usando la metodología descrita en el capítulo III se realizaron una serie de experimentos tanto bajo condiciones controladas de laboratorio (STC) usando simuladores solares clase AAA y bajo condiciones ambientales con luz natural. En todos los casos se usaron trazadores de curvas para medir el comportamiento I-V de las muestras bajo estudio y con dichos datos se realizó el análisis de los mismos correlacionando sus valores con la porción de la celda sombreada. A continuación se presenta los resultados.

### **IV.2 Celda Solar Base sin sombrear: Características I-V**

Para conocer los parámetros eléctricos de la celda solar bajo estudio (CSB), cuya mitad de superficie fue usada como Celda Solar Unitaria (CSU) de referencia, primero se midieron las características de la CSB tanto en obscuridad como bajo condiciones de iluminación (condiciones STC), y posteriormente se midió el comportamiento I-V sombreando a la celda según procedimiento descrito en el Capítulo III. De esta manera se obtuvieron los resultados que a continuación se presentan:

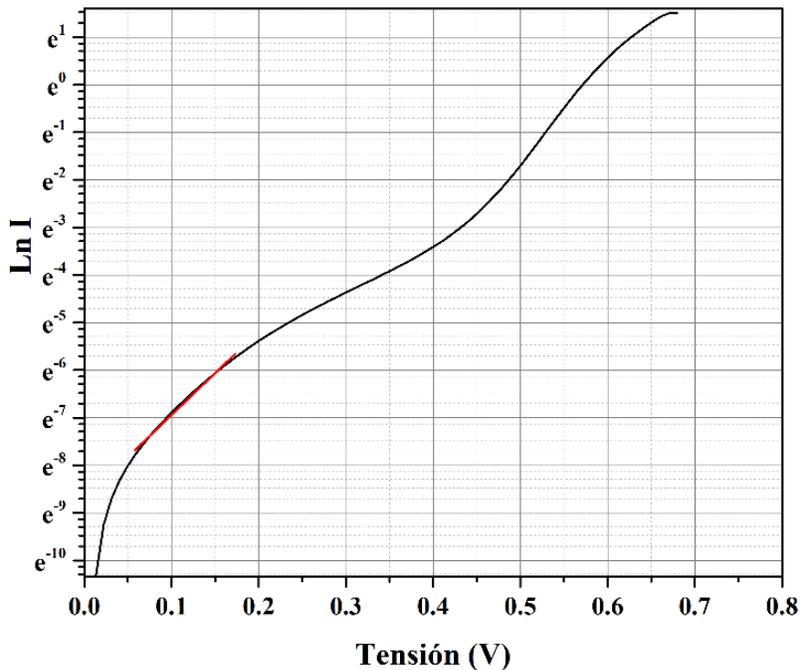
#### **IV.2.1 Comportamiento en obscuridad**

Usando el equipo descrito en la sección III.2.4 se conectaron las terminales positiva y negativa de la CSB a la fuente de dicho sistema. La figura IV.1 muestra el comportamiento I-V de dicho dispositivo bajo condiciones de obscuridad; comportamiento que puede ser explicado a partir de la ecuación para el diodo rectificador de corriente expresada en la Ecuación II.1.



**Figura IV.29: Comportamiento I-V de la CSB en condiciones de oscuridad.**

Usando la Ecuación II.1 y graficando  $\ln I - V$  bajo condiciones de polarización directa se obtiene una curva que muestra una dependencia de 2 exponenciales. Usando la aproximación de una exponencial dada por la ecuación II.1 y en el rango de tensión desde 0.1 hasta 0.3, se puede trazar una recta cuya intersección en el eje vertical proporciona el valor de la corriente inversa de saturación ( $I_0$ ) y la pendiente de la recta el factor de idealidad de la unión ( $n$ ). La figura IV.2 muestra el comportamiento  $\ln I - V$ , en el rango de 0 a 1 V para la celda bajo estudio.



**Figura IV.30: Gráfica del comportamiento  $\ln I - V$  donde se muestra la región en V empleada para la obtención de los parámetros eléctricos de la unión P-N.**

Para valores de tensión aplicada mayores 0.1 V y hasta 0.3 V, el modelo de un diodo en el comportamiento I-V es válido, y entonces se satisface la siguiente relación:

$$\ln(I) = \ln(I_0) + \left(\frac{q}{nkT}\right)V \quad (\text{IV.1})$$

$I_0$  = Corriente de saturación.

$q$  = Carga del electrón.

$n$  = Factor de idealidad.

$k$  = Constante de Boltzman.

$T$  = Temperatura.

$V$  = Volts

Para obtener la corriente de saturación ( $I_0$ ) además del factor de idealidad ( $n$ ) es necesario trazar una recta de mínimos cuadrados en el rango de tensión mencionado anteriormente. Así, la ordenada al origen de dicha recta proporciona el  $\ln I_0$  y en consecuencia el valor de  $I_0$ , también la densidad de corriente  $J_0$  que es un parámetro intrínseco a la unión P-N. De la pendiente de dicha recta se obtiene el factor de idealidad de la unión a través de la relación:

$$m = \frac{q}{nkt} \quad (\text{IV.2})$$

De la recta de mínimos cuadrados mostrada en la figura IV.2 se obtiene los siguientes parámetros: Ordenada al origen:  $b = -9.15$ ; Pendiente:  $m = 17.62$ , de donde:

$$I_0 = 1.06 \times 10^{-4} \text{ A} \quad (\text{IV.3})$$

$$\frac{q}{kT} = 38.682 \text{ V}^{-1} @ 300 \text{ K} \quad (\text{IV.4})$$

$$n = \frac{38.682}{17.62} = 2.19 \quad (\text{IV.5})$$

Con el valor de la corriente inversa de saturación y considerando el área total de la celda con una superficie de  $239.6 \text{ cm}^2$ , la densidad de corriente inversa de saturación  $J_0$  tiene un valor de

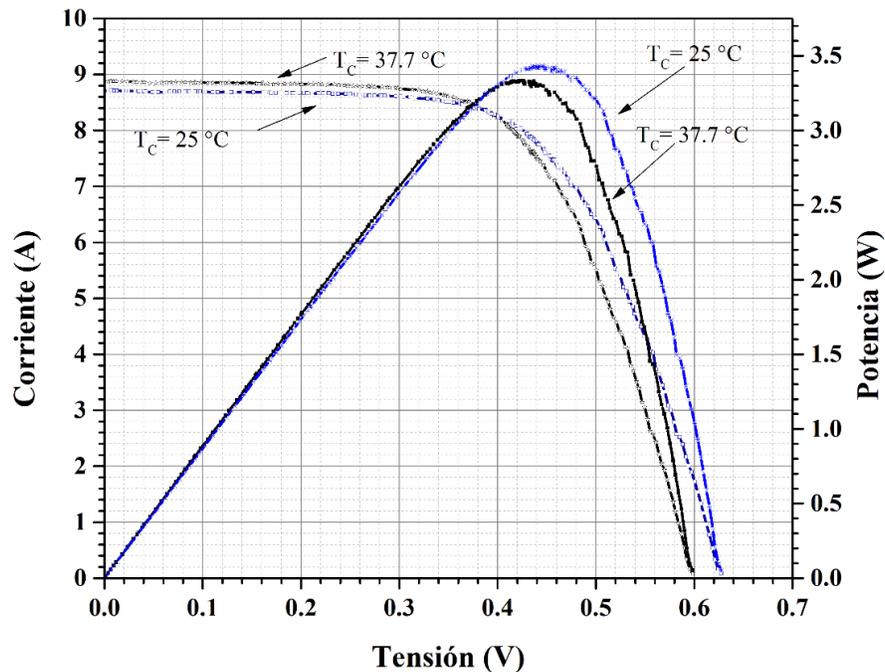
$$J_0 = 4.4 \times 10^{-7} \text{ A/cm}^2.$$

Los valores determinados anteriormente tanto para  $J_0$  y el factor  $n$  están dentro del rango de valores reportados en la literatura para este tipo de celdas.

#### IV.2.2 Celda solar en iluminación bajo condiciones estándares de prueba

Usando el trazador de curvas descrito en la sección III.2.7 (equipo de medición y fuente programable marca Eko) y el simulador solar Oriel descrito en la sección III.2.4, se obtuvo la curva I-V de la CSB con una irradiancia global  $1001 \text{ W/m}^2$ , temperatura de la celda  $37.7 \text{ }^\circ\text{C}$  y una masa de aire de 1.5. Dichos datos fueron normalizados hacia las condiciones estándares de prueba considerando una temperatura en la celda de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . La figura IV.3 muestra el comportamiento

corriente contra tensión (I-V) además de potencia contra tensión (P-V) característico de la celda solar bajo estudio, bajo las condiciones descritas anteriormente.



*Figura IV.31: Curvas I-V y P-V de la Celda Solar Base sin sombra bajo condiciones de medición con una irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$ , temperatura de celda de  $37.7 \text{ }^\circ\text{C}$  y  $25^\circ\text{C}$ .*

Los parámetros más importantes de esta celda solar se muestran en la tabla IV.1

*Tabla IV.1: Valores medidos de la Celda Solar Base bajo las condiciones de medición y bajo condiciones estándares de prueba, sin sombra.*

PARÁMETRO ELÉCTRICO	CONDICIONES DE MEDICIÓN	CONDICIONES ESTÁNDARES (STC)
$P_M$ (W)	3.33	3.403
$V_{CA}$ (V)	0.60	0.623
$I_{CC}$ (A)	8.87	8.85
$V_{MP}$ (V)	0.42	0.434
$I_{MP}$ (A)	7.89	7.84
$R_s$ ( $\Omega$ )	0.0149	0.0155
$R_p$ ( $\Omega$ )	3.77	4.831
Eficiencia ( $\% \eta$ )	13.68%	14.24%

En la tabla anterior, los parámetros eléctricos de corriente, tensión y potencia fueron extraídos de los datos obtenidos a través del proceso de la medición I-V, mientras que, los valores de la

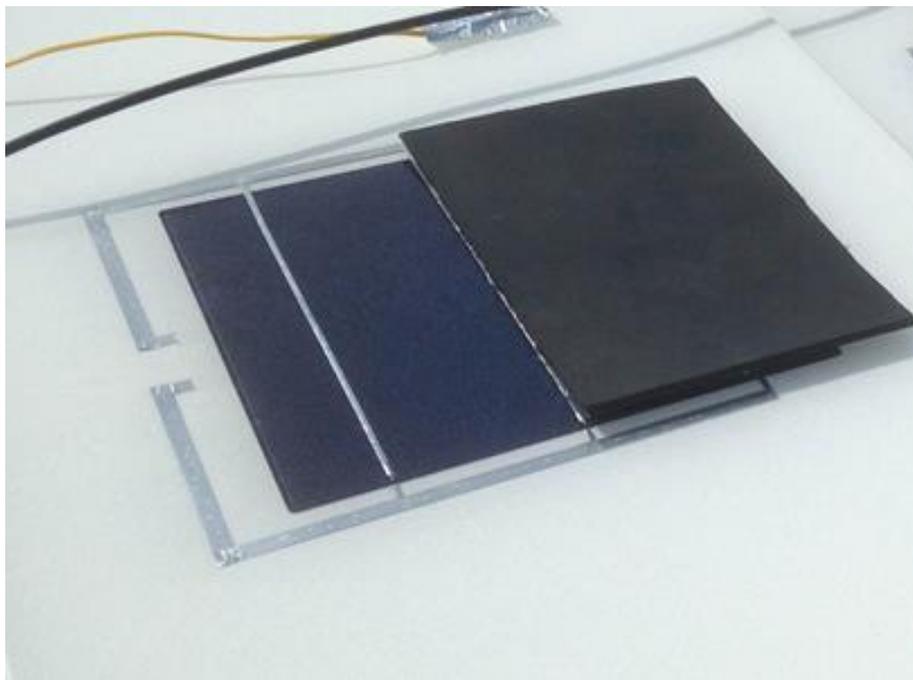
resistencia en serie y paralelo, fueron calculados a partir del comportamiento  $dI/dV$  en las zonas en donde la celda se comporta como fuente de corriente y fuente de tensión, respectivamente.

### IV.3 Efecto del sombreado en una celda

Con el equipo de la sección III.2.4 y con el material de la sección III.2.9 se efectuaron los sombreados controlados, sobre la CSU, para analizar los efectos de éste sobre sus parámetros eléctricos a partir de las curvas I-V medidas. A continuación se muestran los resultados.

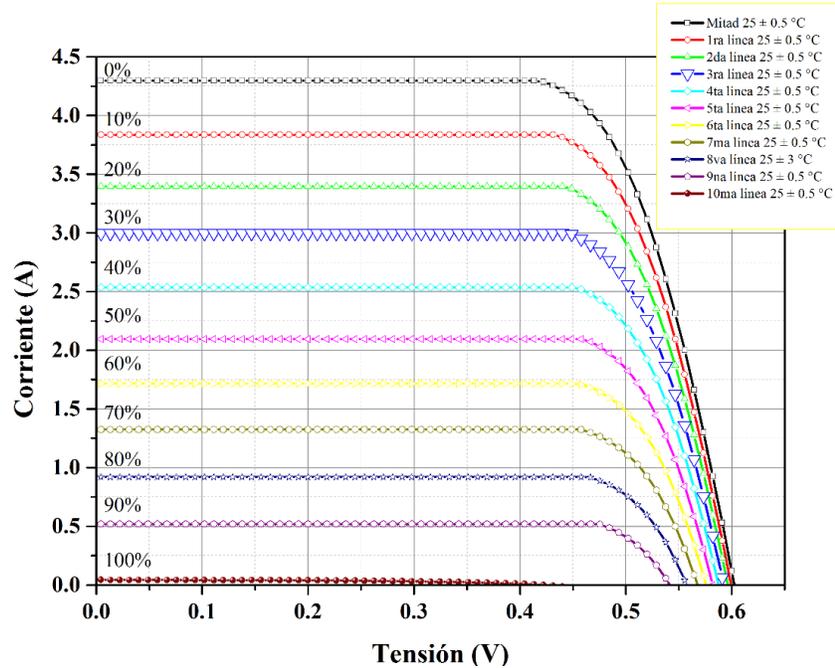
#### IV.3.1 Celda Solar Unitaria (CSU)

Dado que la capacidad máxima de medición de la fuente descrita en la sección III.2.4 que esta acoplada al simulador solar Oriol no permite medir más de 6 A, para realizar los estudios de sombreado controlado sobre CBS, se tuvo que definir el concepto de Celda Solar Unitaria (CSU) como aproximadamente la mitad de la superficie de la CBS. En consecuencia, se tapó aproximadamente la mitad de la superficie de la CBS con una placa de neopreno de  $\frac{1}{4}$  de pulgada de espesor, la que se pegó al dispositivo fotovoltaico, tal y como se muestra en la figura IV.4; dejando una Superficie Activa de  $107.0 \pm 5.0 \text{ cm}^2$ .



*Figura IV.32: Fotografía que muestra la porción de la celda proporcionada por Solartec que define el concepto de Celda Solar Unitaria, la que será sombreada siguiendo con el procedimiento de la sección III.3.*

Con la mitad restante no cubierta se midió la curva I-V, posteriormente se empezó a cubrir esa porción en decimas de la superficie, Superficie con Sombra ( $S_s$ ):  $10\%S_s$ ,  $20\%S_s$ ,...  $90\%S_s$ , hasta el 100% de  $S_s$ . La figura IV.5 muestra las curvas I-V respectivas para el área que quedó iluminada.



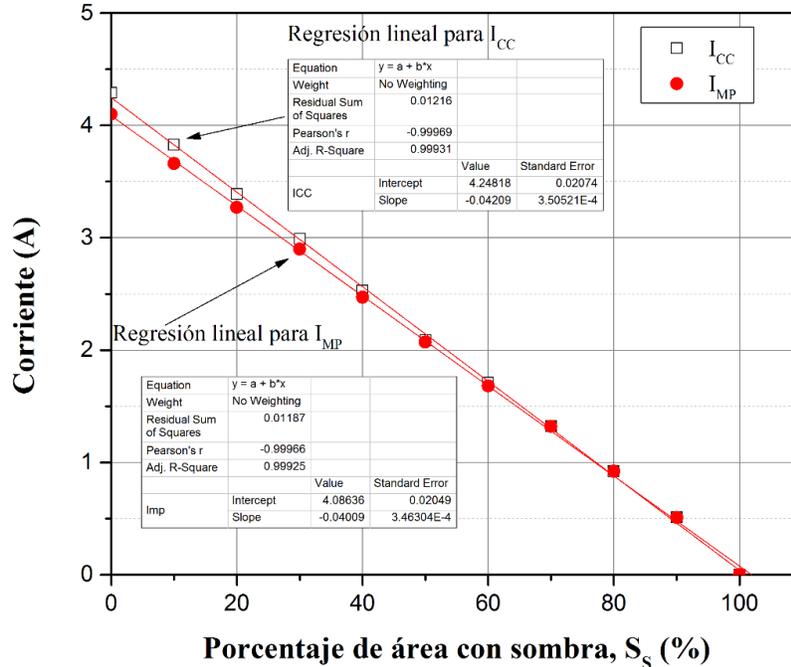
**Figura IV.33:** Curvas I-V de la CSU y la manera que el sombreado afecta el comportamiento I-V de dicho dispositivo. El sombreado se realizó cubriendo unidades del 10% de la superficie de la CSU.

La tabla IV.2 muestra los valores de los parámetros eléctricos de la figura IV.5, los cuales fueron obtenidos a partir de la base de datos provenientes del trazador de curvas utilizado para tales mediciones.

**Tabla IV.2: Parámetros Eléctricos (PAEL) de la CSU medidas bajo STC con el simulador solar clase AAA para cada una de las áreas sombreadas, obtenidos a partir de los datos provenientes de la curva medida I-V.**

PORCENTAJE DE SOMBREADO, $S_s$	PARÁMETROS ELÉCTRICOS				
	$P_M$ (W)	$V_{CA}$ (V)	$V_{MP}$ (V)	$I_{CC}$ (A)	$I_{MP}$ (A)
0%	1.88	0.602	0.458	4.29	4.10
10%	1.70	0.599	0.467	3.83	3.66
20%	1.52	0.596	0.467	3.39	3.27
30%	1.35	0.592	0.467	2.99	2.90
40%	1.15	0.587	0.467	2.53	2.47
50%	0.96	0.582	0.467	2.09	2.07
60%	0.78	0.576	0.467	1.71	1.68
70%	0.60	0.567	0.458	1.32	1.32
80%	0.42	0.557	0.467	0.92	0.92
90%	0.24	0.541	0.475	0.51	0.51
100%	0	0	0	0	0

De la tabla IV.2 se observa que la corriente de cortocircuito ( $I_{CC}$ ) disminuye al incrementarse la superficie de sombra, y aparentemente este comportamiento es lineal. Para corroborar que esta aseveración es correcta, tal y como se ha especificado en el capítulo II.12, la figura IV.6 muestra el cambio de dicho parámetro con respecto al porcentaje de la superficie sombreada. Así mismo, en dicha gráfica también se muestra el comportamiento de la corriente que corresponde al punto de la máxima potencia ( $I_{MP}$ ).



**Figura IV.34: Comportamiento lineal de  $I_{CC}$  e  $I_{MP}$  con respecto al porcentaje de la superficie sombreada.**

Realizando un ajuste de mínimos cuadrados, se obtiene que las rectas cortan al eje vertical en el valor que corresponde tanto a la  $I_{CC}$  como a la  $I_{MP}$  de la CSU al 100% de su superficie iluminada, y a partir de ahí, al incrementarse la superficie sombreada, ambas disminuyen proporcionalmente hasta cero a través de las ecuaciones siguientes:

$$I_{CC} = -0.0421(S_s) + 4.248, \quad \text{(IV.6)}$$

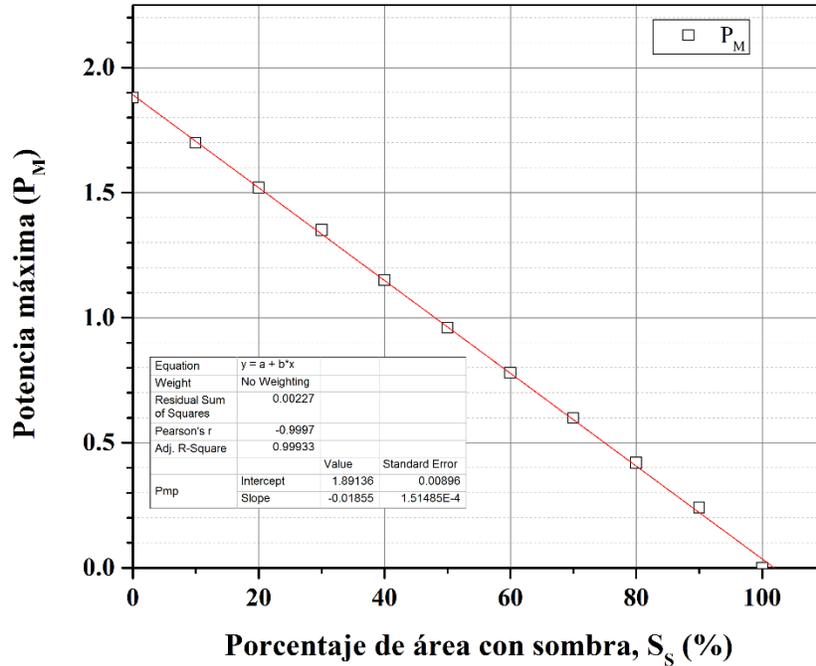
$$I_{MP} = -0.0401(S_s) + 4.086, \quad \text{(IV.7)}$$

en el cual  $S_s$  es el valor numérico del porcentaje de la Superficie Sombreada (% $S_s$ ), teniendo la pendiente de la recta unidades de A/cm<sup>2</sup>.

Las ecuaciones anteriores permiten establecer que, para esta celda en particular que es tecnología de silicio policristalino con la cual la compañía Solartec S.A. de C.V. construye sus módulos fotovoltaicos, por cada porción de tamaño 10% de superficie sombreada, se pierde 421 mA en la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) y 401 mA en la corriente para el punto de la máxima potencia ( $I_{MP}$ ). La ordenada al origen depende de la superficie total de la celda.

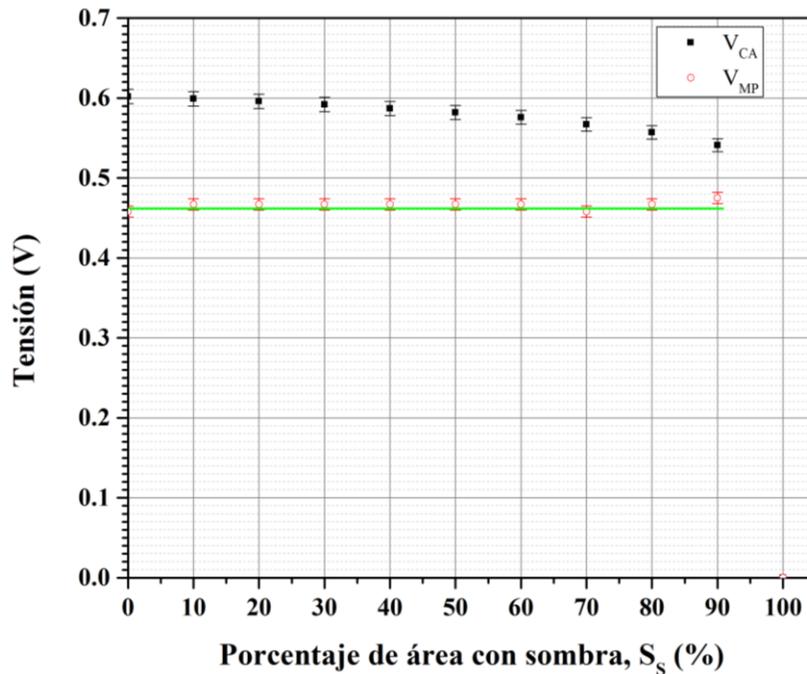
Con respecto a la potencia máxima ( $P_M$ ) que genera la celda, la figura IV.7 proporciona el comportamiento de dicho parámetro eléctrico respecto del porcentaje de la superficie sombreada. Se observa que éste disminuye de forma proporcional con respecto al porcentaje de sombreado siguiendo la relación:

$$P_M = -0.0186(S_s) + 1.8913 \quad \text{(IV.8)}$$



**Figura IV.35:** Comportamiento de la potencia máxima de la CSU bajo condiciones STC con el porcentaje de sombreado.

Con respecto a la tensión a circuito abierto,  $V_{CA}$ , la tendencia que muestran los datos en la tabla IV.2 es a disminuir; por otra parte el  $V_{MP}$  aparentemente permanece invariable. Para analizar con mayor claridad dichas observaciones la figura IV.8 muestra el comportamiento de ambos con respecto al porcentaje de superficie sombreada.



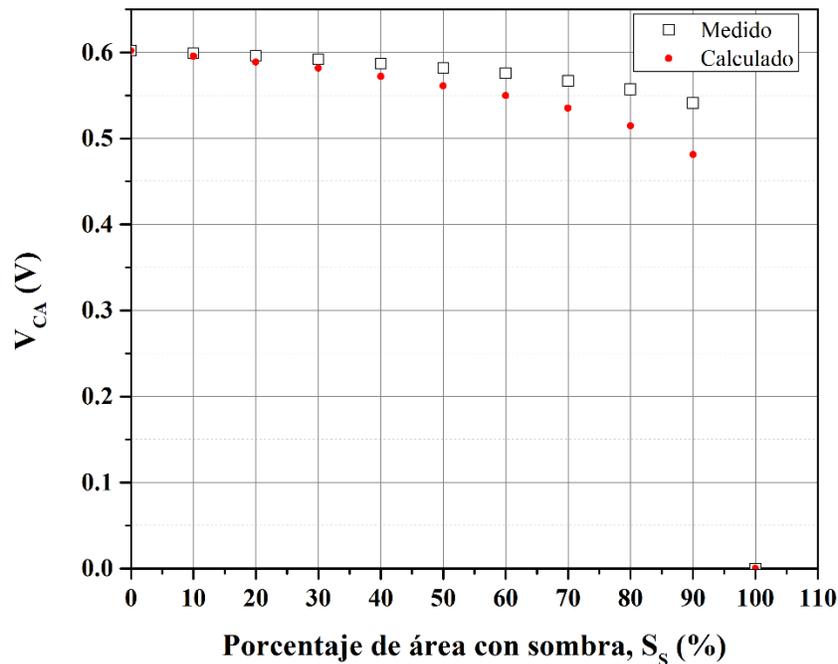
**Figura IV.36:** Comportamiento de la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) y la tensión para el punto de máxima potencia ( $V_{MP}$ ) en función del porcentaje de área con sombra.

En la sección II.4 se determinó que el  $V_{CA}$  depende de la corriente de iluminación,  $I_L$ , a través de la ecuación II.6; y dado que  $I_L$  es la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) según ha quedado establecido en la ecuación II.7, se tiene lo siguiente:

Considerando el resultado obtenido en la ecuación IV.6, y las ecuaciones IV.7, IV.8, se tiene

$$V_{CA} = \frac{nkT}{q} \ln \left( \frac{-0.042(S_s) + 4.248}{I_0} + 1 \right), \quad (\text{IV.9})$$

mostrando que el  $V_{CA}$  es una función logarítmica del porcentaje del área sombreada. Esta ecuación explica el ligero decremento en el valor de  $V_{CA}$  con relación al área sombreada. Si consideramos los valores de  $n$  e  $I_0$  obtenidos anteriormente, entonces se obtiene el comportamiento del  $V_{CA}$  que se muestra en la figura IV.9.



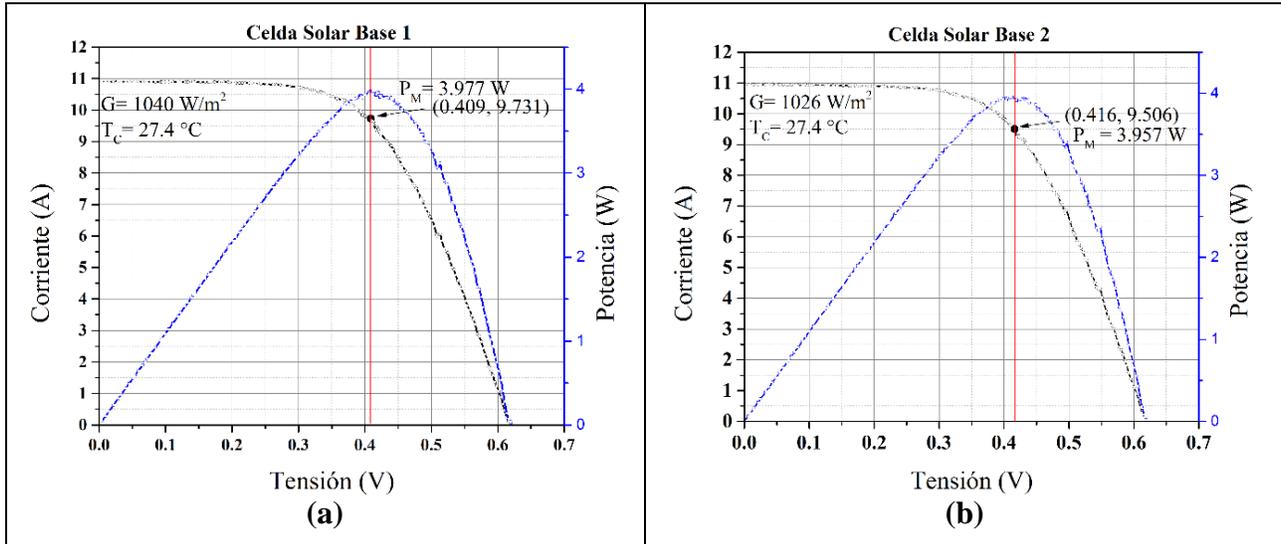
**Figura IV.37: Comportamiento del  $V_{CA}$  medido y calculado por la ecuación IV.9 como función del porcentaje del área sombreada.**

De la figura IV.9 se confirma que el efecto de sombrear una porción del área de una celda disminuye el  $V_{CA}$  de forma logarítmica a la magnitud de la superficie sombreada. En el caso que aquí compete, si la superficie sombreada es igual a  $107.0 \text{ cm}^2$  (superficie de la CSU que es aproximadamente la mitad de la CSB), de la ecuación IV.9, el  $V_{CA}$  es igual a 0.

Con respecto al valor del  $V_{MP}$ , de la tabla IV.2 y de la figura IV.8 se observa un ligero incremento en su magnitud, sin embargo exceptuando para el 90% de sombreado, los valores obtenidos se pueden considerar iguales ya que la incertidumbre en la medición es de 1.5% (ver la figura IV.8 y la línea recta horizontal que une a los puntos). Sin embargo, cuando se tiene el 100% de sombreado, el valor de la tensión en el punto de la máxima potencia es cero ( $V_{MP}=0$ ), ya que bajo esa condición la corriente de iluminación es cero ( $I_{CC}=0$ ), tendencia que debería de observarse para cuando el área sombreada tienda al 100%, efecto que no se analizó en este experimento.

#### IV.4 Efecto del sombreado en dos celdas conectadas en paralelo

En la sección III.4 se explicó el método para la medición de celdas en paralelo, ahora se discutirán los resultados correspondientes. La figura IV.10 (a) y (b) muestran el comportamiento I-V de las celdas usadas para este experimento. En ambos casos la irradiancia fue medida con una celda solar de referencia de silicio cristalino de la misma manera la temperatura de la celda con un termopar tipo K. Las incertidumbres en las medidas de tensión y corriente eléctrica, en el rango de medición del trazador de curvas, fueron de  $\pm 4$  mV y 0.5 mA, respectivamente.



**Figura IV.38: Características I-V de las celdas solares utilizadas para llevar a cabo la conexión en paralelo.**

Las celdas se conectaron en paralelo usando un cable conductor de cobre, clase B, de siete hilos calibre #8 AWG, de 20 centímetros de largo, con una resistencia de  $5.3 \times 10^{-4} \Omega$  (0.53 m $\Omega$ ). Se midió el comportamiento I-V de esta combinación y posteriormente, la celda etiquetada como la #2 se fue sombreado en secciones de un 25% de su área total.

De los principios básicos de electricidad se sabe que la conexión en paralelo de dos fuentes de poder idénticas crean una nueva fuente de poder de igual tensión pero con una disponibilidad del doble de la corriente de cada una de ellas, en consecuencia es de esperarse que dos celdas solares idénticas conectadas en paralelo genere un dispositivo con las mismas características de tensión eléctrica pero con el doble de la corriente; es decir:

Si  $V_{CA} (1)$ ,  $V_{MP} (1)$ ,  $I_{CC} (1)$ ,  $I_{MP} (1)$ ,  $P_M (1)$  son los parámetros eléctricos de la Celda 1 y  $V_{CA} (2)$ ,  $V_{MP} (2)$ ,  $I_{CC} (2)$ ,  $I_{MP} (2)$ ,  $P_M (2)$  son los parámetros eléctricos de la Celda 2, en donde ambas celdas tienen idéntico valor en la tensión eléctrica, al conectarse en paralelo se crea un dispositivo cuyos parámetros eléctricos son los siguientes:

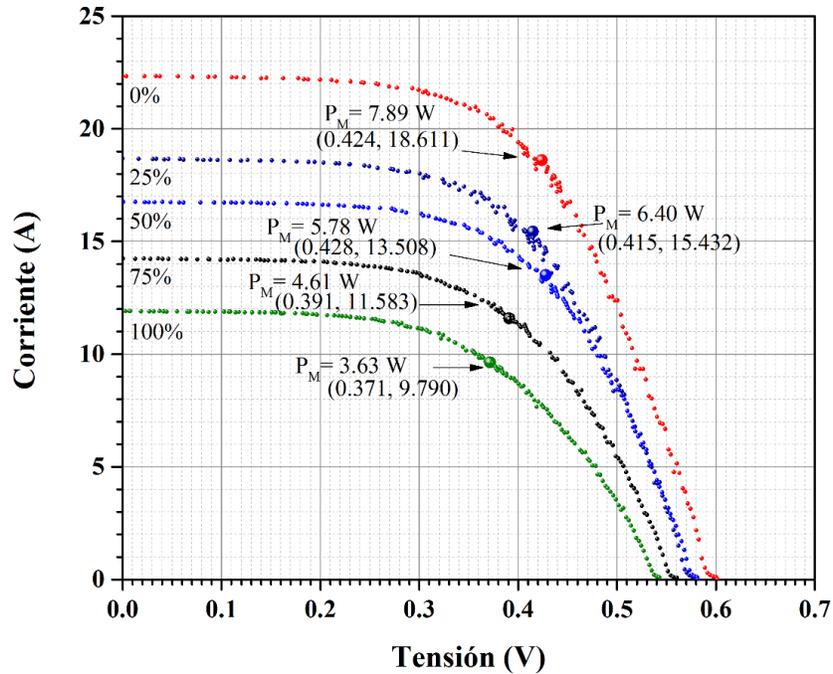
$$V_{CA} (\text{Paralelo}) = V_{CA} (1) = V_{CA} (2); V_{MP} (\text{Paralelo}) = V_{MP} (1) = V_{MP} (2); \quad \text{(IV.10)}$$

$$I_{CC} (\text{Paralelo}) = I_{CC} (1) + I_{CC} (2); I_{MP} (\text{Paralelo}) = I_{MP} (1) + I_{MP} (2); \quad \text{(IV.11)}$$

$$P_M (\text{Paralelo}) = P_M (1) + P_M (2) \quad \text{(IV.12)}$$

Para el caso en que una de las celdas se sombree, los parámetros eléctricos se deben de comportar tal y como quedo estipulado en la sección IV.3.1; el  $V_{CA}$  disminuye ligeramente en términos de lo que se especifica en la ecuación II.6,  $V_{MP}$  casi permanece invariable, y en consecuencia, se tendrá un ligero desacoplamiento en la tensión de salida. La corriente fotogenerada para la combinación en paralelo estará dada por la suma de la corriente de la celda sin sombrear más la corriente que genera la sección sin sombrear en la otra celda.

El comportamiento I-V de la combinación en paralelo se muestra en la figura IV.11; y del sistema de adquisición de datos del trazador de curvas, se obtuvieron las magnitudes para los parámetros eléctricos en cada uno de los casos los que se presentan en la tabla IV.3.



**Figura IV.39: Comportamiento I-V para la combinación de dos celdas conectadas en paralelo estando una de ellas con un sombreado parcial.**

De la figura IV.11 se observa que conforme se incrementa el área sombreada de la Celda 2 el comportamiento de los parámetros eléctricos como lo son  $V_{CA}$ ,  $I_{CC}$ ,  $I_{MP}$  y  $V_{MP}$  disminuyen siguiendo la tendencia que se encontró en la sección IV.3.1, lo cual era de esperarse ya que una celda solar puede ser considerada como la integración de un número infinito de celdas idénticas, todas ellas conectadas en paralelo, y en este caso, cualquier sección que se sombree no va a generar potencia eléctrica ya que la corriente fotogenerada disminuye en función de la superficie sombreada y la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) tiende a disminuir logarítmicamente con el cociente expresado en la ecuación II.6.

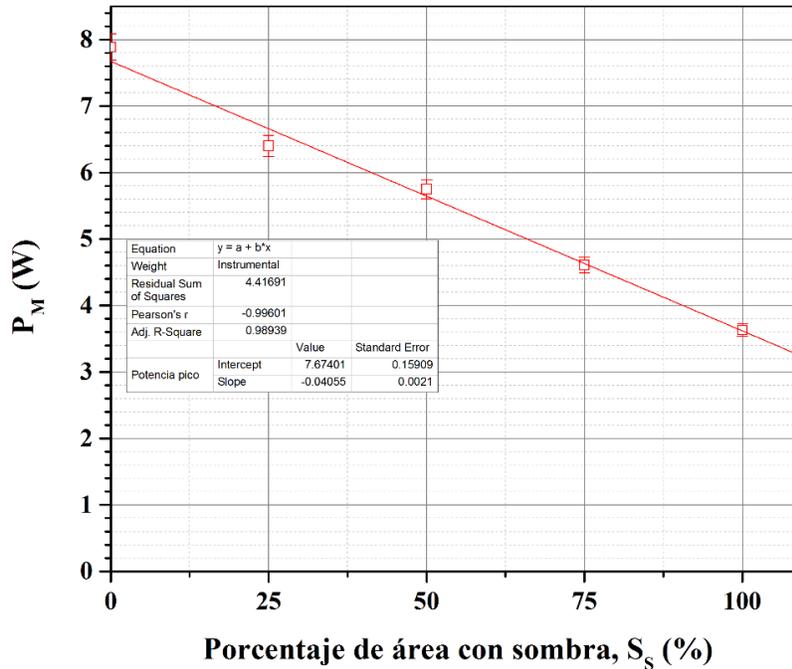
**Tabla IV.3: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de 2 celdas conectadas en paralelo con el efecto del sombreado parcial en una de ellas.**

DOS CELDAS CONECTADAS EN PARALELO							
				CELDA 2 CON SOMBREADO CONTROLADO			
PAEL	CELDA 2 (#14)	CELDA 1 (#6)	AMBAS SIN SOMBRLEAR	25%	50%	75%	100%
$P_M$ (W)	3.96	3.98	7.89	6.40	5.78	4.61	3.63
$V_{CA}$ (V)	0.62	0.62	0.60	0.58	0.58	0.56	0.54
$V_{MP}$ (V)	0.42	0.41	0.42	0.42	0.43	0.39	0.37
$I_{CC}$ (A)	10.96	10.91	22.34	18.68	16.75	14.24	11.91
$I_{MP}$ (A)	9.51	9.73	18.61	15.43	13.51	11.68	9.79
Fill Factor (%)	58.25	58.81	58.72	59.04	59.32	57.80	56.06
Irradiancia ( $W/m^2$ )	1,026	1,040	1,024	1,023	1,026	1,021	1,026
$T_C$ ( $^{\circ}C$ )	27.4	27.4	37.6	42.2	41.4	45.1	45.4
$V_{CA}$ (V) $T_C=25^{\circ}C$	0.62	0.62	0.62	0.61	0.61	0.60	0.58

La figura IV.12 muestra el comportamiento de la potencia máxima ( $P_M$ ) para la combinación de las dos celdas conectadas en paralelo, con respecto a la variación de la superficie sombreada en la Celda 2. La tendencia es un comportamiento lineal que sigue la relación:

$$P_M(\text{Paralelo}) = -0.04055(S_S) + 7.674, \quad \text{(IV.13)}$$

en el cual  $S_S$  es el valor numérico del porcentaje de sombreado de la superficie activa de la Celda 2. En la ecuación anterior la ordenada al origen representa la suma de las  $P_M$ 's de ambas celdas sin sombrlear, y en este caso con una incertidumbre de  $\pm 0.159$  W, y la pendiente (con unidades de  $W/cm^2$ ) representa la pérdida de la potencia con respecto al porcentaje de superficie sombreada de la Celda 2.



**Figura IV.40: Comportamiento de la potencia máxima ( $P_M$ ) para 2 celdas conectadas en paralelo estando una de ellas a un sombreado parcial.**

La corriente de corto circuito tiene una tendencia lineal descendente en donde, al aumentar la sombra controlada en la superficie de la Celda 2; la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) disminuye su valor con un ajuste lineal proporcionada con la siguiente ecuación:

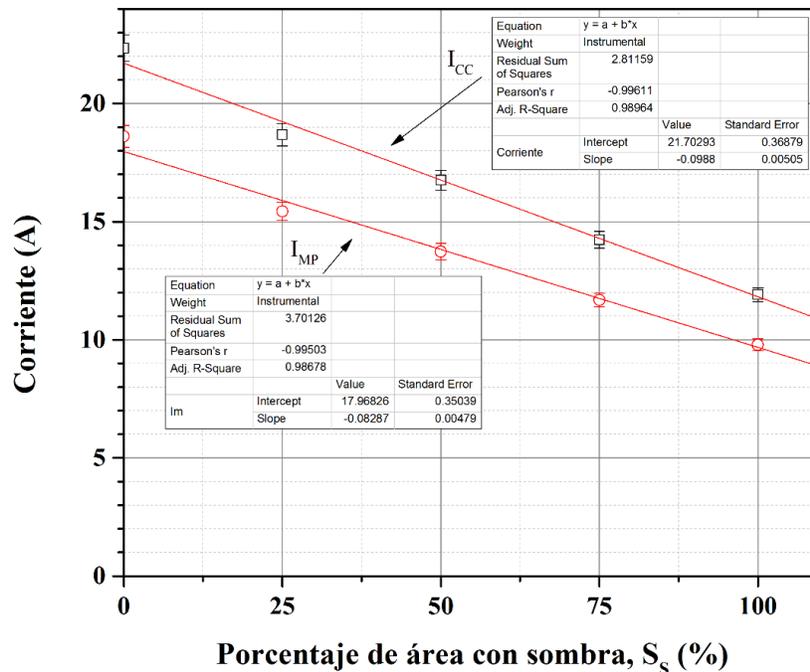
$$I_{CC} (\text{Paralelo}) = -0.099(S_s) + 21.703 \quad (\text{IV.14})$$

La figura IV.13 muestra el comportamiento de la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) con respecto al ajuste lineal con una incertidumbre de  $\pm 0.005 \text{ A/cm}^2$  para la pendiente y de  $\pm 0.369 \text{ A}$  para la ordenada al origen.

La corriente de máxima potencia ( $I_{MP}$ ) se reduce al aumentar la sombra sobre la Celda 2, el ajuste lineal nos permite saber numéricamente la tendencia de los valores de la corriente; esta tendencia es de pendiente negativa descrita por la siguiente relación:

$$I_{MP} (\text{Paralelo}) = -0.082(S_s) + 17.892 \quad (\text{IV.15})$$

La figura IV.13 también muestra el comportamiento de la corriente de máxima potencia ( $I_{MP}$ ) con respecto al ajuste lineal al sombrear la Celda 2 en paralelo con la Celda 1, con una incertidumbre de  $\pm 0.005 \text{ A/cm}^2$  para la pendiente y de  $\pm 0.381 \text{ A}$  para la ordenada al origen.

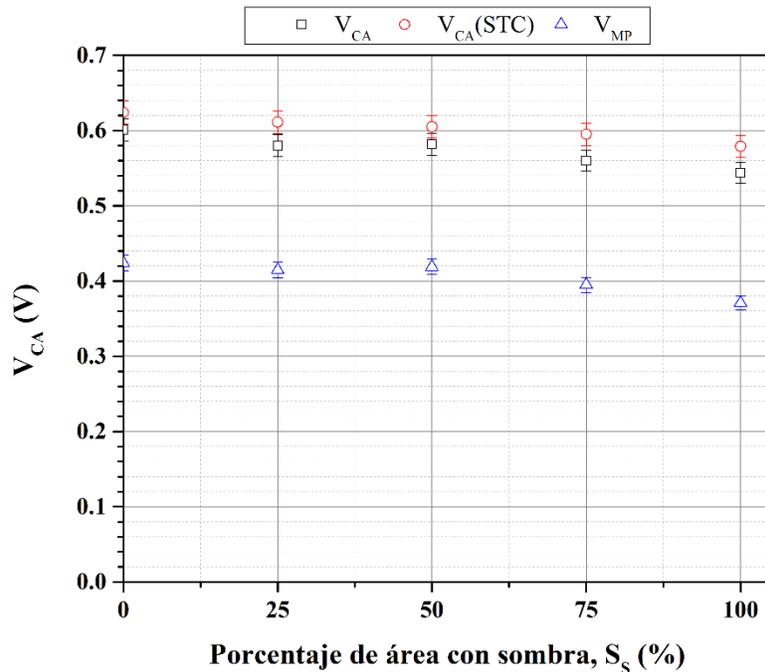


**Figura IV.41:** El comportamiento de la corriente ( $I_{CC}$ ,  $I_{MP}$ ) muestra un decremento en su valor debido a la sombra sobre la Celda 2.

Los valores de las pendientes de las rectas que rigen el comportamiento de decrecimiento de la corriente fotogenerada de las dos celdas en paralelo, estando una de ellas con un sombreado controlado, debe ser una constante única para la tecnología fotovoltaica analizada, que en este caso fue de silicio policristalino; mientras que la ordenada al origen representa la suma de las corrientes fotogeneradas cuando ninguna celda esta sombreada.

Por otra parte, si se comparan las pendientes de las rectas expresadas en las ecuaciones IV.11 y IV.12 con aquellas expresadas en las ecuaciones IV.6 y IV.7, se puede determinar que estas últimas son aproximadamente la mitad de las primeras, lo cual está indicando que el área total de la celda es un factor importante en el comportamiento lineal de decrecimiento de la corriente fotogenerada cuando una celda es sombreada.

Con respecto a la tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) y la tensión de la máxima potencia ( $V_{MP}$ ), la figura IV.14 muestra la tensión de acoplamiento de las dos celdas conectadas en paralelo cuando una de ellas está sujeta a un sombreado controlado. Dado que al momento de realizar las mediciones se incrementó la temperatura de las celdas, tal y como se muestra en el último renglón de la tabla IV.3, usando el coeficiente de temperatura en el  $V_{CA}$  proporcionado como  $-0.292\%/^{\circ}\text{C}$ , se calculó, para cada  $V_{CA}$  medido a la temperatura de la celda, el  $V_{CA}$ (paralelo) a  $25^{\circ}\text{C}$  para cada caso de sombreado. Se observa que el  $V_{CA}$ (paralelo) muestra una tendencia a decrecer conforme se incrementa la superficie sombreada, siguiendo el mismo comportamiento mostrado en la figura IV.9 y en consecuencia debe estar regido por una relación como la mostrada en la ecuación IV.9; es decir, la celda sombreada produce menos corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) reduciendo consecuencia su  $V_{CA}$  siguiendo la ecuación IV.9.



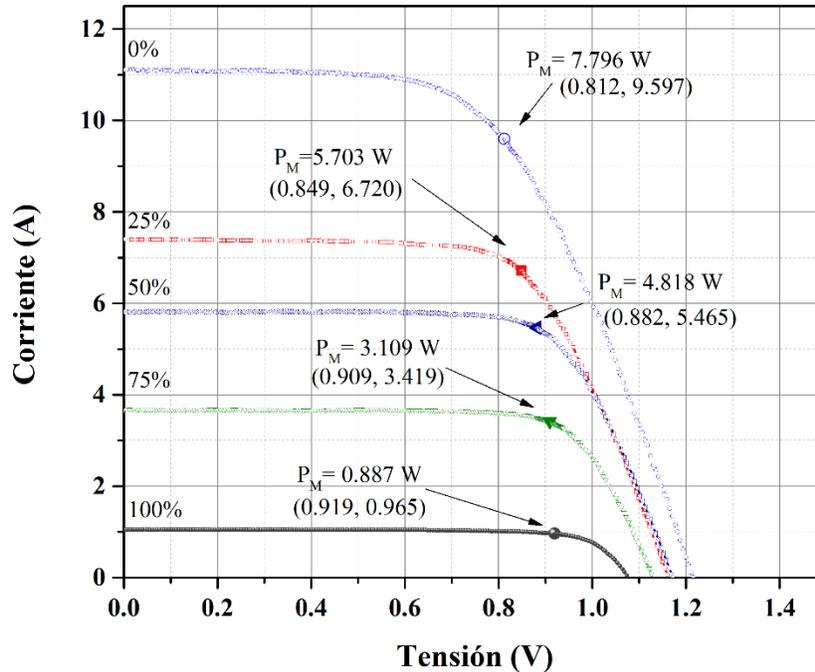
**Figura IV.42:** Comportamiento de la tensión de acoplamiento de dos celdas conectadas en paralelo cuando una de ellas está sujeta a un sombreado controlado.

De hecho, dos celdas conectadas en paralelo pueden considerarse como una celda cuya área equivale a la suma de las superficies de las celdas conectadas en paralelo; en consecuencia al sombrear una porción de superficie de la celda equivalente, el comportamiento para el  $V_{CA}$  y el  $V_{MP}$  de ésta, siguen el mismo comportamiento que aquel mostrado en la sección anterior.

#### IV.5 Efecto del sombreado en dos celdas conectadas en serie

La metodología para este experimento se expuso en la sección III.4, para medir el comportamiento I-V de la combinación serie, la temperatura de las celdas se midió con un termopar tipo K además la irradiancia se midió con una celda solar de referencia. Las celdas se conectaron en serie con un conductor de cobre clase B, de siete hilos calibre #8 AWG de 11.0 centímetros de largo con una resistencia de  $2.9 \times 10^{-4} \Omega$  (0.29 m $\Omega$ ). Una de las celdas fue sombreada parcialmente en secciones de 25% de su área total.

Las características eléctricas I-V para cada una de las combinaciones con sombras controladas se muestran en la figura IV.15.



**Figura IV.43: Combinación de las curvas I-V de las dos celdas conectadas en serie.**

La combinación de dos celdas en serie idénticas crea una fuente de poder con el doble de tensión por lo tanto, se tendrá una nueva celda con las siguientes características eléctricas:

Si  $V_{CA} (1)$ ,  $V_{MP} (1)$ ,  $I_{CC} (1)$ ,  $I_{MP} (1)$ ,  $P_M (1)$  son los parámetros eléctricos de la Celda 1 y  $V_{CA} (2)$ ,  $V_{MP} (2)$ ,  $I_{CC} (2)$ ,  $I_{MP} (2)$ ,  $P_M (2)$  son los parámetros eléctricos de la Celda 2, en donde ambas celdas tienen idéntico valor en la corriente, además de la tensión eléctrica, al conectarse en serie crean una nueva celda con las características siguientes:

$$V_{CA} (\text{Serie})= V_{CA} (1)+V_{CA} (2); V_{MP} (\text{Serie})= V_{MP} (1)+V_{MP} (2); \quad \text{(IV.16)}$$

$$I_{CC} (\text{Serie})=I_{CC} (1)= I_{CC} (2); I_{MP} (\text{Serie})=I_{MP} (1)=I_{MP} (2); \quad \text{(IV.17)}$$

$$P_M (\text{Serie})= P_M (1)+P_M (2) \quad \text{(IV.18)}$$

En consecuencia, bajo la condición de conexión en serie de 2 celdas idénticas sin sombrear, se espera que la tensión así como la potencia de salida estén dadas por la suma respectiva de las tensiones, potencias de la Celda 1 y Celda 2; mientras que la corriente de salida permanece invariable. Al ir sombreando parcialmente la Celda 2, tanto su potencia de salida como la corriente tanto fotogenerada como la del punto de máxima potencia disminuyen proporcionalmente al tamaño de la superficie sombreada tal y como se estableció en la sección IV.3.1, es decir, celda con una porción de su superficie con sombra, genera menos corriente y una ligera disminución en el  $V_{CA}$ . Cuando dos celdas idénticamente eléctricas se conectan en serie, y una de ellas se sombrea, la identidad eléctrica se pierde observándose este efecto en la corriente fotogenerada y como consecuencia se tiene un desacoplamiento. Así, la porción de la celda sombreada se convierte en un receptor de corriente, la corriente de salida de la combinación en serie se reducirá, y es de esperarse que cuando una de las dos celdas se sombrea totalmente, la tensión de circuito abierto debe tender hacia el valor de la tensión a circuito abierto de la celda no sombreada. En el caso de

la corriente de salida, esta deberá tender a cero, ya que la corriente que produce la celda no sombreada se consumirá en la celda que está totalmente sombreada.

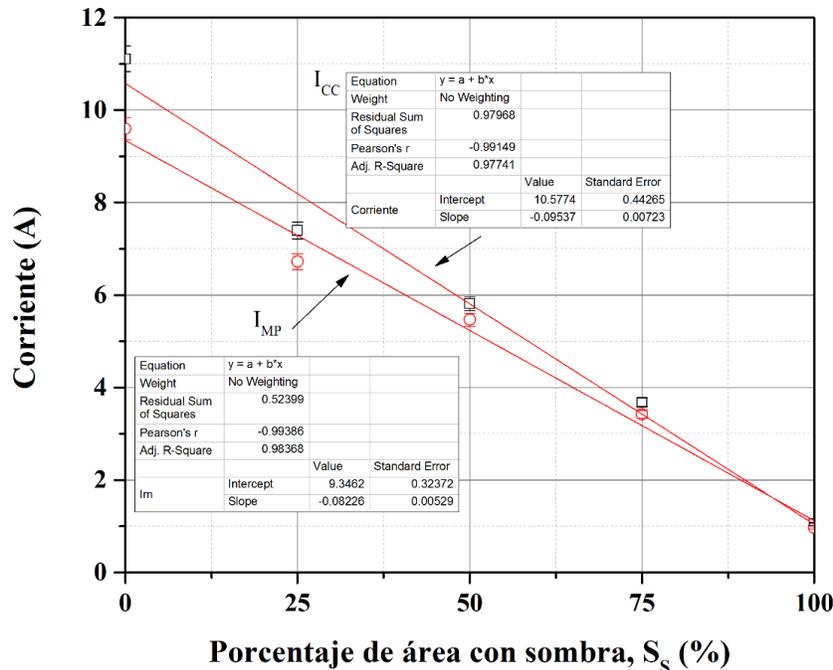
Los valores de los parámetros eléctricos de la combinación serie se muestran en la tabla IV.4. De la graficas en la figura IV.15 y de los valores de la tabla IV.4 se observa claramente que, cuando la Celda 2 esta “sombreada totalmente”, la tensión de salida de la combinación en serie no tiende hacia el valor esperado (valor de  $V_{CA}$  de la celda no sombreada), lo que significa que el procedimiento para producir la sombra sobre la Celda 2 no evitó la penetración de radiación luminosa hacia ella, produciéndose una tensión del mismo orden que para los otros casos de sombreado. Con respecto a la corriente de salida, la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) se reduce desde 11.11 A hasta 1.05 A, demostrando que la celda sombreada se comporta como un receptor de corriente.

**Tabla IV.4: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) en serie con sombra controlada sobre la Celda 2.**

DOS CELDAS CONECTADAS EN SERIE							
PAEL	CELDA 2 (#14)	CELDA 1 (#6)	AMBAS SIN SOMBRÉAR	CELDA 2 CON SOMBRÉADO CONTROLADO			
				25%	50%	75%	100%
$P_M$ (W)	3.96	3.98	7.80	5.70	4.82	3.11	0.89
$V_{CA}$ (V)	0.62	0.62	1.22	1.16	1.17	1.13	1.08
$V_{MP}$ (V)	0.42	0.41	0.81	0.85	0.88	0.91	0.92
$I_{CC}$ (A)	10.96	10.90	11.11	7.40	5.81	3.68	1.05
$I_{MP}$ (A)	9.51	9.73	9.60	6.72	5.47	3.42	0.97
Fill Factor (%)	58.25	58.81	57.71	66.30	70.74	74.82	78.45
Irradiancia ( $W/m^2$ )	1026	1040	1024	1041	1034	1036	1036
$T_c$ ( $^{\circ}C$ )	27.40	27.40	30.80	39.70	37.40	43.10	43.70
CONDICIONES NORMALIZADAS STC							
$P_M$ (W)	4.00	4.00	8.00	5.83	4.87	3.39	0.97
$I_{CC}$ (A)	10.68	10.49	10.85	7.11	5.62	3.55	1.01
$I_{MP}$ (A)	9.27	9.38	9.37	6.46	5.29	3.30	0.93

Para analizar el comportamiento de los parámetros eléctricos cuando la Celda 2 tiene un sombreado parcial, los valores de estos fueron normalizados hacia las condiciones estándares de prueba (STC) considerando los datos proporcionados por el proveedor de las celdas con respecto a los coeficientes de temperatura que, para el caso de la potencia pico tiene un valor de  $-0.45\%/^{\circ}C$ ; y tomando en consideración que la corriente fotogenerada es directamente proporcional a la irradiancia y que  $I_{MP}$  está regida por la ecuación II.8, la tabla IV.4 muestra los parámetros eléctricos de potencia y corriente con valores normalizados bajo STC.

El comportamiento de la corriente fotogenerada y la corriente en el punto de máxima potencia de la combinación serie se muestra en la figura IV.16.



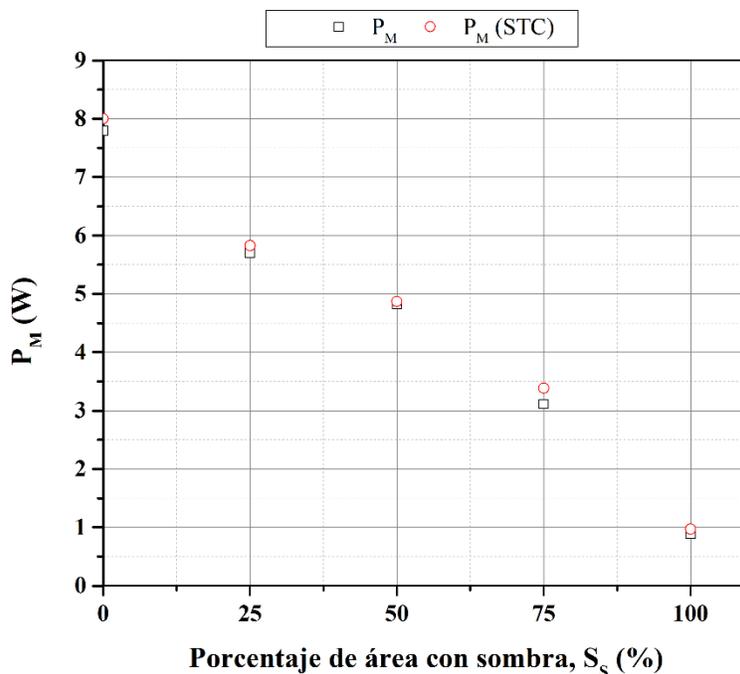
**Figura IV.44:** Comportamiento de la corriente fotogenerada ( $I_{CC}$ ) y la corriente de salida ( $I_{MP}$ ) de dos celdas conectadas en serie estando una de ellas sujeta a un sombreado controlado.

La figura IV.16 muestra el decaimiento tanto de la corriente fotogenerada ( $I_{CC}$ ) como aquella asociada al punto de máxima potencia conforme se va sombreando la Celda 2 en porciones del 25% de su área total. Esta disminución es debido a que, por cada porción sombreada, se deja de generar corriente eléctrica cuya magnitud es proporcional a la superficie sombreada, pasando esta porción de ser un generador a una resistencia de carga. Por ejemplo, para el primer 25%, la corriente fotogenerada decae desde 11.11 A, que es el valor de la combinación serie sin sombrear, a 7.398 A que es el valor que corresponde al 25% de sombreado de la superficie total de la Celda 2, lo que equivale a una pérdida del 33.4%. Para el caso de la corriente en el punto de máxima potencia, se tiene una pérdida del 30% con una magnitud de 2.88 A, corriente que debe de estar consumiéndose en la sección sombreada de la Celda 2, la que se está comportando como una resistencia de carga. La potencia que se pierde en esta sección cuya magnitud es  $(2.88 \text{ A})(0.849 \text{ V}) = 2.44 \text{ W}$  se disipa en forma de calor, efecto conocido con el nombre de punto caliente. Y así sucesivamente para las demás porciones sombreadas.

Como consecuencia, para el caso en que la Celda 2 hubiera quedado totalmente sombreada, generándose 0.0 W de potencia eléctrica, al conectarse en serie con la Celda 1, la Celda 2 se comporta como una resistencia de carga, la Celda 1 la polariza inversamente, le transfiere toda su potencia eléctrica, la cual se disipa en la Celda 2 en forma de calor, lo que ocasiona que la potencia de salida de la combinación serie sea 0.0 W.

Lo anterior no sucedió ya que el elemento que se usó para sombrear la Celda 2 permitió que la radiación luminosa incidiera sobre ella generándose potencia eléctrica. Si se considera los resultados de la sección IV.3.1, y según los datos de la tabla IV.4, la Celda 2 quedó sombreada a un 90% de su superficie total.

El comportamiento de la potencia de salida de dos celdas conectadas en serie, estando una de ellas con un sombreado controlado se muestra en la figura IV.17.



**Figura IV.45:** Comportamiento de la potencia pico de dos celdas conectadas en serie estando una de ellas con un sombreado controlado.

De la figura IV.17 se observa que conforme aumenta la superficie sombreada desde 0 hasta el 100%, la potencia máxima ( $P_M$ ) de la combinación serie decrece aparentemente siguiendo un comportamiento lineal. Por cada sección sombreada, se tiene una pérdida en la potencia de 21.2% si es que se considera un decaimiento lineal. Se esperaba que cuando la Celda 2 estuviera 100% sombreada, la potencia generada por la combinación serie tendiera a 0 W, sin embargo no fue así, ya que, aunque la Celda 2 fue totalmente cubierta, el elemento que se utilizó para sombrearla no bloqueó al 100% la radiación luminosa, conclusión que se obtiene a partir de la gráfica IV.15 y de los valores presentados en la tabla IV.4, estando el valor de la tensión eléctrica generada por la combinación en serie con una magnitud que permaneció en el rango de 1.1 V.

En conclusión, la potencia que se pierde en una combinación de celdas conectadas en serie derivada del sombreado parcial en una de ellas, se consume en la porción de la celda sombreada que está actuando como una resistencia y ella, incrementa su temperatura y disipa dicha potencia en forma de calor. El fenómeno del calentamiento de dicha celda puede considerarse “puntual” y se le conoce comúnmente como punto caliente.

#### IV.6 Módulo fotovoltaico de 36 celdas

Para analizar el efecto del sombreado controlado en un módulo de 36 celdas de silicio cristalino, se eligió como muestra de estudio a un producto comercial de la marca Solartec modelo S36PC-145, con una potencia pico de 145 W que está integrado con celdas de silicio policristalino de sección transversal cuadrada con un lado de 156 mm. Las 36 celdas están agrupadas en 2 conjuntos de 18 celdas en serie que se identificaron como conjunto A y conjunto B, que tomando la posición de la terminal negativa y positiva del circuito de salida del módulo, se etiquetaron a las primeras 18 celdas (dirección de terminal negativa a terminal positiva) como el conjunto A; y a las siguientes 18 celdas, como conjunto B. En las terminales de salida de cada conjunto, el fabricante integró un

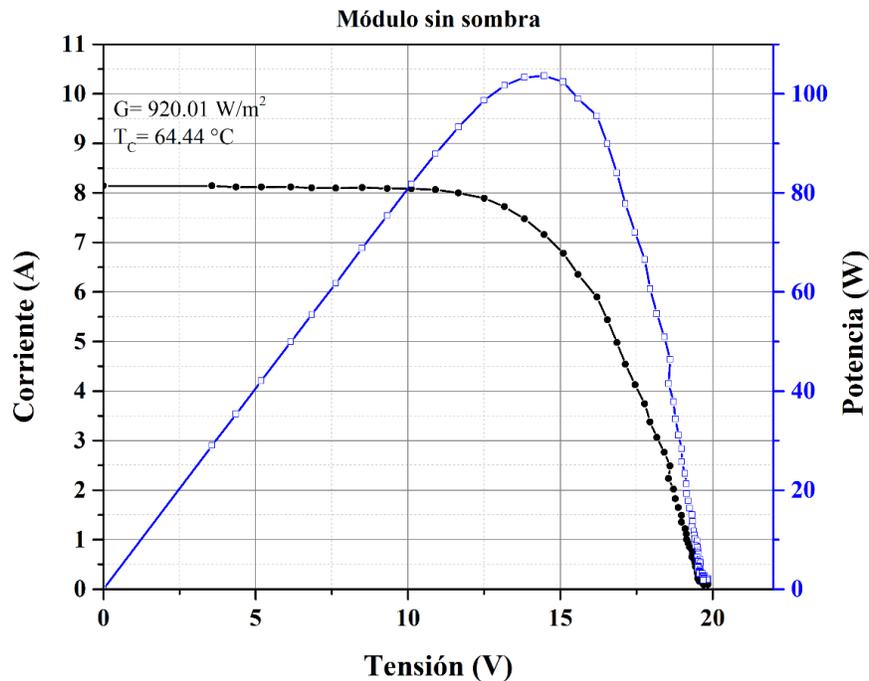
diodo de paso para minimizar los efectos de los puntos calientes. Los datos de placa en donde se encuentran los parámetros eléctricos proporcionados por el fabricante se muestran en la tabla IV.5.

*Tabla IV.5: Valores del módulo en condiciones estándares (STC).*

<b>Módulo Solartec S36PC-145</b>		
<b>Potencia máxima (<math>P_M</math>)</b>		145 W
<b>Tensión a circuito abierto (<math>V_{CA}</math>)</b>		21.6 V
<b>Tensión a máxima potencia (<math>V_{MP}</math>)</b>		18.1 V
<b>Corriente de corto circuito (<math>I_{CC}</math>)</b>		8.57 A
<b>Corriente a máxima potencia (<math>I_{MP}</math>)</b>		8.0 A
<b>Eficiencia (<math>\% \eta</math>)</b>		14.62 %
<b>Coef. Temp para <math>I_{CC}</math></b>	<b><math>\alpha</math></b>	0.035 %/°C
<b>Coef. Temp para <math>V_{CA}</math></b>	<b><math>\beta</math></b>	-0.351 %/°C
<b>Coef. Temp para <math>P_M</math></b>	<b><math>\gamma</math></b>	-0.47 %/°C

#### **IV.6.1 Módulo sin sombra**

Con el objeto de tener parámetros eléctricos de comparación cuando el MFV es sombreado, primero se midió sus características eléctricas (curva I-V) sin sombreado. Para esto se usó el trazador de curvas descrito en el capítulo III, midiéndose el comportamiento I-V del MFV anterior bajo condiciones de luz natural. Para esto, el MFV se montó en un soporte estructural con orientación hacia el sur verdadero con la latitud de Temixco de  $18.85^\circ$  tal que la componente directa de la irradiancia global en el instante de la medición fuera perpendicular a la superficie de éste, procurando hacer la medida al medio día solar. La temperatura de la celda fue medida con un termopar tipo K colocado al centro y por debajo del MFV, mientras que la irradiancia fue medida con una celda solar de referencia. La figura IV.18 muestra la curva típica I-V del producto bajo estudio.



**Figura IV.46:** Características eléctricas del MFV bajo estudio. Se muestran 2 curvas, una que es la curva I-V en donde el eje izquierdo es el de la corriente, y la otra, la curva P-V en donde el eje derecho es el de la potencia.

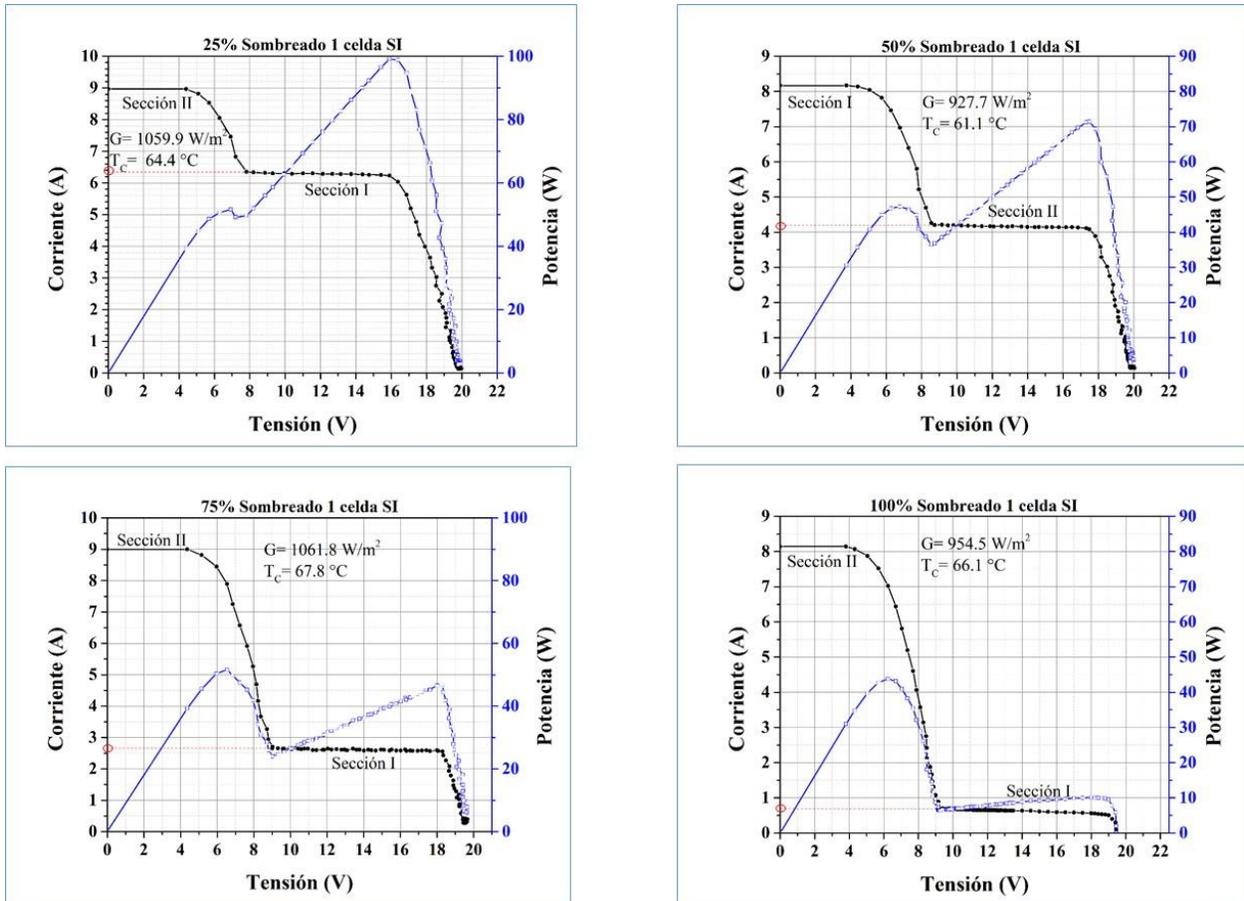
De la gráfica anterior, se extrajeron los valores de los parámetros eléctricos más importantes del MFV, los cuales, se presentan en la tabla IV.6. Al efectuar una comparación entre dichos valores y los de placa proporcionados por el fabricante se observan diferencias que están relacionadas por las pérdidas asociadas a los efectos de la temperatura de operación y a la irradiancia, las cuales se integran en la misma tabla IV.6. Ahí mismo se integra una columna llamada rendimiento y otra el porcentaje de pérdidas debido tanto a la temperatura de operación por estar trabajando el módulo a un gradiente térmico de 39.4 °C arriba de la temperatura estándar, como a la magnitud de la irradiancia que estuvo al 92 % de su valor pico. Ambas combinaciones hacen que el módulo tenga un rendimiento combinado en la potencia máxima del 71%.

**Tabla IV.6:** Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del módulo bajo estudio, sin sombras, bajo las condiciones descritas anteriormente. Irradiancia global  $G = 920 \pm 2\% \text{ W/m}^2$ ,  $T_c = 64.4 \pm 2\% \text{ °C}$ .

PAEL	VALOR MEDIDO	DIFERENCIA CON VALORES DE PLACA (STC)	RENDIMIENTO	PÉRDIDAS (%)
$P_M$ (W)	$103.61 \pm 12\%$	41.4	0.715	28.5%
$V_{CA}$ (V)	$19.68 \pm 6\%$	1.92	0.91	8.9%
$V_{MP}$ (V)	14.19	3.91	0.784	21.6%
$I_{CC}$ (A)	8.14	0.43	0.95	5%
$I_{MP}$ (A)	7.30	0.71	0.91	8.9%

## IV.6.2 Módulo con sombreado parcial en una celda

Usando el mismo MFV y con las condiciones experimentales antes descritas, se tapó una celda solar del conjunto A, de las 18 conectadas en serie que integran a dicho conjunto de las 36 del MFV. Los sombreados controlados fueron 25%, 50%, 75% y 100% de la superficie activa de la celda. Para cada caso se midió al mismo tiempo la temperatura de la celda, la irradiancia incidente en el plano del MFV y las características I-V medidas con el trazador de curvas. Las gráficas de la figura IV.19 muestran el comportamiento I-V para cada caso y la forma en que se distorsionan éstas cuando se presenta el sombreado.



*Figura IV.47: Curvas características I-V y P-V de un módulo de 36 celdas con una celda del conjunto A con un sombreado parcial.*

Así mismo con el conjunto de puntos (V, I) adquiridos mediante el sistema de adquisición de datos del equipo que se proporciona como una hoja de excel, se calculó la potencia generada ( $P=VI$ ) y se graficó su comportamiento con respecto a la tensión de generación, mismo que se presenta también en la figura IV.19, usando el eje derecho como el eje de potencias.

De estas curvas y de los datos provistos por el software se extrajeron los parámetros eléctricos relevantes a la generación del MFV sombreado; y para poder hacer una comparación del efecto del mismo sobre las características eléctricas I-V con respecto a un módulo sin sombreado, se trasladaron los valores de los parámetros eléctricos bajo STC del mismo (datos de placa) a las condiciones ambientales del módulo sombreado (igual irradiancia y temperatura), a los que se les ha llamado valores corregidos. Las formulas son las siguientes: [16]

$$V_{CA} = (V_{CA(STC)}) \left( 1 + (\beta_{V_{CA}}/100)(T_m - T_{(STC)}) \right) \quad \text{IV.19}$$

$$I_{CC} = (I_{CC(STC)}) (G_m/G_{(STC)}) \left( 1 + (\alpha_{I_{CC}}/100) (T_m - T_{(STC)}) \right) \quad \text{IV.20}$$

$$I_{MP} = (I_{MP(STC)}) (G_m / G_{(STC)}) \quad \text{IV.21}$$

$$V_{MP} = (V_{MP(STC)}) \left( \frac{\ln(G_m)}{\ln(G_{(STC)})} \right) (1 + (\gamma_{P_M}/100)(T_m - T_{(STC)})) \quad \text{IV.22}$$

$$P_M = (P_{M(STC)}) (G_m / G_{(STC)}) \left( 1 + \left( \frac{\gamma_{P_M}}{100} \right) (T_m - T_{trans}) \right) \quad \text{IV.23}$$

En las formulas, es necesario usar los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante del MFV para poder trasladar los valores desde las condiciones STC a las condiciones ambientales del lugar (valores corregidos). Para ello, en cada medición se midió la temperatura de la celda, la temperatura ambiente y la irradiancia. En la tabla IV.7 se presentan dichos valores.

*Tabla IV.7: Parámetros Eléctricos (PAEL) del MFV con una celda del conjunto A con sombreado parcial, obtenidos y calculados durante el proceso de medición de las curvas I-V a las Condiciones de Operación (COp). Las incertidumbres del aparato de medida son  $\pm 0.25$  V,  $\pm 40$  mA en la corriente y  $\pm 2.2$  °C.*

COp	$G=920.0 \text{ W/m}^2$ $T_c=64.4 \text{ °C}$	$G=1059.9 \text{ W/m}^2$ $T_c=64.4 \text{ °C}$	$G=927.7 \text{ W/m}^2$ $T_c=61.1 \text{ °C}$	$G=1061.8 \text{ W/m}^2$ $T_c=67.8 \text{ °C}$	$G=954.5 \text{ W/m}^2$ $T_c=66.1 \text{ °C}$
PAEL	SI 0% S <sub>s</sub> SII 0% S <sub>s</sub>	SI 25% S <sub>s</sub> SII 0% S <sub>s</sub>	SI 50% S <sub>s</sub> SII 0% S <sub>s</sub>	SI 75% S <sub>s</sub> SII 0% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 0% S <sub>s</sub>
P <sub>M</sub> (W) medido	103.6	99.3	71.4	51.6	43.9
P <sub>M</sub> (W) corregido	108.7	125.20	111.7	123	111.66
V <sub>CA</sub> (V) medido	19.68	19.83	19.86	19.53	19.44
V <sub>CA</sub> (V) corregido	18.61	18.61	18.86	18.36	17.97 (35 celdas)
V <sub>MP</sub> (V)	14.19	16.13	17.32	6.54	6.27
I <sub>CC</sub> (A) medido	8.14	8.96	8.17	9.00	8.14
I <sub>CC</sub> (A) corregido	7.99	9.2	8.05	9.23	8.30
I <sub>MP</sub> (A)	7.30	6.15	4.12	7.90	7.00

En la tabla IV.7 se puede observar que hay renglones con números de color rojo y negro. Los de color negro corresponden a los valores medidos con el equipo correspondiente; mientras que los de color rojo son los valores que debieron de haberse obtenido con el módulo sin sombrear y que fueron calculados usando las correcciones por temperatura e irradiancia respectivamente tomando como verdaderos los valores de placa y los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante. Las diferencias observadas en la columna de datos que corresponde al módulo sin sombra están asociados a la precisión y exactitud del sistema de medición correspondiente que, según el fabricante es del 5% en todos los parámetros eléctricos.

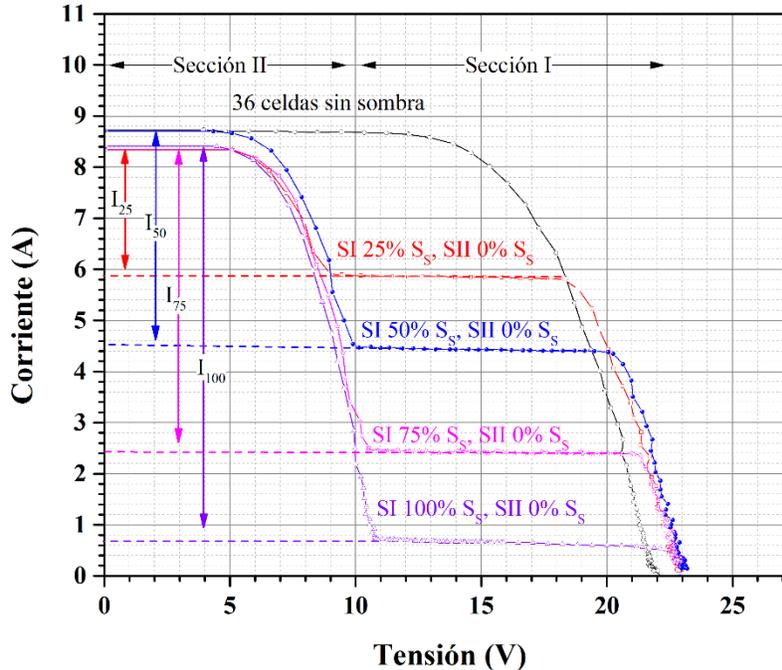
Con respecto a la tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) se observa que su valor no presenta cambios significativos en ningún caso, tal y como se esperaba para la situación de un sombreado parcial en una celda que pertenece a una serie, que en este estudio es de 36 celdas. Sin embargo, se esperaba que para el caso de la celda totalmente cubierta, la tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ ) de la serie estuviera reducido en 0.6 V, bajo STC (o bien 0.51 a una  $T_C=66.1^\circ\text{C}$ ). Esta reducción no se observa en la columna correspondiente para celda 100% sombreada de la tabla IV.6, lo cual puede ser debido a dos cosas:

- a) Que el elemento que se utilizó para sombrear no bloqueó totalmente a la radiación solar tal y como se identificó en la sección IV.3.1 y que se corroboró en la sección IV.4 y IV.5;
- b) La incertidumbre del equipo de medición que, al ser del 5%, se pueden presentar valores de 0.5 V de dispersión con respecto al valor medido. Por lo anterior se recomienda que este tipo de mediciones se realice con instrumentos de mejor precisión.

A partir de la figura IV.19 se observa que, sombrear una de las 36 celdas, afecta drásticamente la forma de la curva I-V, obteniéndose aparentemente un comportamiento de la especie de 2 curvas I-V, generando 2 “rodillas”, una que mantiene la corriente de corto circuito de la celda completa, y la otra cuya corriente de corto circuito aparente disminuye con relación al porcentaje de superficie sombreada. De hecho en los casos para el 25, 50, 75 y 100 por ciento de superficie sombreada, si se considera la corriente de corto circuito en dichos casos, cuyos valores se muestran en la tabla IV.7 y se calcula el porcentaje de la  $I_{CC}$  de la celda iluminada, los valores correspondientes son: 6.35 A, 4.08 A, 2.25 A y 0.81 A. Estudios futuros se deberán realizar para corroborar este comportamiento.

Con respecto a la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ), la cual es directamente proporcional a la irradiancia, no se observa cambios significativos cuando se comparan sus valores correspondientes, efecto que se justifica por el hecho de que el módulo tiene integrados un diodo de paso por cada 18 celdas, los cuales cumplen su función de proveer un camino de alivio para la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) cuando una celda actúa como resistencia debido a un sombreado parcial o total.

Sin embargo, la distorsión en las curvas I-V que se muestran en la figura IV.19 está relacionada con el porcentaje de la superficie de la celda sombreada, y para tener bases de discusión del fenómeno mostrado, aunque los Coeficientes de Temperatura (CTemp) que proporciona el fabricante están determinados específicamente para el  $V_{CA}$ ,  $P_M$ ,  $I_{CC}$ , todos los datos que permiten graficar la curva I-V para cada caso fueron normalizados a las condiciones estándares (STC) usando las ecuaciones IV.2 y IV.4, en donde en esta última, se introdujo el CTemp del  $V_{CA}$  en lugar del CTemp de la  $P_M$ . La figura IV.20 muestra dichas curvas normalizadas, mostrándose un  $V_{CA}$  normalizado mayor que el  $V_{CA}$  de placa (diferencia aproximada de 1.3 V), diferencia debida probablemente a las incertidumbres asociadas en el equipo de medición que han sido estimadas del 5%.



**Figura IV.48:** Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un módulo fotovoltaico de 36 celdas, sometiendo una celda del conjunto A a los sombreados parciales.

De la figura IV.20, se observa que el sombreado hace que la curva I-V en cada caso se distorsione como ya se había discutido anteriormente, y se podría decir que dichas curvas, están compuestas por dos secciones, Sección I y Sección II que asemejan a curvas I-V. En la Sección II, prácticamente todas las curvas tienden a tener la misma  $I_{CC}$ , lo cual se entiende porque el MFV tiene 2 diodos de paso, uno por cada 18 celdas en serie (uno para el conjunto A y otro para el conjunto B), y cuando una celda del conjunto A se sombrea, la parte sombreada no genera y se transforma en una resistencia. Si no se considera la Sección I, las curvas en la Sección II deben corresponder a las 18 celdas del conjunto B, teniendo un punto de máxima potencia, y a la derecha de ese punto, se puede calcular la resistencia en serie de cada curva, la que se podría interpretar como el valor de la resistencia eléctrica correspondiente al porcentaje de superficie sombreada de la celda en cuestión del conjunto A.

En la Sección I, las curvas mostradas también tienen un comportamiento I-V, en consecuencia se puede determinar un punto de máxima potencia, y dado que el comportamiento mostrado en la Sección II fue asignado a la celda del conjunto B, el comportamiento mostrado en la sección I se asocia a las celdas del conjunto A. Si se prolonga la tendencia de los puntos a la izquierda del de máxima potencia, estos llegan al eje vertical definiendo una corriente de corto circuito virtual, cuyos valores son: 5.89 A, 4.47 A, 2.46 A y 0.72 A, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% de sombreado; y si se considera la  $I_{CC}$  sin celda sombreada, en cada caso, los valores anteriores deberán de estar asociados a la magnitud de la corriente no generada por el porcentaje de sombra en la celda, la cual queda determinada por la diferencia del valor de la  $I_{CC}$  sin sombrear menos dichos valores, obteniéndose las magnitudes 2.45 A, 4.23 A, 5.89 A y 7.69 A para  $I_{25}$ ,  $I_{50}$ ,  $I_{75}$ ,  $I_{100}$ , respectivamente.

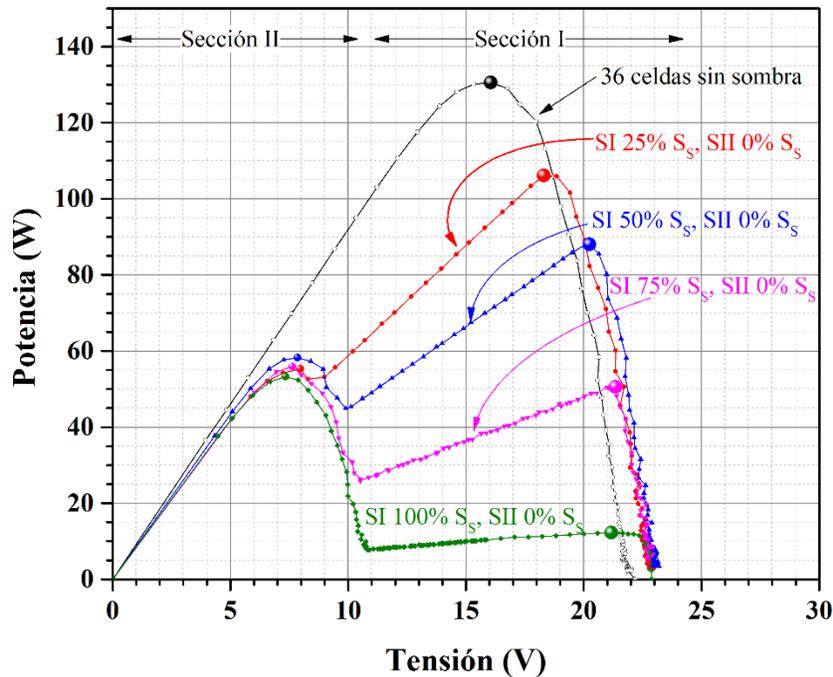
Para el caso de la potencia máxima ( $P_M$ ), los valores de la tabla IV.7 colocados en color negro corresponden a los valores medidos debido al sombreado, considerando las condiciones de irradiancia y temperatura de operación cuyos valores se incluyen en la misma tabla. De estos

valores, se observa que la  $P_M$  disminuye con relación al área de la superficie sombreada sin seguir algún comportamiento algebraico que pueda asignarse al efecto del sombreado, solo se determina que existen pérdidas relativas de potencia entre el valor corregido sin sombrear y el valor medido, las que fueron cuantificadas en el 20.68%, 36.07%, 58.0% y 60.66%, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% de sombreado. En la tabla IV.8 se presenta el caso especial en que una de las celdas está completamente sombreada (100% de sombreado), no observándose cambios significativos en el  $V_{CA}$  y en la  $I_{CC}$ , sin embargo la tensión en el punto de la máxima potencia ( $V_{MP}$ ) decae significativamente con una pérdida del 56.8% lo que se ve reflejado en la magnitud de la  $P_M$  que decae con una pérdida del 60.7%.

**Tabla IV.8: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un módulo de 36 celdas sin alguna celda sombreada y una celda del conjunto A 100% sombreada recibiendo una irradiancia de  $954 \text{ W/m}^2$  a una temperatura de celda  $66 \text{ }^\circ\text{C}$ .**

PAEL	SIN CELDAS SOMBREADAS	CON UNA CELDA 100% SOMBREADA (MEDIDO)	DIFERENCIA DE VALORES (PÉRDIDAS)	PÉRDIDAS (%)
$P_M$ (W)	111.66	$43.9 \pm 5\%$	67.8	60.71%
$V_{CA}$ (V)	18.48	$19.44 \pm 5 \%$	-0.96	-5.2%
$V_{MP}$ (V)	14.50	6.27	8.24	56.8%
$I_{CC}$ (A)	8.30	8.14	0.15	1.87%
$I_{MP}$ (A)	7.64	7.0	0.64	8.34%

Para entender mejor el fenómeno observado, los valores que determinan los puntos P-V en cada curva I-V fueron obtenidos de las curvas normalizadas y se graficaron en un diagrama potencia contra tensión. La figura IV.21 muestra las gráficas correspondientes P-V para cada uno de los casos. En dicha figura se establecieron las 2 secciones identificadas en la figura IV.20, observándose que se puede determinar, en cada sección, un punto de máxima potencia, el que se muestra con un símbolo de mayor de tamaño.



**Figura IV.49:** Comportamiento P-V para un módulo de 36 celdas, estando una de ellas con un sombreado controlado.

Considerando los datos graficados e identificando los puntos de la máxima potencia en cada sección, la tabla IV.9 muestra los valores correspondientes a dichos puntos. En dicha tabla, los puntos ( $V_{MI}$ ,  $P_{MI}$ ) y ( $V_{MII}$ ,  $P_{MII}$ ) corresponden a las coordenadas de localización de los puntos de máxima potencia.

**Tabla IV.9:** Valores de los pares ordenados ( $V_{MP}$ ,  $P_M$ ), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con celda sombreada) y II (conjunto B) de la figura IV.21.

PORCENTAJE DE ÁREA CON SOMBRA, $S_s$	SI 0% $S_s$ SII 0% $S_s$	SI 25% $S_s$ SII 0% $S_s$	SI 50% $S_s$ SII 0% $S_s$	SI 75% $S_s$ SII 0% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 0% $S_s$
$P_{MI}$	130.5	106.15	88.02	50.59	12.24
$V_{MI}$	17.00	18.31	20.25	21.35	21.18
$P_{MII}$	-	55.29	58.25	55.9	53.23
$V_{MII}$	-	7.97	7.85	7.63	7.34

Se observa que las curvas P-V de la Sección II (conjunto B, sin celda sombreada) no muestra un cambio significativo en los valores de los puntos (V, P) que definen cada curva y esto se puede observar en los valores que corresponden a los puntos de la máxima potencia de cada una de ellas (renglones 4 y 5 de la tabla IV.9). Si uno considera que el módulo tiene 36 celdas conectadas en serie y por cada 18 de ellas hay un diodo de paso, se puede sugerir que el comportamiento mostrado en la Sección II de la gráfica IV.20 corresponde a la contribución de 18 celdas sin sombreado, corroborando que este comportamiento corresponde a la celda del conjunto B. Esto se debe de

comprobar con un experimento en donde los equipos tengan una mejor precisión y realizarlo bajo condiciones estándares de prueba.

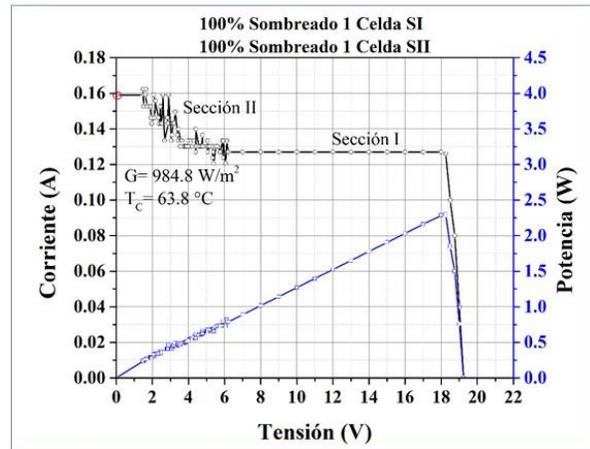
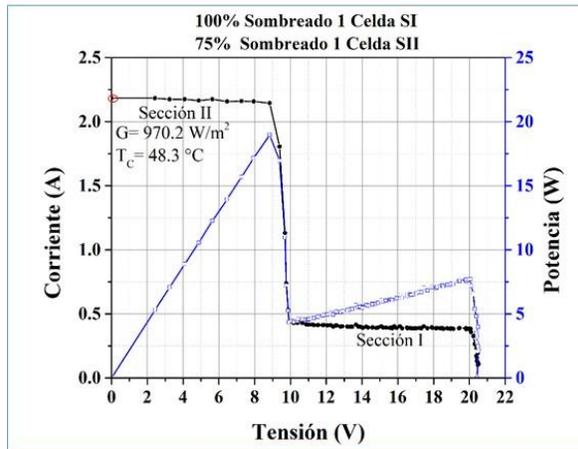
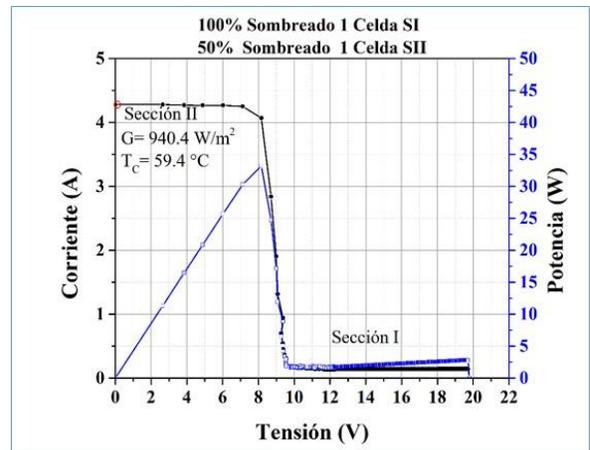
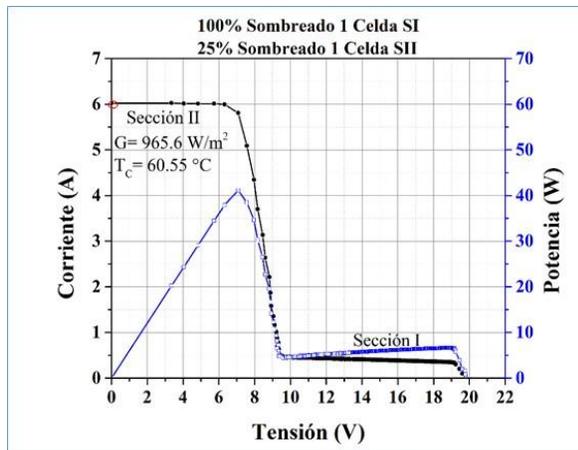
Por otra parte, en la Sección I de la figura IV.20 se observa el cambio en las curvas P-V y la manera en como va disminuyendo el punto de la máxima potencia ( $P_M$ ) conforme aumenta la superficie sombreada; y la tabla IV.9 en sus renglones 2 y 3, presenta las coordenadas de dicho punto. Se observa que el  $V_{MP}$  aumenta y la  $I_{MP}$  (ver figura IV.20) decrece de manera proporcional conforme se incrementa el área sombreada. Comparando los valores de  $P_{MI}$  y  $P_{MII}$  de la tabla IV.9, se observa que para el 75% y el 100% de sombreado en una celda, la potencia máxima del módulo está dominada por las 18 celdas sin sombrear, teniéndose pérdidas equivalentes al 60%.

Lo más relevante de este estudio es que al considerar el concepto de potencia máxima ( $P_M$ ) del MFV con una celda solar totalmente sombreada se presentan pérdidas de potencia aproximadamente del 60% del valor esperado, tal y como se muestra en la tabla IV.8 y tabla IV.9, trayendo como consecuencia pérdidas en la energía generada, y que la magnitud de dicha potencia y energía están controladas por la superficie de sombreado en una celda. Las pérdidas son a las condiciones ambientales en el momento de la medición de la curva I-V.

Para usar el 40% de energía disponible en el módulo, se requiere usar un convertidor CD/CD que siga el punto de la máxima potencia de generación (Maximum Power Point Tracking), si no, la resistencia de la carga que se conecte al MFV, aun así tenga el valor óptimo de acoplamiento, no extraerá la máxima potencia.

### **IV.6.3 Módulo con sombreado parcial en dos celdas**

Se decidió sombrear completamente una celda del conjunto A (celda SI) y se eligió, del conjunto B, una celda al azar (SII) para producir un sombreado controlado del 25%, 50%, 75% y 100% de su superficie. Para cada caso, se midieron las curvas I-V del MFV con el equipo correspondiente, las cuales se muestran en la Figura IV.22. Así mismo, con base en los datos adquiridos (V, I) se determinó la potencia P generada y se graficó su comportamiento con respecto a la tensión, el cual también se presenta en la figura IV.22.



**Figura IV.50:** Curvas I-V y P-V que muestra el comportamiento eléctrico del módulo de 36 celdas en serie con una celda del conjunto A completamente sombreada con un sombreado parcial.

La tabla IV.10 presenta las mediciones del módulo de 36 celdas bajo las Condiciones experimentales de sombreado y ambientales de Operación (COp). Los valores de referencia para el análisis comparativo corresponden a aquellos encontrados para el caso de una celda del conjunto A 100% sombreada.

**Tabla IV.10: Parámetros Eléctricos (PAEL) medidos para el MFV de 36 celdas, estando una celda del conjunto A 100% sombreada y una celda del conjunto B con un sombreado parcial. Las incertidumbres del aparato de medición asociadas a la tensión y corriente  $\pm 0.25$  V y  $\pm 0.04$  A**

COP	G=954.5 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =66.1 °C	G=965.6 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =60.6 °C	G=940.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =59.4 °C	G=970.2 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =48.3 °C	G=984.8 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =64.0 °C
PAEL	SI 100% S <sub>S</sub> SII 0% S <sub>S</sub>	SI 100% S <sub>S</sub> SII 25% S <sub>S</sub>	SI 100% S <sub>S</sub> SII 50% S <sub>S</sub>	SI 100% S <sub>S</sub> SII 75% S <sub>S</sub>	SI 100% S <sub>S</sub> SII 100% S <sub>S</sub>
P <sub>M</sub> (W) medido	43.9	41.21	34.05	18.97	0.82
P <sub>M</sub> (W)	111.66	113.37	111.12	121.77	110.22
V <sub>CA</sub> (V)	19.44	19.81	19.79	20.43	19.24
V <sub>CA</sub> (V) corregido	18.48 (36 celdas)	18.38 (35 celdas)	18.46 (35 celdas)	19.28 (35 celdas)	17.61 (34 celdas)
V <sub>MP</sub> (V)	6.27	6.99	9.00	8.84	6.09
I <sub>CC</sub> (A) medido	8.14	6.03	4.28	2.18	0.16
I <sub>CC</sub> (A) corregido	8.30	8.15	7.93	8.15	8.10
I <sub>MP</sub> (A)	7.00	5.90	3.78	2.15	0.13

De la tabla IV.10 se observa que la tensión de circuito abierto (V<sub>CA</sub>) no presenta variaciones significativas por el efecto de los 2 sombreados combinados, esperándose que, en el caso que las dos celdas estuvieran completamente sombreada, el V<sub>CA</sub> bajo condiciones de operación (T<sub>C</sub>=64 °C) fuera igual a 18.16 V (0.53 V a una T<sub>C</sub>=64 °C, 34 celdas), valor que no se obtuvo. Este resultado está relacionado con el argumento que se expuso en la sección anterior, donde se dijo que los elementos que se utilizaron para sombrear la celda, transmitieron la radiación solar con muy baja potencia pero la suficiente como para que se produjera tensión eléctrica. Un comportamiento equivalente se observa para la tensión en el punto de la máxima potencia, inicialmente se observa un crecimiento ligero hasta el 75% y de ahí disminuye a 6.13 V para el caso de 2 celdas 100% sombreadas.

Con el objeto de explicar el efecto de sombreado combinado sobre las características del MFV, los datos de las curvas I-V mostradas en la figura IV.22, se normalizaron tal y como se hizo en la sección anterior y se graficaron en un mismo diagrama I-V, el cual, se muestra en la figura IV.23, en donde se han señalado las 2 secciones que corresponden a la distorsión de la curva I-V del módulo sin sombrear.

Se ha especificado que la Sección I corresponde al efecto de sombrear al 100% una celda del llamado conjunto A, y en este caso la Sección II corresponde al efecto combinado del sombreado parcial en una celda del conjunto B. En esta sección se puede observar que la corriente de corto circuito (I<sub>CC</sub>) decae en intervalos de aproximadamente 2.1 A por cada 25% de superficie sombreada que se le haga a la celda del conjunto B, lo que se explica al considerar que la corriente de corto circuito es proporcional al área activa de la celda: En este caso, la celda al 100% de su superficie

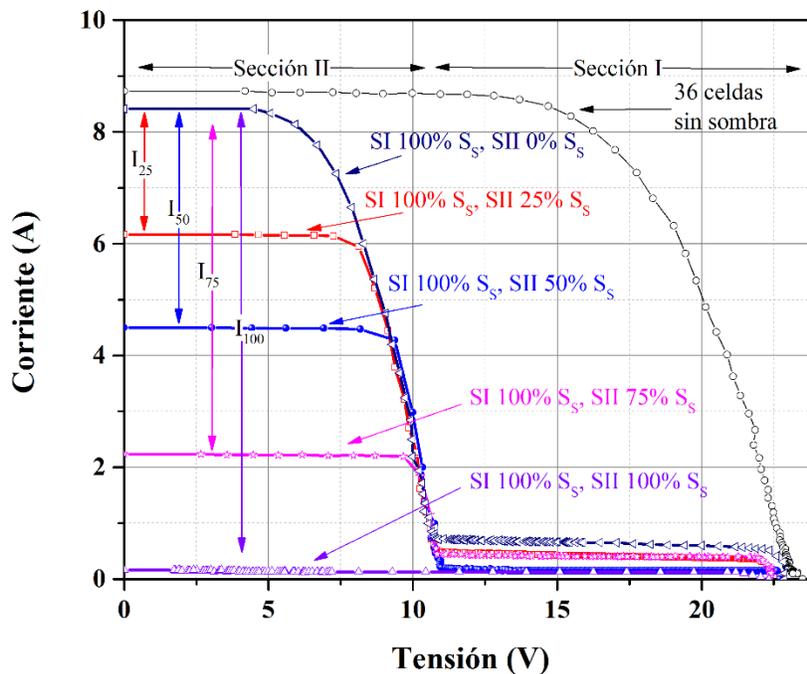
iluminada genera una  $I_{CC} \approx 8.0A$  en todos los casos (ver renglón de  $I_{CC}$  normalizado de la tabla IV.10), y por cada 25% de sombreado se pierde aproximadamente 2.0 A, dando para  $I_{CC}$  los valores medidos en la mencionada tabla.

El argumento anterior queda corroborado si se observa que  $I_{CC}$ , decae desde 8.14 A para el caso base (módulo con una celda sombreada del conjunto A al 100% de su área) hasta 0.16 A con el sombreado controlado total en la celda del conjunto B. Los valores para éste parámetro mostrados en la tabla IV.10 se normalizaron para el 100% de la irradiancia y la gráfica del comportamiento de  $I_{CC}$  y de  $I_{MP}$  del MFV con respecto al porcentaje de sombra sobre una celda del conjunto B se presenta en la figura IV.23. El decaimiento de la corriente a corto circuito ( $I_{CC}$ ) presenta un comportamiento lineal con el área de la celda sombreada, y al ajustar dicha tendencia a una recta de mínimos cuadrados se obtiene que:

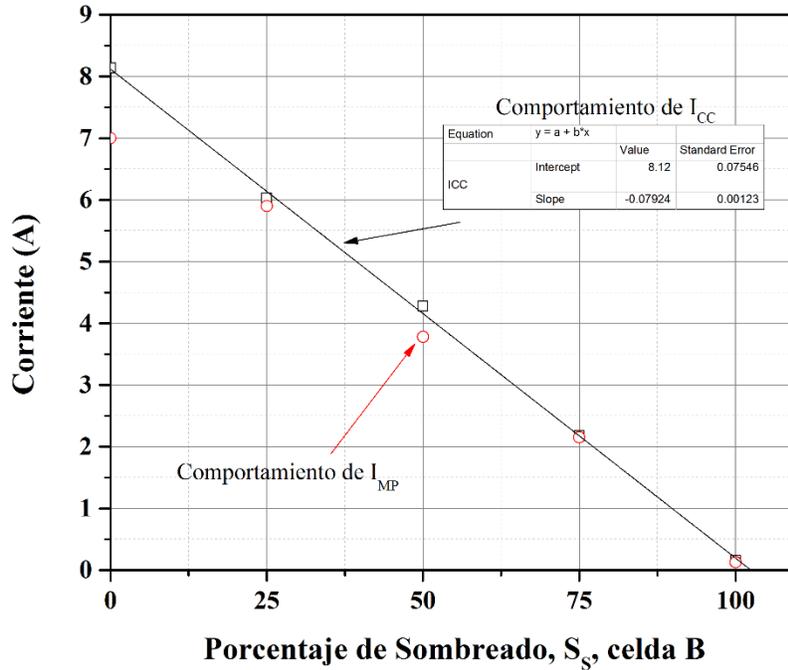
$$I_{CC} = -0.079(S_S) + 8.12, \quad (IV.24)$$

con un error en el valor de la pendiente de  $\pm 0.001$  y para la ordenada al origen de  $\pm 0.07$ .

Para el caso de la corriente en el punto de la máxima potencia ( $I_{MP}$ ), no se puede establecer un ajuste lineal.



**Figura IV.51:** Comportamiento I-V del módulo de 36 celdas donde una celda del conjunto A está totalmente sombreada (SI 100%  $S_S$ ), y una celda del conjunto B con sombreado controlado (SII).

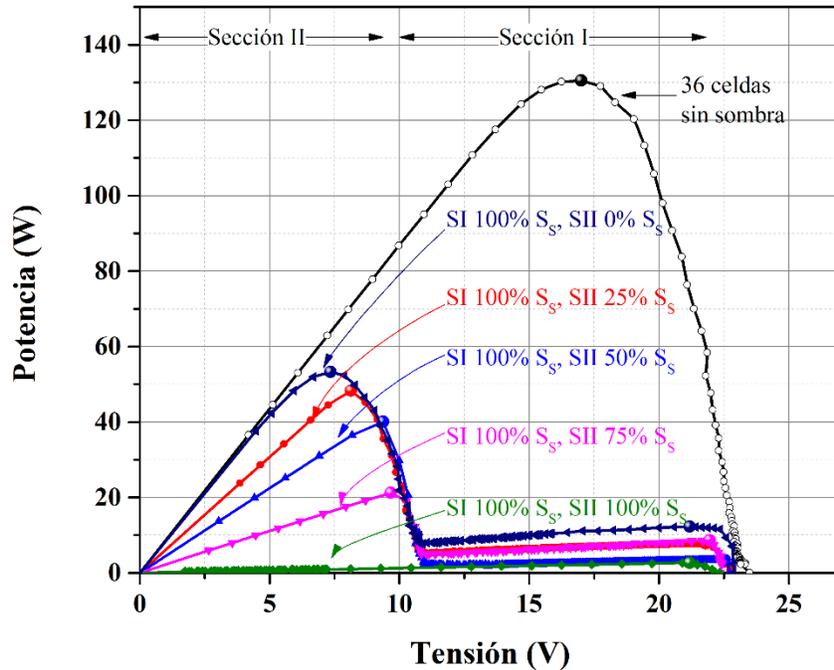


**Figura IV.52: Comportamiento de  $I_{CC}$  e  $I_{MP}$  con respecto a la superficie sombreada de una celda del conjunto B manteniendo a una celda del conjunto A completamente sombreada en un módulo de 36 celdas.**

Para el caso de la potencia máxima ( $P_M$ ), también se observa un decaimiento a partir del valor base que es de 130 W hasta casi 0.0 W, caso que corresponde al 100% de sombreado de la celda del conjunto B. Para entender este comportamiento, de las curvas I-V se han obtenido los valores de potencia para cada caso los que se presentan en la tabla IV.11 y el comportamiento P-V que se muestra en la Figura IV.24.

**Tabla IV.11: Valores de la tensión para el punto de la máxima potencia y la potencia máxima de las curvas I-V mostradas en la figura IV.23.**

PORCENTAJE DE ÁREA CON SOMBRA, $S_s$	SI 0% $S_s$ SII 0% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 0% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 25% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 50% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 75% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 100% $S_s$
$P_{MI}$ (W)	130.5	12.25	7.78	3.39	8.62	2.67
$V_{MI}$ (V)	17.00	21.18	21.80	22.55	21.96	21.18
$P_{MII}$ (W)	-	53.24	48.33	40.07	21.22	1.32
$V_{MII}$ (V)	-	7.34	8.13	9.37	9.67	10.44
Perdidas en $P_M$	0%	59%	62.8%	70%	83.7%	99%



**Figura IV.53: Comportamiento de P-V del módulo de 36 celdas con una celda del conjunto A 100% sombreada (SI 100%  $S_s$ ) y una celda del conjunto B con sombreado parcial.**

Ya se especificó que en las gráficas P-V, la Sección I corresponde al conjunto de las 18 celdas en donde hay una de ellas 100% sombreada; mientras que en la Sección II, se tiene la contribución de las otras 18 celdas en donde se está produciendo el sombreado controlado y éstas, son las que dominan la generación de potencia eléctrica. Las pérdidas calculadas a partir de los valores medidos para la potencia máxima respecto del módulo sin celdas sombreadas son 59%, 62.8%, 70%, 83.7% y 99%, respectivamente para cada caso considerado en la tabla IV.11.

En consecuencia se ha determinado que para un módulo de 36 celdas, que tiene integrado 2 diodos de paso, uno por cada 18 celdas conectadas en serie, sombreadar 2 celdas al 100%, una perteneciente a una serie de 18 y la otra perteneciente a la otra serie restante, hacen que la potencia del módulo se vaya a 0.0 W. Si el sombreado se hace paulatinamente, se presentan pérdidas significativas en la potencia generada que han sido cuantificadas en más de la mitad de la potencia pico bajo STC.

#### IV.7 Módulo de 60 celdas

Para evaluar el efecto del sombreado en un módulo de 60 celdas de silicio cristalino, se eligió como muestra de estudio a un producto comercial de la marca Solartec modelo S60PC-250, con una potencia pico de 250 W que está integrado con celdas de tecnología de silicio policristalino de sección transversal cuadrada con un lado de 156 mm. Las 60 celdas están agrupadas en 3 conjuntos de 20 celdas en serie que se identificaran como conjunto A, conjunto B y conjunto C tomando como posición la terminal negativa y positiva del circuito de salida del MFV; se etiquetaron a las primeras 20 celdas (dirección de terminal negativa a terminal positiva) como el conjunto A, a las siguientes 20 celdas como conjunto B y las últimas 20 celdas como conjunto C. En las terminales de salida de cada conjunto de celdas, el fabricante integró un diodo de paso para evitar los efectos del sombreado que crea los llamados puntos calientes. Los datos de placa en donde se encuentran

los parámetros eléctricos proporcionados por el fabricante se muestran en la tabla IV.12, valores obtenidos bajo las condiciones estándares de prueba (STC).

Tabla IV.12: Valores del MFV en condiciones estándares (STC).

Módulo Solartec S60PC-250		
Potencia máxima ( $P_M$ )		250 W
Tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ )		37.85 V
Tensión a máxima potencia ( $V_{MP}$ )		30.12 V
Corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ )		8.65 A
Corriente a máxima potencia ( $I_{MP}$ )		8.3 A
Eficiencia ( $\% \eta$ )		15.29%
Coef. Temp para $I_{CC}$	$\alpha$	0.062 $\%/^{\circ}\text{C}$
Coef. Temp para $V_{CA}$	$\beta$	-0.33 $\%/^{\circ}\text{C}$
Coef. Temp para $P_M$	$\gamma$	-0.45 $\%/^{\circ}\text{C}$

#### IV.7.1 Módulo sin sombra

Con el objeto de tener parámetros eléctricos de comparación cuando el MFV es sombreado, primero se midió sus características eléctricas (curva I-V) sin sombrear usando la misma metodología descrita en la sección IV.6.1 para el módulo de 36 celdas. La figura IV.26 muestra la curva típica I-V del producto bajo estudio.

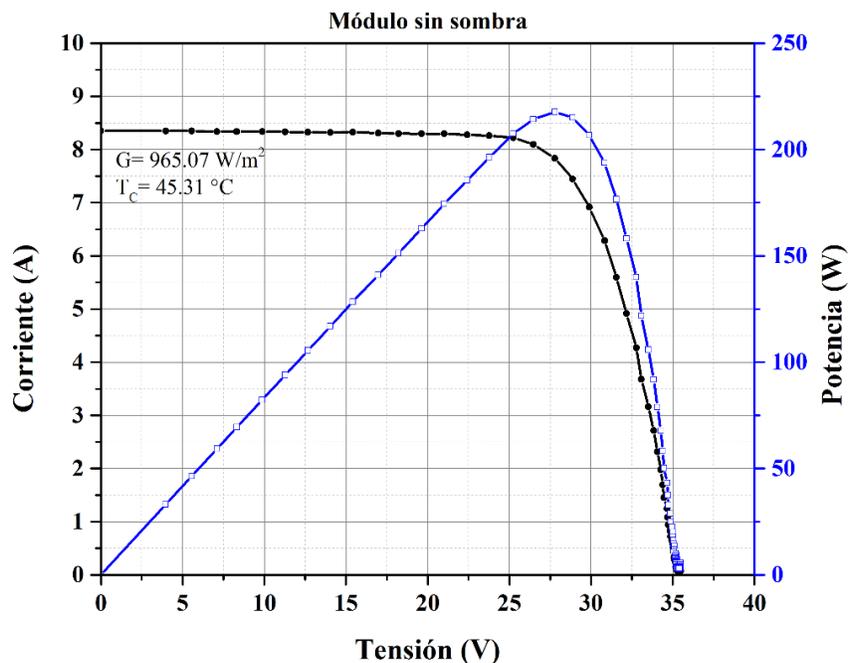


Figura IV.54: Características eléctricas del MFV sin sombra. Se muestran 2 curvas, una que es la curva I-V en donde el eje izquierdo es el de la corriente, y la otra, la curva P-V en donde el eje derecho es de la potencia.

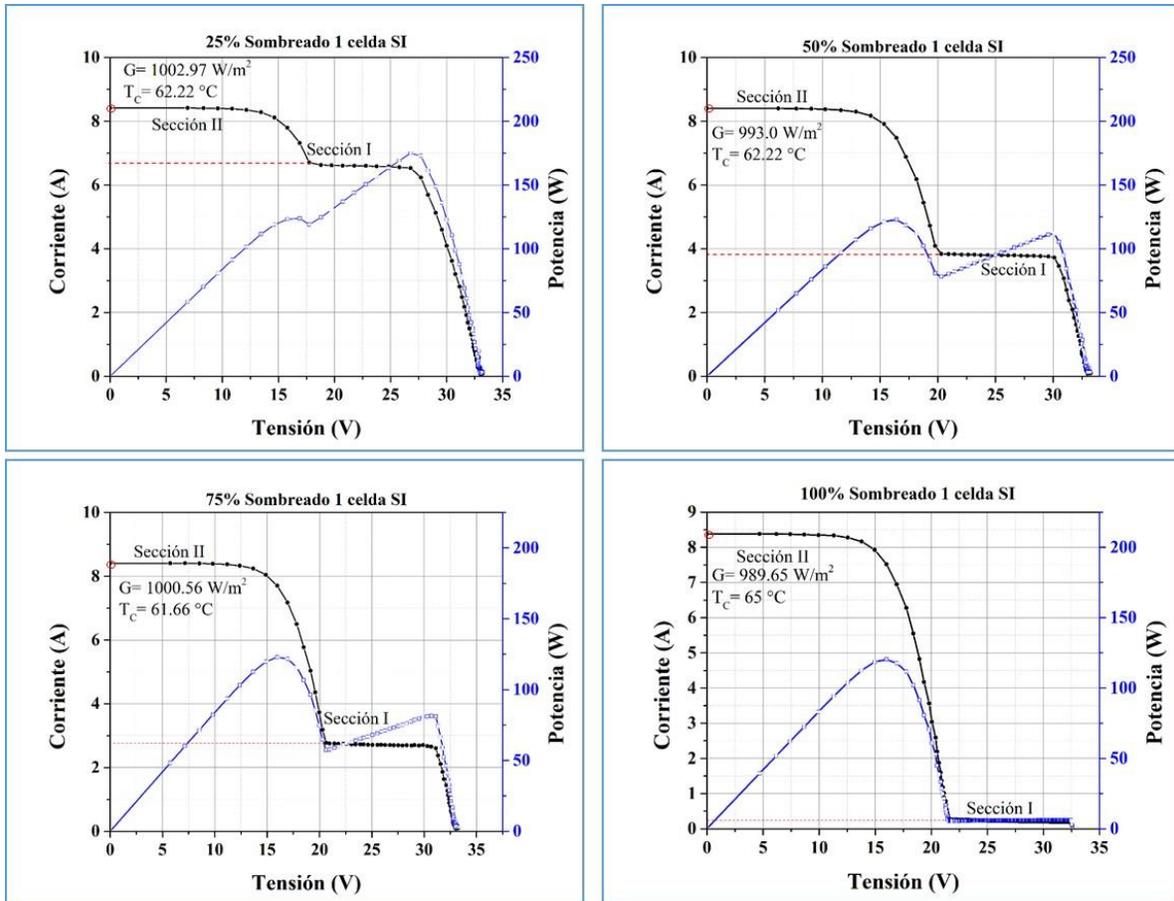
De la gráfica anterior, se extrajeron los valores eléctricos más importantes del MFV, los cuales, se presentan en la tabla IV.13. Al efectuar una comparación entre dichos valores y los proporcionados por el fabricante se observan diferencias que están relacionadas por las pérdidas asociadas a los efectos de la temperatura del módulo, además de la irradiancia, las cuales se integran en la misma tabla IV.13. Ahí mismo se integra una columna llamada Rendimiento (RDTO) y otra el Porcentaje de Pérdidas debido a la temperatura de operación por estar trabajando el módulo a un gradiente térmico de 20.31 °C arriba de la temperatura estándar, como a la magnitud de la irradiancia que se tuvo con un valor del 96.51 % de su valor pico. Ambas combinaciones hacen que el módulo tenga un rendimiento combinado en la potencia máxima del 87.06%.

**Tabla IV.13: Parámetros Eléctricos (PAEL) del MFV bajo estudio sin sombra. Irradiancia global  $G=965.07 \pm 2\% \text{ W/m}^2$ ,  $T_c=45.31 \pm 2\% \text{ }^\circ\text{C}$ .**

PAEL	VALOR MEDIDO	VALORES (STC)	DIFERENCIA CON VALORES DE PLACA (STC)	RENDIMIENTO (%)	PÉRDIDAS (%)
$P_M$ (W)	217.66	250	32.34	87.06	12.94
$V_{CA}$ (V)	35.43	37.85	2.42	93.61	6.39
$V_{MP}$ (V)	27.79	30.12	2.33	92.26	7.74
$I_{CC}$ (A)	8.35	8.65 A	0.3	96.53	3.47
$I_{MP}$ (A)	7.83	8.3	0.47	94.33	5.66

#### IV.7.2 Módulo con sombreado parcial en una celda

Usando el mismo MFV, se tapó una celda solar del conjunto A, de las 20 conectadas en serie que integran a dicho conjunto de las 60 del MFV. Los sombreados controlados fueron 25%, 50%, 75% y 100% de la superficie activa de la celda. Para cada caso se midió al mismo tiempo la temperatura de la celda, la irradiancia incidente en el plano del módulo asimismo la característica corriente contra tensión medidas con el trazador de curvas. Para cada punto (V, I), se determinó la potencia y se graficó con respecto a la tensión. La figura IV.27 muestra las gráficas del comportamiento I-V y de P-V para cada caso.



**Figura IV.55: Curvas características I-V y P-V de un módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A con sombreado parcial.**

A partir de la figura IV.27 se observa que, sombrear una de las 60 celdas, afecta drásticamente la forma de la curva I-V distorsionándola, pudiéndose establecer 2 Secciones (Sección I y Sección II), ambas semejando un comportamiento de la especie de 2 curvas I-V, generando 2 “rodillas”, una que mantiene la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) de todo el módulo (valor que corresponde a la celda completa), y la otra con una corriente virtual aparente de corto circuito que disminuye con relación al porcentaje de superficie sombreada de la celda en cuestión (25, 50, 75 y 100 por ciento de sombra).

De estas curvas, además de los datos provistos por el software, se extrajeron los parámetros eléctricos relevantes a la generación del MFV sombreado con el objeto de hacer una comparación con los valores del módulo sin sombrear. De igual manera, se trasladaron los valores de los parámetros eléctricos bajo STC (datos de placa) a las condiciones ambientales del módulo sombreado (irradiancia y temperatura) usando las fórmulas de las ecuaciones IV.19, IV.20, IV.21, IV.22, IV.23. En la tabla IV.14 se presentan dichos valores.

**Tabla IV.14: Parámetros Eléctricos (PAEL) del MFV con una celda del conjunto A con sombreado parcial medidos bajo las Condiciones de Operación (COp) y calculados a partir de las curvas I-V. Las incertidumbres del aparato de medida son  $\pm 0.25$  V y  $\pm 40$  mA en la corriente. Los valores normalizados corresponden a los valores de placa (STC) transferidos a las condiciones de operación.**

COp	$G=965.07 \text{ W/m}^2$ $T_c=45.31^\circ\text{C}$	$G=1002.97 \text{ W/m}^2$ $T_c=62.2^\circ\text{C}$	$G=993 \text{ W/m}^2$ $T_c=62.2^\circ\text{C}$	$G=1000.56 \text{ W/m}^2$ $T_c=61.7^\circ\text{C}$	$G=989.66 \text{ W/m}^2$ $T_c=65.0^\circ\text{C}$
PAEL	SI, 0% S <sub>s</sub> SII, 0% S <sub>s</sub> SIII, 0% S <sub>s</sub>	SI, 25% S <sub>s</sub> SII, 0% S <sub>s</sub> SIII, 0% S <sub>s</sub>	SI, 50% S <sub>s</sub> SII, 0% S <sub>s</sub> SIII, 0% S <sub>s</sub>	SI, 75% S <sub>s</sub> SII, 0% S <sub>s</sub> SIII, 0% S <sub>s</sub>	SI, 100% S <sub>s</sub> SII, 0% S <sub>s</sub> SIII, 0% S <sub>s</sub>
P <sub>M</sub> (W) medido	217.61	175.70	120.19	123.09	120.21
P <sub>M</sub> (W) corregido	232.36	208.74	206.67	208.87	202.88
V <sub>CA</sub> (V) medido	35.43	32.91	32.89	32.91	32.58
V <sub>CA</sub> (V) corregido	35.56 Dif=0.13	33.20 Dif=0.29	33.20 Dif=0.31	33.27 Dif=0.36	32.306 Dif=0.274 (59 celdas)
V <sub>MP</sub> (V)	27.79	27.07	15.69	16.20	15.85
I <sub>CC</sub> (A) medido	8.35	8.42	8.40	8.41	8.38
I <sub>CC</sub> (A) corregido	8.86	8.88	8.79	8.85	8.77
I <sub>MP</sub> (A)	7.83	6.49	7.66	7.60	7.58

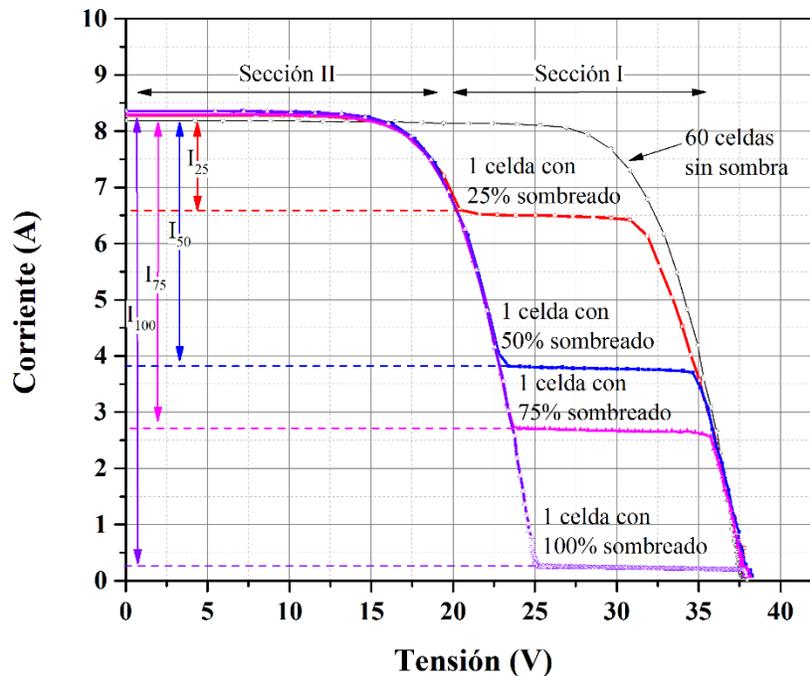
En la tabla IV.14 se puede observar que hay renglones con números de color rojo y negro. Los de color negro corresponden a los valores medidos con el equipo correspondiente; mientras que los de color rojo son los valores que debieron de haberse obtenido con el MFV sin sombreado y que fueron calculados con la formulas IV.19, IV.20, IV.21, IV.22, IV.23 usando las correcciones por temperatura e irradiancia, respectivamente, tomando como verdaderos los valores de placa, además de los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante. Las diferencias observadas en la columna de datos que corresponde al módulo sin sombra están asociados a la precisión y exactitud del sistema de medición correspondiente que, según el fabricante es del 0.5% en los parámetros eléctricos.

Con respecto a la tensión de circuito abierto (V<sub>CA</sub>), se observa que su valor no presenta cambios significativos en ningún caso conforme se incrementa la superficie sombreada, tal y como se determinó para el caso del módulo de 36 celdas, que es un comportamiento que se espera para la situación de un sombreado parcial en una celda que pertenece a una serie. Es más, si se considera la diferencia entre el valor esperado y el valor medido, magnitud que aparece en la tabla IV.14 como Dif, en todos los casos está dentro del rango de incertidumbre del equipo de medición, lo que corrobora el argumento anterior. Sin embargo, se esperaba que para el caso de la celda totalmente cubierta, la tensión a circuito abierto (V<sub>CA</sub>) de la serie estuviera reducido en 0.631 V bajo STC (o

bien 0.548 a una  $T_C=65.0^\circ\text{C}$ ; lo que genera para una serie de 59 celdas (60 celdas menos una sombreada) un valor de  $V_{CA}=32.306\text{ V}$ . Esta reducción no se observa en la columna correspondiente para celda 100% sombreada de la tabla IV.14, lo cual puede ser debido a dos cosas:

- Que el elemento que se utilizó para sombrear no bloqueó totalmente a la radiación solar tal y como se identificó en la sección IV.3.1 y que se corroboró en la sección IV.4 y IV.5;
- La incertidumbre del equipo de medición que, al ser del 0.5%, se pueden presentar valores de 0.19 V de dispersión con respecto al valor medido. Por lo anterior se recomienda que este tipo de mediciones se realice con instrumentos de mejor precisión.

Con respecto a la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ), la cual es directamente proporcional a la irradiancia, no se observa cambios significativos cuando se comparan sus valores correspondientes, efecto que se justifica por el hecho de que el MFV tiene integrados un diodo de paso por cada 20 celdas, los cuales cumplen su función de proveer un camino de alivio para la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) cuando una celda actúa como resistencia debido a un sombreado parcial o total; sin embargo, la distorsión en las curvas I-V que se muestran en la figura IV.27 está relacionada con el porcentaje de la superficie de la celda sombreada. Si se considera el valor de  $I_{CC}$  medida en dichos casos, cuyos valores se muestran en la tabla IV.14 y se calcula para la celda sombreada (25, 50, 75 y 100% de  $S_s$ ) el valor de ésta, los valores que se obtienen respectivamente: 6.48 A, 4.32 A, 2.16 A y 0.0 A, se asemejan a aquellos que corresponden a la prolongación de la curva de la segunda rodilla hacia el eje de corrientes cuyas magnitudes son 6.70 A, 3.84 A, 2.7 A, 0.25 A, respectivamente. Para tener bases de discusión del fenómeno mostrado, todos los datos que permiten graficar la curva I-V para cada caso fueron normalizados a las condiciones estándares (STC). La figura IV.28 muestra dichas curvas normalizadas.



**Figura IV.56: Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un MFV de 60 celdas, teniendo una celda del conjunto A con los sombreados parciales.**

De la figura IV.28, se observa que el sombreado hace que la curva I-V en cada caso se distorsione como ya se había mencionado anteriormente, y se podría decir que dichas curvas, están compuestas

por 2 Secciones que asemejan curvas I-V, tal y como se observó para el caso del MFV de 36 celdas: Sección I, que corresponde al conjunto A (20 celdas en serie) con una celda sombreada; y Sección II que corresponde a 40 celdas en serie, 20 del conjunto B y 20 del conjunto C. En la Sección II, prácticamente todas las curvas tienden a tener la misma corriente, lo cual se entiende porque el MFV tiene 3 diodos de paso, uno por cada 20 celdas en serie, y cuando una celda del conjunto A se sombrea, la parte sombreada no consecuentemente se transforma en una resistencia, pero gracias a que ese conjunto tiene un diodo de paso, la corriente producida por las celdas no sombreadas fluyen a través de dicho diodo integrándose al circuito de las otras 40 celdas. Si no se considera la Sección I, las curvas en la Sección II corresponden a las 40 celdas del conjunto B y C, cada una de estas curvas tienen un punto de máxima potencia, y a la derecha de ese punto, se puede calcular la resistencia en serie de cada curva, la que se podría interpretar como el valor de la resistencia eléctrica correspondiente al porcentaje de superficie sombreada de la celda en cuestión del conjunto A.

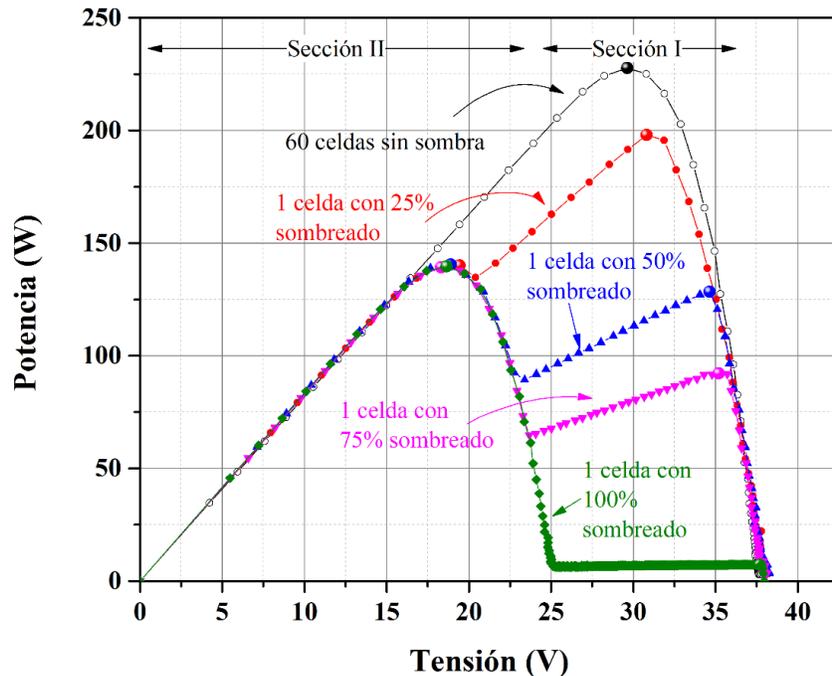
En la Sección I, las curvas mostradas también tienen un comportamiento I-V, en consecuencia se puede determinar un punto de máxima potencia, y dado que el comportamiento mostrado en la Sección II fue asignado a la celda del conjunto B y el conjunto C, el comportamiento mostrado en la Sección I se asocia a las celdas del conjunto A. Si se prolonga la tendencia de los puntos a la izquierda de la máxima potencia, estos llegan al eje vertical definiendo una corriente de corto circuito virtual, cuyos valores son: 6.59 A, 3.81 A, 2.71 A y 0.27 A, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% de sombreado; y si se considera la  $I_{CC}$  sin celda sombreada, en cada caso, los valores anteriores deberán de estar asociados a la magnitud de la corriente no generada por el porcentaje de sombra en la celda, la cual queda determinada por la diferencia del valor de la  $I_{CC}$  sin sombrear menos dichos valores, obteniéndose las magnitudes 1.69 A, 4.54 A, 5.56 A y 8.08 A para  $I_{25}$ ,  $I_{50}$ ,  $I_{75}$ ,  $I_{100}$ , respectivamente. Este resultado es el mismo comportamiento que se obtuvo para el caso del módulo de 36 celdas; es decir, se pierde del orden del 25% de la magnitud de la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) de una celda sin sombrear por cada 25% de superficie sombreada.

Para el caso de la potencia máxima ( $P_M$ ), los valores de la tabla IV.14 colocados en color negro corresponden a los valores medidos debido al sombreado, considerando las condiciones de irradiancia y temperatura de operación cuyos valores se incluyen en la misma tabla. De estos valores, se observa que la  $P_M$  disminuye con relación al área de la superficie sombreada sin seguir algún comportamiento algebraico que pueda asignarse al efecto del sombreado, solo se determina que existen pérdidas relativas de potencia entre el valor normalizado sin sombrear y el valor medido del 15.83%, 41.85%, 41.07% y 40.75%, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% de sombreado. En la tabla IV.15 se presenta el caso especial en que una de las celdas está completamente sombreada (100% de sombreado), no observándose cambios significativos en el  $V_{CA}$  e  $I_{CC}$ , sin embargo, la tensión en el punto de la máxima potencia ( $V_{MP}$ ) decae significativamente con una pérdida del 35.73% lo que se ve reflejado en la magnitud de la  $P_M$  que decae con una pérdida del 40.75%.

**Tabla IV.15: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un MFV de 60 celdas: Sin celda sombreada condiciones STC y bajo condiciones de operación (COp) con una irradiancia de  $989.66 \text{ W/m}^2$  a una temperatura de celda  $65 \text{ }^\circ\text{C}$ ; y con una celda del conjunto A 100% sombreada bajo las condiciones de operación. Se presenta las pérdidas como una Diferencia (Dif) y en Porcentaje (%).**

PAEL	SIN CELDA SOMBREADA		CON UNA CELDA 100% SOMBREADA	PÉRDIDAS	
	STC	COp	COp	Dif	%
$P_M$ (W)	250	202.88	120.21	82.67	40.75
$V_{CA}$ (V)	37.85	32.85	32.6	0.27	0.83
$V_{MP}$ (V)	30.12	24.66	15.85	8.81	35.73
$I_{CC}$ (A)	8.65	8.77	8.4	0.39	4.44
$I_{MP}$ (A)	8.3	8.21	7.6	0.63	7.66

Para entender mejor el fenómeno observado, los valores que determinan los puntos P-V en cada curva fueron normalizados a las condiciones estándares de prueba y se graficaron en un diagrama P-V. La figura IV.29 muestra las gráficas correspondientes P-V para cada uno de los casos. En dicha figura se establecieron las 2 secciones identificadas en la figura IV.28, observándose que se puede determinar, en cada sección, un punto de máxima potencia, el que se muestra con un símbolo de mayor de tamaño.



**Figura IV.57: Comportamiento P-V para un módulo de 60 celdas, con una celda sombreada parcialmente en la sección I.**

Considerando los datos graficados e identificando los puntos de la máxima potencia ( $P_M$ ) en cada sección, la tabla IV.16 muestra los valores correspondientes a dichos puntos. En dicha tabla, los puntos ( $V_{M I}, P_{M I}$ ), ( $V_{M II}, P_{M II}$ ) corresponden a las coordenadas de localización de los puntos de máxima potencia.

**Tabla IV.16: Valores de los pares ordenados ( $V_{MP}$ ,  $P_M$ ), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con sombreado parcial), II (conjunto B sin celda sombreada y conjunto C sin celda sombreada) de la figura IV.27.**

<b>PORCENTAJE DE ÁREA CON SOMBRA, <math>S_s</math></b>	<b>SI, 0% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 25% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 50% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 75% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 100% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>
<b><math>P_{MI}</math></b>	227.75	197.95	128.31	92.19	7.19
<b><math>V_{MI}</math></b>	29.64	30.81	34.64	35.21	37.7
<b><math>P_{MII}</math></b>	-	140.02	140.5	139.23	139.67
<b><math>V_{MII}</math></b>	-	19.44	18.9	18.32	18.65

Se observa que las curvas P-V de la sección II (conjunto B y C, sin celda sombreada) no muestra un cambio significativo en los valores de los puntos ( $V$ ,  $P$ ) que definen cada curva y esto se puede constatar en los valores que corresponden a los puntos de la máxima potencia de cada una de ellas (renglones 4 y 5 de la tabla IV.16). Si uno considera que el MFV tiene 60 celdas conectadas en serie y por cada 20 de ellas hay un diodo de paso, se puede sugerir que el comportamiento mostrado en la sección II de la gráfica IV.28 corresponde a la contribución de 40 celdas en serie sin sombrear, corroborando que este comportamiento corresponde a las celdas del conjunto B y C.

Por otra parte, en la Sección I de la figura IV.29 se observa el cambio en las curvas P-V además de la manera en cómo va disminuyendo el punto de la máxima potencia conforme aumenta la superficie sombreada; asimismo la tabla IV.16 en sus renglones 2 y 3, presenta las coordenadas de dicho punto. Se observa que el  $V_{MP}$  aumenta y la  $I_{MP}$  (ver figura IV.28) decrece de manera proporcional conforme se incrementa el área sombreada. Comparando los valores de  $P_{MI}$  y  $P_{MII}$  de la tabla IV.16, se observa que con un sombreado mayor o igual al 50% de sombreado en una celda del conjunto A, la potencia máxima del MFV está dominada por las otras 40 celdas sin sombrear (correspondientes al conjunto B y C), teniéndose pérdidas equivalentes al 40%.

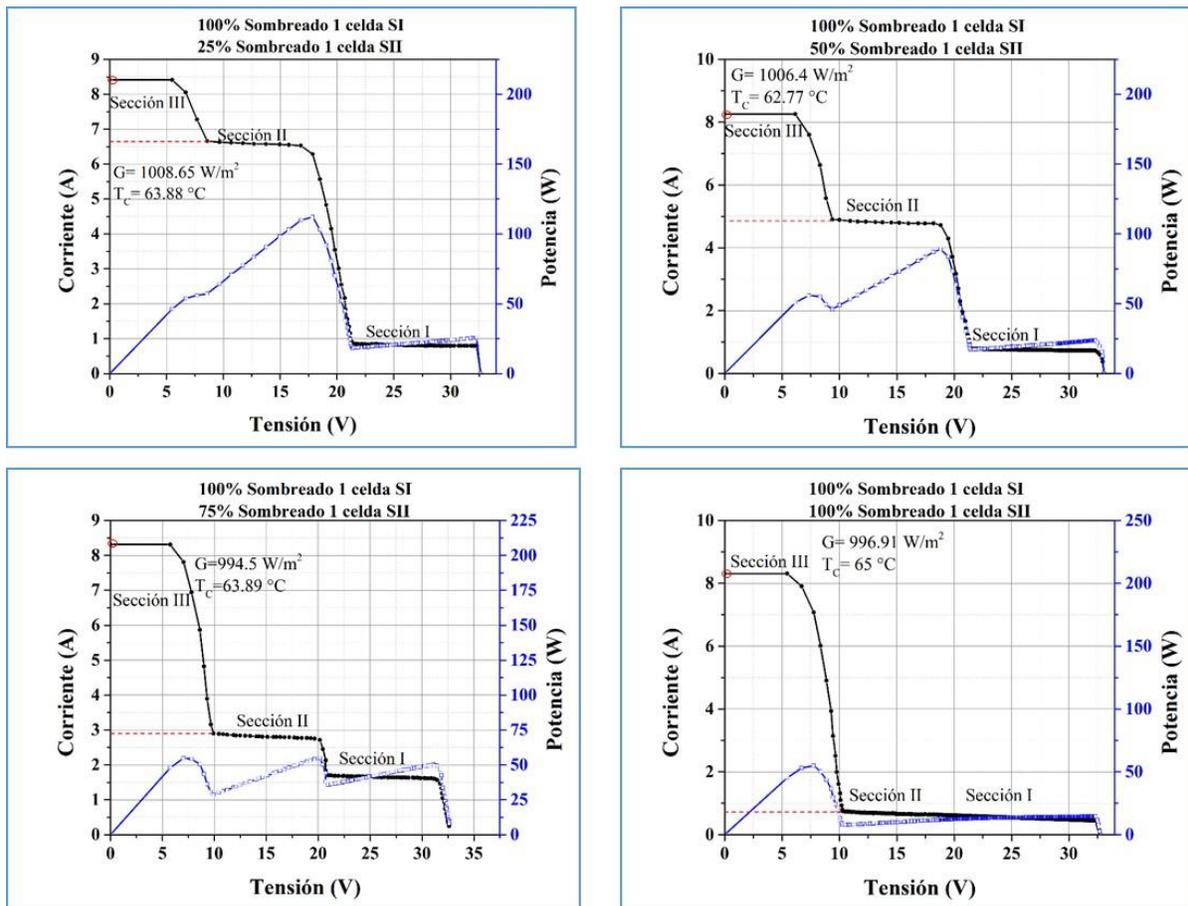
Lo más relevante de este estudio es que al considerar el concepto de potencia máxima ( $P_M$ ) del MFV con una celda solar totalmente sombreada se presentan pérdidas de potencia aproximadamente del 40% del valor esperado, tal y como se muestra en la tabla IV.15 y tabla IV.16, trayendo como consecuencia pérdidas en la energía generada, asimismo la magnitud de dicha potencia y energía están controladas por la superficie de sombreado en una celda. Las pérdidas son a las condiciones ambientales en el momento de la medición de la curva I-V.

Para usar el 60% de energía disponible en el módulo, se requiere usar un convertidor CD/CD que siga el punto de la máxima potencia de generación (Maximum Power Point Tracking), si no, la resistencia de la carga que se conecte al módulo, aun así tenga el valor óptimo de acoplamiento, no extraerá la máxima potencia.

### **IV.7.3 Módulo con sombreado parcial en dos celdas**

Se decidió sombrear completamente una celda del conjunto A (celda SI), la misma que en el caso anterior; y se eligió al azar, del conjunto B, una celda identificada como celda SII la que fue sometida a un sombreado controlado del 25%, 50%, 75% y 100% de su superficie. Para cada caso, se midieron las curvas I-V del MFV con el equipo correspondiente, las cuales se muestran en la

figura IV.30. Igualmente, con los datos adquiridos (V, I) se determinó la potencia P generada y se graficó su comportamiento con respecto a la tensión, el cual también se presenta en la figura IV.30.



**Figura IV.58: Curvas I-V y P-V que muestran el comportamiento eléctrico del módulo de 60 celdas en serie con una celda del conjunto A completamente sombreada con un sombreado parcial en el conjunto B.**

La figura IV.30 muestra la manera en que la curva I-V del MFV se distorsiona debido al efecto del sombreado. En dichas curvas se puede identificar 3 Secciones: La Sección I, que como ya se discutió corresponde al conjunto A (20 celdas en serie, con un diodo de paso, con una celda 100% sombreada); la Sección II, que estableciendo una analogía con lo analizado en la sección IV.7.2, debe corresponder al conjunto B (20 celdas en serie con un diodo) en donde se está sombreado parcialmente una celda; y la Sección III que corresponde al conjunto C (20 celdas en serie con un diodo) en donde ninguna celda esta sombreada.

La tabla IV.17 presenta los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del módulo bajo estudio, medidos con las Condiciones experimentales de sombreado y ambientales de Operación (COp), incluyendo además, una columna con los valores de los parámetros eléctricos obtenidos del módulo con una celda del conjunto A 100% sombreada como referencia. Los valores en rojo corresponden a los de placa (valores STC) transferidos a las condiciones de operación sin celdas sombreadas (los valores de placa se muestran en la tabla IV.12). Los renglones que corresponden a las diferencias entre el valor medido y el normalizado (Dif) son valores absolutos.

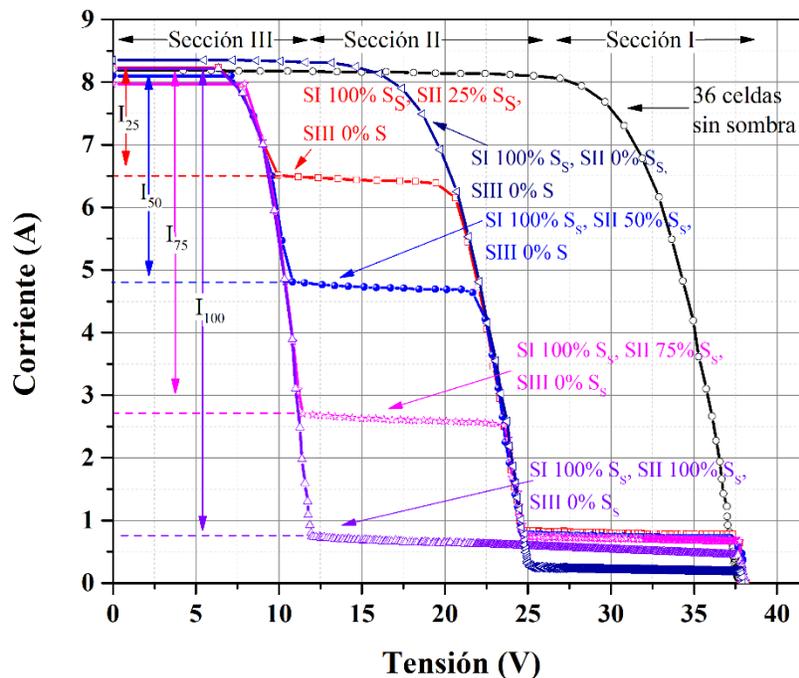
**Tabla IV.17: Parámetros eléctricos (PAEL) medidos para el MFV de 60 celdas, estando una celda del conjunto A 100% sombreada (SI, 100%  $S_s$ ), una celda del conjunto B con un sombreado parcial (SII, 25%, 50%, 75% y 100%  $S_s$ ), ninguna celda del conjunto C sombreada (SIII 0%  $S_s$ ). Los valores normalizados corresponden a los valores de placa (STC) transferidos a las condiciones de operación (COp).**

COp	$G=989.7 \text{ W/m}^2$ $T_c=65.0 \text{ }^\circ\text{C}$	$G=1008.7 \text{ W/m}^2$ $T_c=63.88 \text{ }^\circ\text{C}$	$G=1006.4 \text{ W/m}^2$ $T_c=62.77 \text{ }^\circ\text{C}$	$G=994.5 \text{ W/m}^2$ $T_c=63.89 \text{ }^\circ\text{C}$	$G=996.9 \text{ W/m}^2$ $T_c=65.0 \text{ }^\circ\text{C}$
PAEL	SI, 100% $S_s$ SII, 0% $S_s$ SIII, 0% $S_s$	SI, 100% $S_s$ SII, 25% $S_s$ SIII, 0% $S_s$	SI, 100% $S_s$ SII, 50% $S_s$ SIII, 0% $S_s$	SI, 100% $S_s$ SII, 75% $S_s$ SIII, 0% $S_s$	SI, 100% $S_s$ SII, 100% $S_s$ SIII, 0% $S_s$
$P_M$ (W) medido	120.21	113.06	88.78	56.51	55.67
$P_M$ (W) corregido	202.88 (60 celdas)	204.56 (59 celdas)	205.35 (59 celdas)	201.69 (59 celdas)	200.96 (59 celdas)
Pérdidas en $P_M$ (W/%)	82.67/40.7%	91.50/44.7%	116.57/56.8%	145.18/72%	145.29/72.3%
$V_{CA}$ (V) medido	32.58	32.64	32.77	32.64	32.42
$V_{CA}$ (V) corregido	32.85 (60 celdas)	32.44 (59 celdas)	32.58 (59 celdas)	32.45 (59 celdas)	31.76 (58 celdas)
Dif en $V_{CA}$	0.27	0.20	0.19	0.19	0.66
$V_{MP}$ (V)	15.85	17.55	18.70	25.52	7.41
$I_{CC}$ (A) medido	8.38	8.41	8.26	8.31	8.31
$I_{CC}$ (A) corregido	8.77	8.94	8.91	8.81	8.84
Dif en $I_{CC}$	0.39	0.53	0.65	0.5	0.53
$I_{MP}$ (A)	7.58	6.44	4.75	2.21	7.51

De la tabla IV.17 se observa que la tensión de circuito abierto ( $V_{CA}$ ) no presenta variaciones significativas por el efecto de los 2 sombreados combinados (ver los valores Dif), aunque se esperaba que, en el caso que las dos celdas estuvieran completamente sombreadas, el  $V_{CA}$  fuera igual a 31.76 V (0.548 V a una  $T_c=65 \text{ }^\circ\text{C}$  para 58 celdas), valor que no se obtuvo. Este resultado está relacionado con el argumento que se expuso en la sección anterior, en donde se dijo que los elementos que se utilizaron para sombrear las celdas transmitieron la radiación solar con muy baja potencia pero la suficiente como para que se produjera tensión eléctrica en las celdas sombreadas.

De la misma tabla IV.17, se observa que la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ), no presenta cambios significativos con respecto a las superficies sombreadas, resultado que es obvio si se considera que tanto las celdas del conjunto A como las del conjunto B, en donde están las celdas sombreadas, tienen un diodo de paso que propicia el camino de baja resistencia por donde fluye la corriente que producen las celdas restantes, aunque haya dos celdas al 100% sombreadas.

Sin embargo, de la figura IV.30 se observa que las curvas I-V están distorsionadas en donde ya se identificó tres secciones. Para explicar las causas de dicho comportamiento, la figura IV.31 muestra las curvas I-V para cada uno de los casos teniendo como comparación tanto la curva I-V del MFV sin sombrear y la del MFV con una celda del conjunto A 100% sombreada. Cada sección identificada presenta el comportamiento de una curva virtual I-V con características eléctricas que se pueden establecer considerando la forma de la curva I-V, y en consecuencia cada sección identificada se puede asociar a los conjuntos de celdas A, B y C.

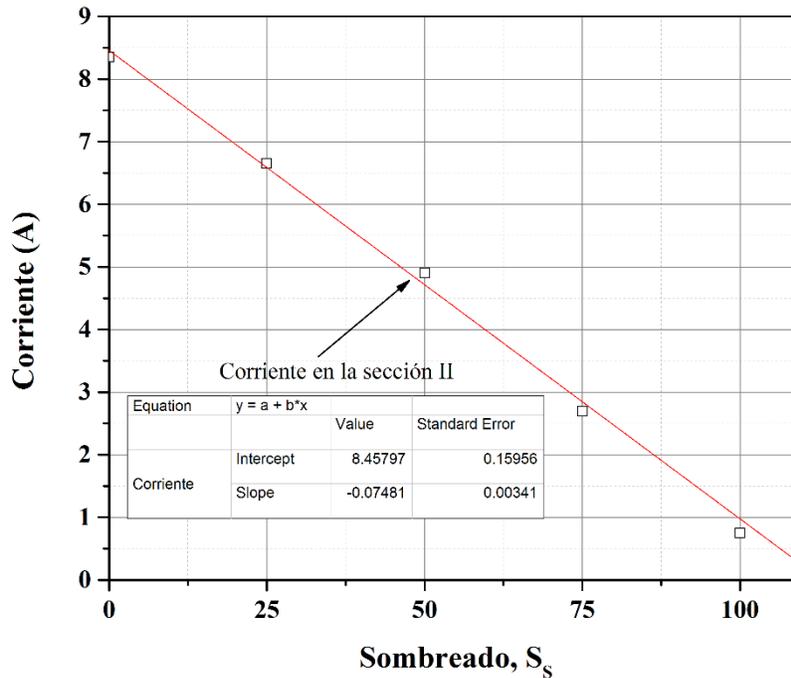


**Figura IV.59: Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un MFV de 60 celdas, sombreado completamente una celda del conjunto A y sombreado parcialmente una celda del conjunto B.**

La Sección I se estableció como el efecto del sombreado al 100% de una celda del conjunto A sobre el comportamiento I-V del módulo de 60 celdas bajo estudio. La Sección II se establece como el efecto del sombreado controlado sobre una celda del conjunto B. Y la Sección III la contribución de las restantes 20 celdas que integran al conjunto C. Eso significa que las prolongaciones de dichas curvas hacia los ejes pueden proveer tensiones de circuito abierto y corrientes de “corto circuito virtuales”, y así mismo, un punto de máxima potencia en cada sección.

Para el caso de la Sección II, la corriente de corto circuito “virtual” decae desde su valor base 8.35 A ( $I_{CC}$  del módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A 100% sombreada) hasta 0.75 A con el sombreado total en la celda del conjunto B. Los valores mostrados en la tabla IV.17 se normalizaron para el 100% de la irradiancia, asimismo, la gráfica del comportamiento de la

corriente virtual en la Sección II con respecto al porcentaje de sombra sobre la celda del conjunto B se presenta en la figura IV.32.



**Figura IV.60:** Comportamiento de la corriente de corto circuito virtual con respecto a la superficie sombreada en el conjunto B manteniendo a una celda del conjunto A completamente sombreada en un MFV de 60 celdas.

El comportamiento mostrado en la figura IV.32 para la corriente virtual es lineal y se puede establecer a través de un ajuste hacia una recta de mínimos cuadrados con una relación de la forma:

$$I_{CC} = -0.075(S_S) + 8.46, \quad \text{IV.25}$$

con un error en el valor de la pendiente de  $\pm 0.003$  y para la ordenada al origen de  $\pm 0.16$ .

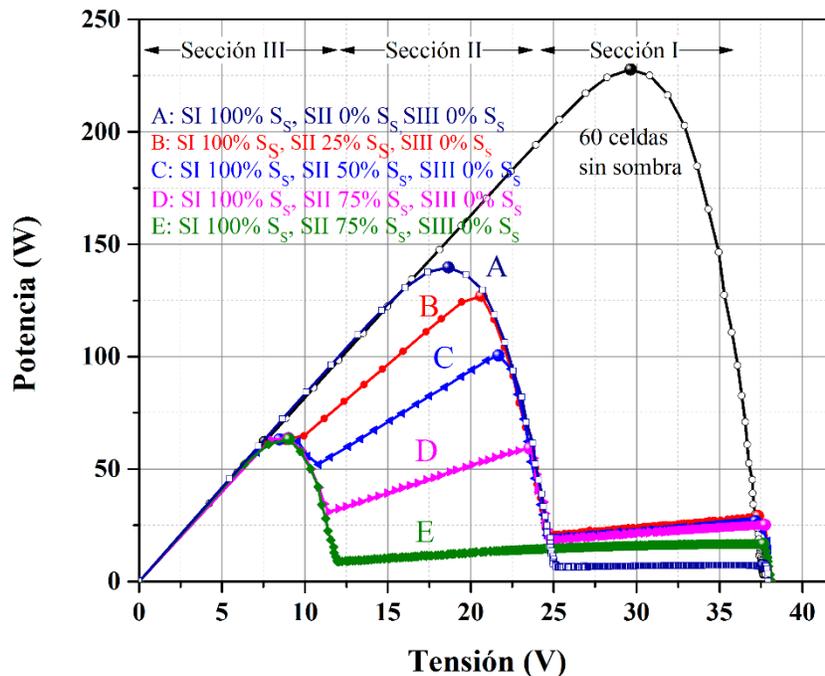
La ecuación anterior es idéntica a la encontrada para el caso del MFV de 36 celdas confirmándose de esta manera que si el módulo tiene diodos de paso los efectos del sombreado produce distorsiones en la curva, creándose corrientes de corto circuito virtuales cuya magnitud es directamente proporcional a la superficie sombreada ( $S_S$ ).

Para el caso de la potencia máxima ( $P_M$ ), los valores de la tabla IV.17 colocados en color negro corresponden a los valores medidos debido al sombreado, considerando las condiciones de irradiancia y temperatura de operación cuyos valores se incluyen en la misma tabla. De estos valores, se observa que la  $P_M$  disminuye con relación al área de la superficie sombreada sin seguir algún comportamiento algebraico que pueda asignarse al efecto del sombreado, solo se determina que existen pérdidas relativas de potencia entre el valor normalizado sin sombreado y el valor medido del 45.65%, 57.49%, 73.04% y 72.76%, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% de sombreado. En la tabla IV.18 se presenta el caso especial en que dos de celdas están completamente sombreadas (100% de sombreado), la magnitud de la  $P_M$  decae con una pérdida del 72.76%.

**Tabla IV.18:** Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A 100% sombreada asimismo con una celda del conjunto B 100% sombreada, recibiendo una irradiancia de  $996.91 \text{ W/m}^2$  a una temperatura de celda  $65 \text{ }^\circ\text{C}$ .

PAEL	SIN CELDAS SOMBREADAS	DOS CELDAS 100% SOMBREADAS VALOR MEDIDO	DIFERENCIA DE VALORES (PÉRDIDAS)	PORCENTAJE (PÉRDIDAS)
$P_M$ (W)	204.36	55.67	148.69	72.76
$V_{CA}$ (V)	32.85	32.42	0.43	1.32
$V_{MP}$ (V)	24.69	7.41	17.27	69.98
$I_{CC}$ (A)	8.84	8.31	0.53	5.97
$I_{MP}$ (A)	8.27	7.51	0.76	9.22

Para entender mejor el fenómeno observado, los valores que determinan los puntos P-V en cada curva fueron normalizados a las condiciones estándares de prueba y se graficaron en un diagrama potencia contra tensión. La figura IV.29 muestra las gráficas correspondientes P-V para cada uno de los casos. En dicha figura se establecieron las 3 secciones identificadas (figura IV.32), observándose que se puede determinar, en cada sección, un punto de máxima potencia, el que se muestra con un símbolo de mayor de tamaño.



**Figura IV.61:** Comportamiento P-V para un módulo de 60 celdas, con una celda sombreadas al 100% en la sección I así mismo con un sombreado parcial en la sección II.

Considerando los datos graficados e identificando los puntos de la máxima potencia en cada sección, la tabla IV.19 muestra sus valores correspondientes. En dicha tabla, los puntos ( $V_{M I}$ ,  $P_{M I}$ ), ( $V_{M II}$ ,  $P_{M II}$ ) y ( $V_{M III}$ ,  $P_{M III}$ ) corresponden a las coordenadas de localización de los puntos de máxima potencia.

**Tabla IV.19: Valores de los pares ordenados ( $V_{MP}$ ,  $P_M$ ), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con celda 100% sombreada), II (conjunto B con celda parcialmente sombreada) y III (conjunto C sin celda sombreada) de la figura IV.31.**

<b>PORCENTAJE DE ÁREA CON SOMBRA, <math>S_s</math></b>	<b>SI, 0% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 100% <math>S_s</math> SII, 0% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 100% <math>S_s</math> SII, 25% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 100% <math>S_s</math> SII, 50% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 100% <math>S_s</math> SII, 75% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>	<b>SI, 100% <math>S_s</math> SII, 100% <math>S_s</math> SIII, 0% <math>S_s</math></b>
<b><math>P_{MI}</math></b>	227.75	-	29.02	26.64	25.13	16.68
<b><math>V_{MI}</math></b>	29.64	-	37.33	37.22	36.76	37.66
<b><math>P_{MII}</math></b>	-	139.68	126.93	100.52	59.27	14.61
<b><math>V_{MII}</math></b>	-	18.65	20.65	21.68	23.54	24.81
<b><math>P_{MIII}</math></b>	-	7.19	63.29	63.17	63.71	63.26
<b><math>V_{MIII}</math></b>	-	37.66	8.89	8.47	9.03	9.04

Se observa que las curvas P-V de la Sección III (conjunto C, sin celda sombreada) no muestra un cambio significativo en los valores de los puntos ( $V$ ,  $P$ ) que definen cada curva y esto se puede observar en los valores que corresponden a los puntos de la máxima potencia de cada uno (renglones 6 y 7 de la tabla IV.19). Si se considera que el MFV tiene 60 celdas conectadas en serie y por cada 20 de ellas hay un diodo de paso, se puede sugerir que el comportamiento mostrado en la Sección I, corresponde al conjunto A con una celda 100% sombreada; la sección II corresponde al conjunto B con una celda con sombreado controlado (25%, 50%, 75% y 100%); y la sección III corresponde al conjunto C sin celdas sombreadas.

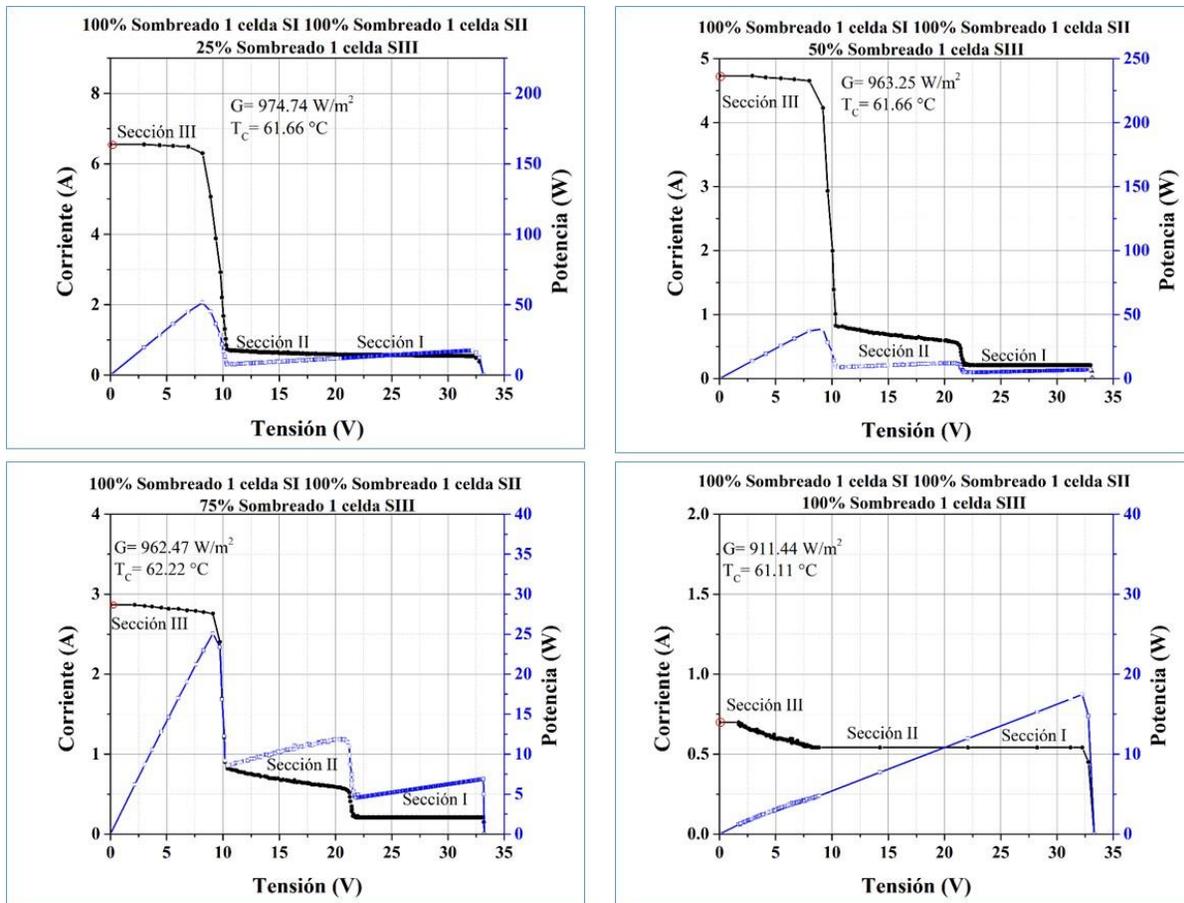
Dado que la Sección I corresponde al comportamiento del conjunto A en donde una celda esta 100% sombreada, se esperaba que la potencia máxima de todas las curvas para este experimento tuvieran un valor aproximado a aquel encontrado en la sección anterior (7.19 W), sin embargo no fue así, derivado probablemente a que dicha celda no fue cubierta totalmente cuando se realizó el experimento, argumento que se corrobora por el valor del  $V_{CA}$  medido para este experimento en las condiciones mencionadas.

De la figura IV.33 se observa que la magnitud de la potencia  $P_M$  del MFV disminuye conforme se incrementa la superficie sombreada en la celda del conjunto B hasta llegar al 50%, y para valores de sombreado mayores del 50%, la potencia  $P_M$  está controlada por las 20 celdas del conjunto C (ninguna de ellas está sombreada) teniendo como limite el caso en que la celda sombreada del conjunto B está al 100% tapada.

Lo más relevante de este estudio es que al considerar el concepto de potencia máxima del MFV con dos celdas solares sombreadas al 100% para dos conjuntos, se presentan pérdidas de potencia aproximadamente del 70% del valor esperado.

#### **IV.7.4 Módulo con sombreado parcial en tres celdas**

Se decidió sombrear completamente una celda del conjunto A (celda SI), una celda del conjunto B, y producir un sombreado controlado en una celda del conjunto C. Para cada caso, se midieron las curvas I-V del MFV con el equipo correspondiente, las cuales se muestran en la figura IV.34. Igualmente, con los datos adquiridos ( $V$ ,  $I$ ) se determinó la potencia  $P$  generada y se graficó su comportamiento con respecto a la tensión, el cual también se presenta en la figura IV.34.



**Figura IV.62:** Curvas I-V y P-V que muestran el comportamiento eléctrico del MFV de 60 celdas en serie con una celda del conjunto A y B completamente sombreada con un sombreado parcial en el conjunto C.

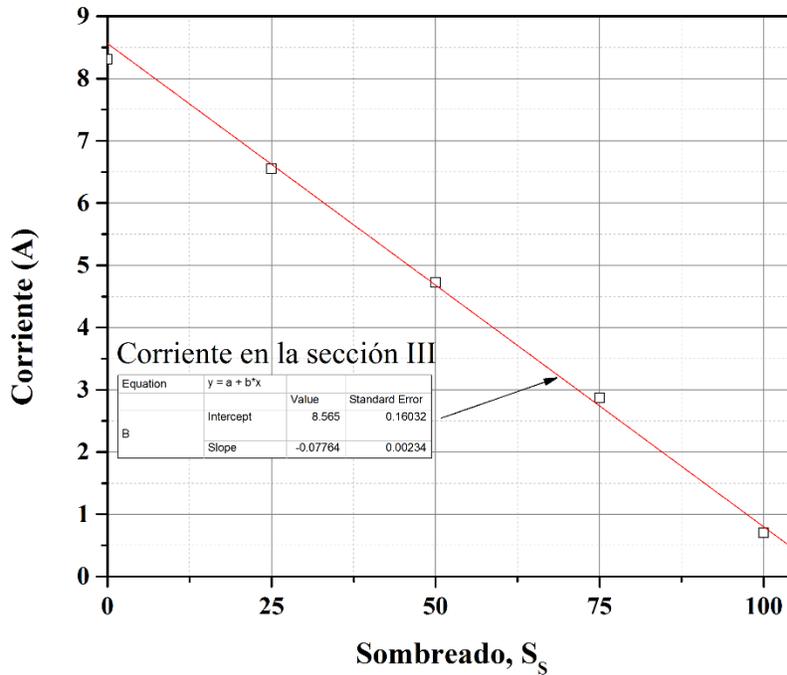
La tabla IV.20 presenta las mediciones del MFV bajo el método experimental antes mencionado, incluyendo además una columna con valores para los parámetros eléctricos obtenidos usando los valores de placa (valores STC) y los coeficientes de temperatura a las mismas condiciones ambientales en las que el módulo estaría sin sombra.

**Tabla IV.20: Parámetros Eléctricos (PAEL) medidos para el MFV de 60 celdas, estando una celda tanto del conjunto A como del conjunto B 100% sombreada, asimismo una celda del conjunto C con un sombreado parcial, bajo las Condiciones de Operación (COp) que se indican. Los valores sin sombra fueron trasladados desde los valores estándares de prueba (STC).**

COp	G=1013.0 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =43.3 °C	G=989.7 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =65.0 °C	G=996.9 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =65 °C	G=974.8 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =61.7 °C	G=963.3 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =61.7 °C	G=962.5 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =62.2 °C	G=911.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =61.1 °C
PAEL	SI, 0% S <sub>s</sub> SII, 0% S <sub>s</sub> SIII, 0% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 0% S <sub>s</sub> SIII 0% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 100% S <sub>s</sub> SIII 0% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 100% S <sub>s</sub> SIII 25% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 100% S <sub>s</sub> SIII 50% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 100% S <sub>s</sub> SIII 75% S <sub>s</sub>	SI 100% S <sub>s</sub> SII 100% S <sub>s</sub> SIII 100% S <sub>s</sub>
P <sub>M</sub> (W) medido	217.61	120.21	55.67	51.60	38.88	25.09	5.35
P <sub>M</sub> (W) corregido	232.36	202.88 (60 celdas)	204.37 (60 celdas)	196.70 (58 celdas)	194.38 (58 celdas)	193.63 (58 celdas)	181.29 (57 celdas)
Pérdidas en PM (W/%)	14.75/6.4	82.67/40.8	148.70/72.8	145.10/73.8	155.50/80.0	168.54/87.0	175.94/97.0
V <sub>CA</sub> (V) medido	35.12	32.58	32.42	32.81	32.74	32.58	33.31
V <sub>CA</sub> (V) corregido	35.56	32.85 (60 celdas)	32.85 (60 celdas)	33.16 (58 celdas)	32.16 (58 celdas)	32.10 (58 celdas)	31.67 (57 celdas)
Dif en V <sub>CA</sub>	0.44	0.27	0.43	0.35	0.58	0.48	0.79
V <sub>MP</sub> (V)	27.79	15.85	7.41	8.19	9.19	9.06	32.25
I <sub>CC</sub> (A) medido	8.35	8.38	8.31	6.55	4.73	2.87	0.70
I <sub>CC</sub> (A) corregido	8.86	8.77	8.84	8.62	8.52	8.52	8.06
Dif en I <sub>CC</sub>	0.51	0.39	0.53	2.07	3.79	5.65	7.36
I <sub>MP</sub> (A)	7.83	7.58	7.51	6.30	4.23	2.77	0.54

De la tabla IV.20 se observa que la tensión a circuito abierto (V<sub>CA</sub>) no presenta variaciones significativas por el efecto de los sombreados combinados, esperándose que, en el caso que las tres celdas estuvieran completamente sombreadas, el V<sub>CA</sub> fuera igual a 31.67 V (0.555 V a una T<sub>c</sub>=65 °C para 57 celdas). Este resultado está relacionado con el argumento que se expuso en la sección anterior en donde se argumentó que los elementos que se utilizaron para sombrear la celda transmitieron la radiación solar con muy baja potencia pero la suficiente como para que se produjera tensión eléctrica.

Para el caso de la corriente de la Sección III, ésta decae desde 8.31 A para el caso base (módulo con una celda tanto del conjunto A como del conjunto B 100% sombreadas, y ninguna celda del conjunto C sombreada) hasta 0.70 A con el sombreado total en la celda del conjunto C. Los valores mostrados en la tabla IV.20 se normalizaron para el 100% de la irradiancia, y el comportamiento de la I<sub>CC</sub> con respecto al porcentaje de sombra sobre la celda del conjunto C se presenta en la figura IV.35.



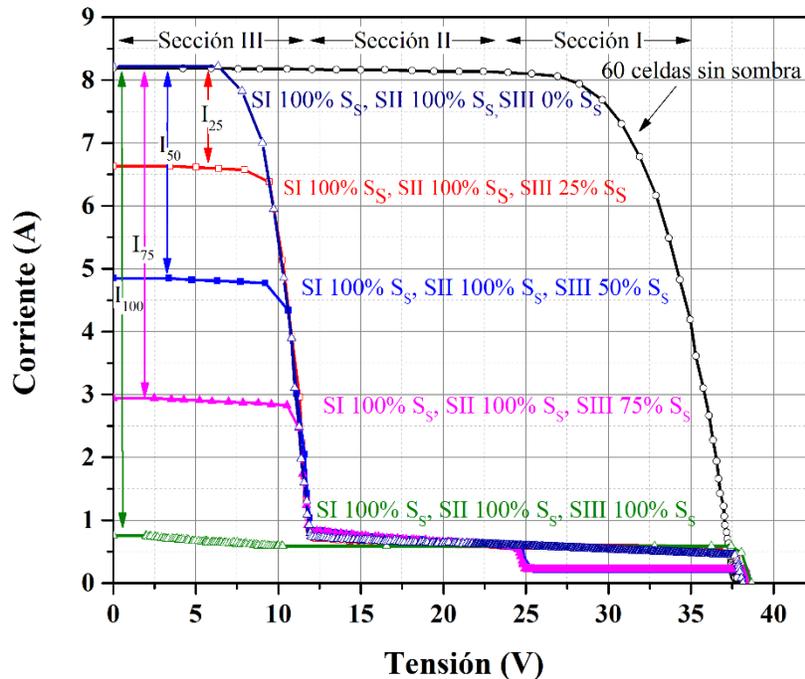
**Figura IV.63: Comportamiento de la  $I_{CC}$  con respecto a la superficie sombreada en el conjunto C manteniendo a una celda del conjunto A y B completamente sombreada.**

El comportamiento mostrado en la figura IV.35 para la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) del MFV bajo estudio, con las condiciones de sombreado antes mencionado, es lineal y se puede establecer, a través de un ajuste de mínimos cuadrados, con una relación de la forma:

$$I_{CC} = -0.078(S_s) + 8.57, \tag{IV.26}$$

Con un error en el valor de la pendiente de  $\pm 0.002$  y para la ordenada al origen de  $\pm 0.16$ , la cual es idéntica a la ecuación encontrada para el caso del módulo de 36 celdas y las corrientes de corto circuito virtuales identificadas en las secciones anteriores para el MFV bajo estudio, encontrándose que su magnitud es directamente proporcional a la superficie sombreada ( $S_s$ ).

En la tabla IV.20 se puede ver que si a un MFV de 60 celdas, distribuidas en 3 conjuntos, cada conjunto con un diodo de paso, se sombrea una celda en cada uno de los conjuntos, se tiene pérdidas significativas en la potencia siendo estas más del 70% de la potencia pico a las condiciones ambientales en la que está operando. Para tener bases de discusión del fenómeno mostrado, todos los datos que permiten graficar la curva I-V para cada caso fueron normalizados a las condiciones estándares (STC). La figura IV.36 muestra dichas curvas normalizadas.



**Figura IV.64:** Comportamiento I-V con datos normalizados para los efectos de sombreado parcial en un módulo fotovoltaico de 60 celdas, sombreado completamente una celda del conjunto A y B sombreado parcialmente el conjunto C.

De la figura IV.34, se observa que el sombreado hace que la curva I-V en cada caso se distorsione como ya se había discutido anteriormente, también se podría decir que dichas curvas, están compuestas por 3 secciones: Sección I, Sección II y Sección III, que asemejan curvas I-V. En la Sección I, II y III, las curvas tienen diferente corriente, lo cual se entiende porque el MFV tiene 3 diodos de paso, uno por cada 20 celdas en serie (uno para el conjunto A, conjunto B y conjunto C), y cuando una celda del conjunto A, B y C se sombrea, la parte sombreada no genera y se transforma en una resistencia. La Sección I, Sección II y Sección III deben corresponder a las 20 celdas del conjunto A, B y C, y estas tienen un punto de máxima potencia por pertenecer a un grupo de 20 celdas en serie.

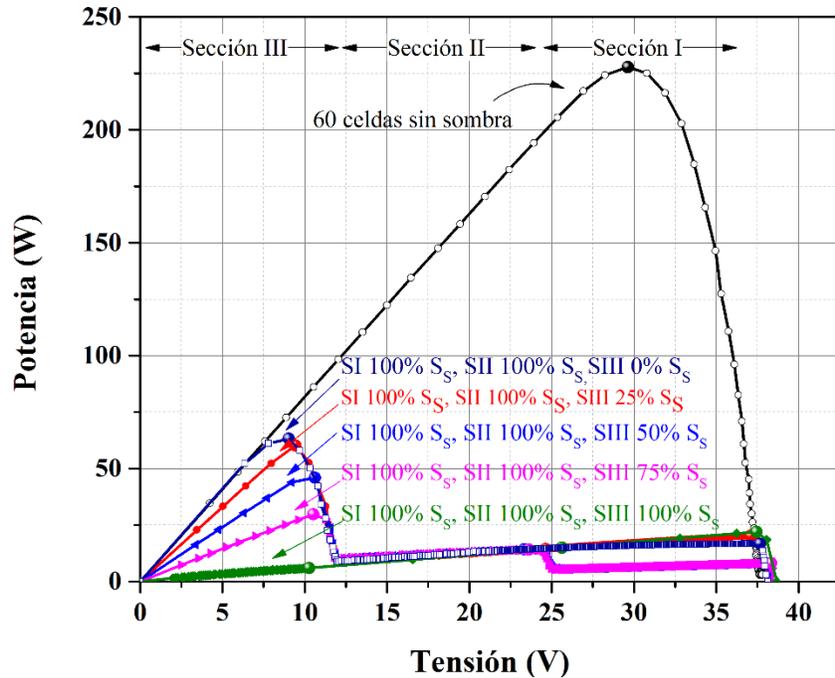
En la Sección I, las curvas mostradas tienen un comportamiento I-V y se puede determinar un punto de máxima potencia; en la Sección II el comportamiento fue asignado a la celda del conjunto B y la Sección III para el comportamiento del conjunto C; y en ambos casos, se puede asignar un punto de máxima potencia.

Las curvas en la sección III llegan al eje vertical definiendo la corriente de corto circuito que es medida por el equipo, valores que fueron trasladados a las condiciones STC con valores de: 6.63 A, 4.84 A, 2.94 A y 0.76 A, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% y sombreado en la celda del conjunto C manteniendo una celda del conjunto A y B 100% sombreadas.

Para el caso de la potencia máxima ( $P_M$ ), los valores de la tabla IV.20 colocados en color negro corresponden a los valores medidos debido al sombreado, considerando las condiciones de irradiancia y temperatura de operación cuyos valores se incluyen en la misma tabla. De estos datos, se observa que la  $P_M$  disminuye con relación al área de la superficie sombreada sin seguir algún comportamiento algebraico que pueda asignarse al efecto del sombreado, solo se determina que existen pérdidas relativas de potencia entre la magnitud normalizada sin sombreado y el valor

medido, con tasas del 73.8%, 80.0%, 87.0% y 97.0%, respectivamente para el 25%, 50%, 75% y 100% de sombreado.

Para entender mejor el fenómeno observado, los valores que determinan los puntos P-V en cada curva fueron normalizados a las condiciones estándares de prueba y se graficaron en un diagrama P-V. La figura IV.37 muestra las gráficas correspondientes P-V para cada uno de los casos. En dicha figura se establecieron las 3 secciones identificadas (figura IV.36), observándose que se puede determinar, en cada sección, un punto de máxima potencia, el que se muestra con un símbolo de mayor de tamaño.



**Figura IV.65:** Comportamiento P-V para un MFV de 60 celdas, con dos celdas sombreadas al 100% en la sección I y II asimismo con un sombreado parcial en la sección III.

Considerando los datos graficados e identificando los puntos de la máxima potencia en cada sección, la tabla IV.21 muestra los valores correspondientes a dichos puntos. En dicha tabla, los puntos  $(V_{M I}, P_{M I})$ ,  $(V_{M II}, P_{M II})$  y  $(V_{M III}, P_{M III})$  corresponden a las coordenadas de localización de los puntos de máxima potencia.

**Tabla IV.21: Valores de los pares ordenados ( $V_{MP}$ ,  $P_M$ ), que determinan los puntos de la máxima potencia de las secciones I (conjunto A con celda 100% sombreada), II (conjunto B con celda 100% sombreada) y III (conjunto C con celda parcialmente sombreada).**

PORCENTAJE DE ÁREA CON SOMBRA, $S_s$	SI, 0% $S_s$ SII, 0% $S_s$ SIII, 0% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 0% $S_s$ SIII 0% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 100% $S_s$ SIII 0% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 100% $S_s$ SIII 25% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 100% $S_s$ SIII 50% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 100% $S_s$ SIII 75% $S_s$	SI 100% $S_s$ SII 100% $S_s$ SIII 100% $S_s$
$P_{MI}$	227.75	7.19	16.7	20.32	8.09	8.15	21.95
$V_{MI}$	29.63	37.3	37.7	37.10	38.08	38.34	37.44
$P_{MII}$	-	139.7	14.55	14.43	14.24	14.16	15.03
$V_{MII}$	-	18.65	24.6	24.65	23.32	23.61	25.63
$P_{MIII}$	-	-	63.27	60.20	45.99	29.75	6.02
$V_{MIII}$	-	-	9.04	9.43	10.61	10.52	10.26

Se observa que en la Sección I (renglón 1 y 2 de la tabla IV.21) todas las curvas obtenidas por el sombreado controlado en la celda del conjunto C, tienen una potencia máxima con una magnitud que no se debió tener, esperándose una magnitud del orden de 7.19 W, valor determinado para el primer caso analizado (comportamiento de las 20 celdas del conjunto A en donde una de ellas está 100% sombreada; valores en color rojo de la tabla IV.21), sin embargo no fue así, derivado probablemente a que dicha celda no fue cubierta totalmente cuando se hizo el experimento, argumento que se corrobora por el valor del  $V_{CA}$  medido para este experimento en las condiciones mencionadas.

En la sección II todas las curvas tienen una potencia máxima promedio de 14.46 W que es prácticamente el doble de aquel determinado en el primer caso analizado. Dicho valor se explica nuevamente al considerar que tanto las celdas del conjunto A como la del conjunto B no fueron cubiertas totalmente, argumento que se corrobora por el valor del  $V_{CA}$  medido para este experimento en las condiciones mencionadas.

Por otra parte, en la Sección III de la figura IV.37 se observa la manera en como va disminuyendo el punto de la máxima potencia conforme aumenta la superficie sombreada; asimismo la tabla IV.21 en sus renglones 6 y 7, presenta las coordenadas de dicho punto, teniéndose que el  $V_{MP}$  cambia ligeramente y la  $I_{MP}$  (ver figura IV.36) decrece de manera proporcional conforme se incrementa el área sombreada. Comparando los valores de  $P_{MIII}$  de la tabla IV.21, para el caso en que la celda del conjunto C está totalmente sombreada, con respecto a la potencia del módulo sin celdas sombreadas, se tienen pérdidas en la potencia del orden de 97%.

En la tabla IV.22 se presenta el caso especial en que tres celdas están completamente sombreadas (100% de sombreado), la magnitud de la  $P_M$  decae con una pérdida del 97.20% con respecto a las mismas condiciones cuando el módulo está sin sombra a las mismas condiciones ambientales.

**Tabla IV.22: Comparación de los valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) de un módulo de 60 celdas con una celda del conjunto A, B y C, 100% sombreada con aquel que no tiene celdas sombreadas, recibiendo una irradiancia de 911.14 W/m<sup>2</sup> a una temperatura de celda 61.11 °C.**

PAEL	SIN CELDAS SOMBREADAS	CON TRES CELDAS 100% SOMBREADAS VALOR	DIFERENCIA DE VALORES (PÉRDIDAS)	PÉRDIDAS (%)
P <sub>M</sub> (W)	190.83	5.35	185.48	97.2
V <sub>CA</sub> (V)	33.34	33.31	0.03	0.09
V <sub>MP</sub> (V)	24.89	32.25	-7.36	0
I <sub>CC</sub> (A)	8.06	0.70	7.36	91.31
I <sub>MP</sub> (A)	7.56	0.54	7.02	92.85

Lo más notable de este estudio es que al considerar el concepto de potencia máxima del módulo fotovoltaico con tres celdas solares totalmente sombreadas se presentan pérdidas de potencia aproximadamente del 97%, tal y como se muestra en la tabla IV.20 y tabla IV.22, trayendo como consecuencia pérdidas en la energía generada, asimismo la magnitud de dicha potencia y energía están controladas por la superficie de sombreado en una celda. Las pérdidas son a las condiciones ambientales en el momento de la medición de la curva I-V.

#### **IV.8. Dos módulos de 60 celdas conectadas en serie**

Ya que se ha analizado el efecto del sombreado parcial y total en celdas de un MFV de 60 celdas, en esta sección se describe el efecto de la sombra en dos MFV conectados en serie, a saber, MFV1 y MFV2. Tomando en consideración que los módulos son de 60 celdas, en donde ellos tienen integrados 3 diodos de paso, cada uno ellos conectado en paralelo a las terminales de salida de un conjunto de 20 celdas conectadas en serie, y que se ha definido a esta integración (20 celdas y diodo) como los conjuntos A, B y C, se propuso realizar sombreados totales en celdas de los conjuntos A, B y C en los MFV conectados en serie. La nomenclatura AM1, BM1, CM1 representa a los conjuntos A, B y C del módulo No. 1, mientras que AM2, BM2, CM2 representa a los conjuntos A, B y C del módulo No.2. Se usaron dos módulos de la marca Solartec con modelo S60PC-250. Los valores de la hoja de datos se muestran en la tabla IV.23.

Tabla IV.23: Valores de los parámetros eléctricos (PAEL) bajo STC de los MFV'S que se usaron en el experimento.

Módulo Solartec S60PC-250			
PROPIEDADES ELÉCTRICAS			
		UN MFV	
		DOS MFV SERIE	
Potencia máxima ( $P_M$ )		250 W	500 W
Tensión a circuito abierto ( $V_{CA}$ )		37.85 V	75.7 V
Tensión a máxima potencia ( $V_{MP}$ )		30.12 V	60.24 V
Corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ )		8.65 A	8.65 A
Corriente a máxima potencia ( $I_{MP}$ )		8.30 A	8.30 A
Eficiencia ( $\% \eta$ )		15.29%	
Coef. Temp para $I_{CC}$	$\alpha$	0.062 $\%/^{\circ}\text{C}$	
Coef. Temp para $V_{CA}$	$\beta$	-0.3479 $\%/^{\circ}\text{C}$	
Coef. Temp para $P_M$	$\gamma$	-0.53126 $\%/^{\circ}\text{C}$	
Coef. Temp para $V_{MP}$	$\delta$	-0.3881 $\%/^{\circ}\text{C}$	

Los módulos MFV1 y MFV2 se conectaron en serie, se expusieron a la luz solar y se midió el comportamiento eléctrico con el equipo trazador de curvas descrito anteriormente. La gráfica I-V bajo las condiciones de operación se muestra en la figura IV.38, la cual servirá como comparación para los experimentos relacionados con el sombreado.

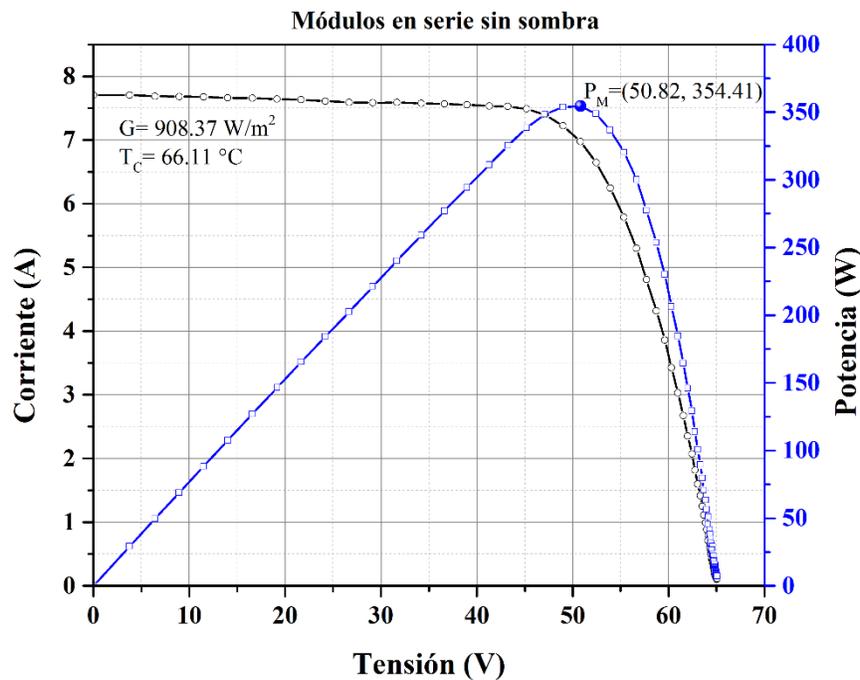


Figura IV.66: Comportamiento I-V para los módulos MFV1 y MFV2 conectados en serie, sin sombreado.

Los valores para los parámetros eléctricos de la combinación serie de los módulos sin sombrear, extraídos del software de trazador de curva, se presentan en la tabla IV.24 en donde se incluye los datos de placa trasladados a las condiciones de medición para la serie.

**Tabla IV.24: Valores para los Parámetros Eléctricos (PAEL) de dos MFV'S en serie sin sombrear bajo las Condiciones de Operación (COp).**

<b>DOS MODULOS CONECTADOS EN SERIE SIN SOMBRERAR</b>		
<b>COp</b>	<b>G=908.4 W/m<sup>2</sup>, T<sub>C</sub>=66.1 °C</b>	
<b>PAEL</b>	<b>MEDIDOS</b>	<b>TRASLADADOS</b>
<b>P<sub>M</sub> (W)</b>	354.98±17.7	354.99
<b>V<sub>CA</sub> (V)</b>	64.86±1.5	64.87
<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	49.92±1.5	49.92
<b>I<sub>CC</sub> (A)</b>	7.70±0.38	8.1
<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	7.11±0.35	7.11

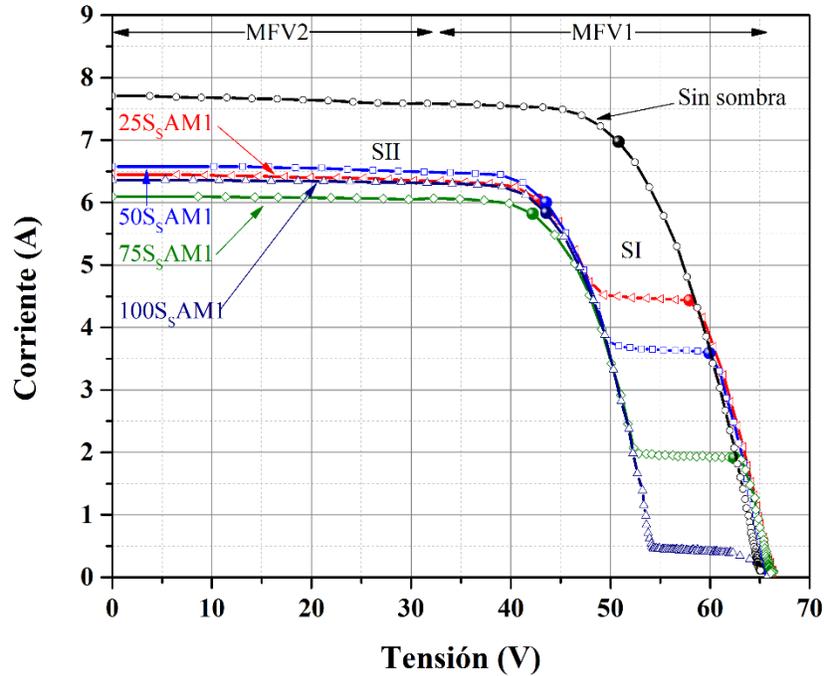
Las diferencias en los valores de los parámetros eléctricos medidos respecto de los trasladados que se presentan en la tabla IV.24 para la potencia (P<sub>M</sub>), corriente de corto circuito (I<sub>CC</sub>), tensión a circuito abierto (V<sub>CA</sub>), corriente y tensión para el punto de la máxima potencia (I<sub>MP</sub>, V<sub>MP</sub>), se pueden deber a la precisión con la cual se está midiendo la irradiancia en el plano del arreglo ( $\pm 5\%$  de la lectura); mientras que para la tensión de circuito abierto (V<sub>CA</sub>), se debe a la precisión con la cual se mide la temperatura ( $\pm 2.0$  °C termopar tipo K).

#### **IV.8.1 Sombreado parcial en un módulo y el otro sin sombrear**

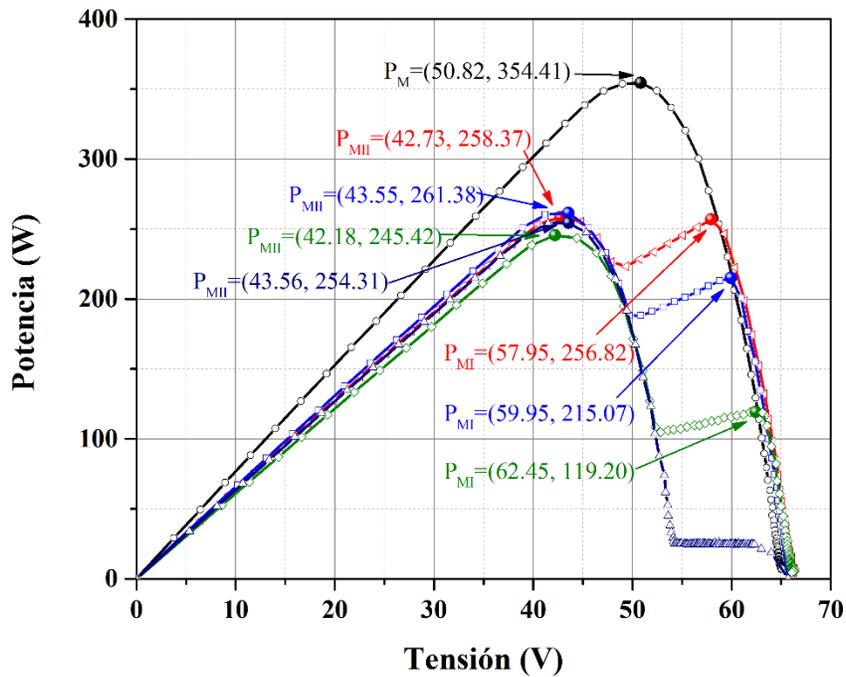
Los siguientes casos son los analizados para un solo módulo con sombreados parciales de 25%, 50%, 75% y 100% en una celda de los 3 grupos correspondientes a un diodo de paso por cada 20 celdas.

##### **1) Sombreado parcial en una celda de uno de los dos módulos.**

Para este experimento se realizó un sombreado parcial en una celda del conjunto A del MFV1 y se midió las curvas I-V para el 25% (25S<sub>S</sub>AM1), 50% (50S<sub>S</sub>AM1), 75% (75S<sub>S</sub>AM1) y 100% (100S<sub>S</sub>AM1) de sombreado en dicha celda. Las restantes celdas del MFV1 y MFV2 permanecieron sin sombrear. De los datos (V, I) obtenidos del software para cada caso, se obtuvo la potencia eléctrica generada. El comportamiento I-V y P-V se muestran en la figura IV.39 y IV.40.



**Figura IV.67:** Comportamiento eléctrico I-V del efecto del sombreado parcial en una celda del conjunto A del MFV1 para el caso en el que se tiene 2 módulos conectados en serie.



**Figura IV.68:** Comportamiento de la potencia con respecto a la tensión para el caso en donde el sombreado controlado se realiza en una celda del conjunto A del MFV1.

El comportamiento I-V y P-V que se observa en la figura IV.39 y IV.40, respectivamente, presenta las mismas características que aquel mostrado en la figura IV.27, por lo cual se pueden establecer dos comportamientos en dichas figuras que han sido marcados como Sección I (SI) y Sección II (SII). Dado que dos MFV'S (integrados con 60 celdas cada uno) conectados en serie, fabricados

con celdas eléctricamente idénticas, pueden considerarse como un solo módulo compuesto por 120 celdas conectadas en serie, agrupadas en 6 conjuntos de 20 celdas debido a los diodos de paso que tiene cada módulo, por analogía con la figura IV.27, en este experimento la Sección I se asocia al comportamiento de las 20 celdas que incluye a aquella con el sombreado parcial controlado, y la Sección II al comportamiento de las 100 celdas restantes, 60 para el MFV2 que no tiene celdas sombreadas y 40 del MFV1 de las 60 que la integran.

No se discutirá el comportamiento mostrado en la figura IV.39 ya que es el mismo que aquel que se usó en la sección IV.7.2, la única diferencia es que se tiene un arreglo con mayor número de celdas conectadas en serie agrupadas en 6 conjuntos y mayor tensión eléctrica. La distorsión mostrada en la figura IV.39 en las curvas I-V corresponde al efecto del sombreado de una de las 20 celdas del conjunto A del MFV1.

De los valores capturados por el software, se extrajeron aquellos que corresponden a los parámetros eléctricos importantes de la generación fotovoltaica, es decir, el punto ( $V_{MP}$ ,  $I_{MP}$ ) que determina la máxima potencia, el punto por donde la curva corta al eje vertical que determina la corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ), y el punto por donde la curva corta al eje horizontal que determina la tensión a circuito ( $V_{CA}$ ), los cuales se presentan en la tabla IV.25 bajo las Condiciones de Operación (COp) indicadas. Dado que para cada caso de sombreado las COp fueron similares, excepto para el 75% de sombreado, con el objeto de efectuar comparaciones en los parámetros eléctricos medidos, se realizó un traslado de valores a las condiciones  $G=750 \text{ W/m}^2$  y  $T_C=60 \text{ }^\circ\text{C}$  que podrían considerarse como un valor supuesto medio para los casos del 25%, 50% y 100% de sombreado controlado.

Con el objeto de identificar el efecto del sombreado que se está analizando respecto del caso sin sombrear en la conexión serie de 2 MFV'S, se agregó en dicha tabla los valores de los parámetros eléctricos de la conexión serie (valores medidos y proporcionados en la tabla IV.24) de dicho caso con las condiciones de operación que se indican.

**Tabla IV.25: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) que corresponden a la Sección SII de la figura IV.39 de la combinación serie para el caso en que una celda del conjunto A del MFV1 se le aplica un sombreado controlado; las demás celdas del conjunto B y C del MFV1 así como las celdas de los conjuntos A, B y C del MFV2 no están sombreadas. La columna 2 proporciona los valores de la conexión serie de los módulos sin sombreado obtenidos de los valores medidos en la tabla IV.21 trasladados a las Condiciones de Operación (COp) que se indican.**

COp	DATOS OBTENIDOS DEL SOFTWARE DEL TRAZADOR DE CURVAS				
	G=750 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =59.5 °C	G=748.9 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =58.3 °C	G=764.2 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =60.6 °C	G=700.3 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =59.4 °C G=750 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =60 °C	G=735.3 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =61.1 °C G=750 W/m <sup>2</sup> T <sub>C</sub> =60 °C
PAEL	SIN SOMBREAR	25% S <sub>S</sub> AMFV1	50% S <sub>S</sub> AMFV1	75% S <sub>S</sub> AMFV1	100% S <sub>S</sub> AMFV1
P <sub>MP</sub> (W)	303.7	258.4	261.4	245.4/262.7	254.3/261.61
V <sub>CA</sub> (V)	66.38	66.30	65.91	66.1/66.10	65.70/65.74
V <sub>MP</sub> (V)	49.79	42.73	43.6	42.18/42.60	43.6/44.11
I <sub>CC</sub> (A)	6.35	6.45	6.57	6.09/6.52	6.36/6.48
I <sub>MP</sub> (A)	5.87	6.04	6.0	5.82/6.23	5.84/5.96

Los resultados que se presentan en la tabla IV.25, exceptuando por la segunda columna, son: el efecto del sombreado detectado por el trazador de curvas, y los valores para los parámetros eléctricos capturados por el software a partir de la manera en que este los identifica. Por una simple inspección se observa que prácticamente ellos son casi iguales, es decir, no se observa un cambio significativo en alguno de los valores de los parámetros eléctricos derivados del efecto del sombreado; por lo cual, se puede generalizar que da lo mismo el efecto de sombrear una porción pequeña de superficie de una celda que sombrear el 100% de su área.

Sin embargo, cuando se comparan dichos valores con aquellos que corresponden al caso de la conexión en serie de 2 MFV'S sin celdas sombreadas, los que se muestran en la columna 2, de dicha tabla, se observa una disminución en la potencia máxima (P<sub>M</sub>) y una reducción en la tensión para la máxima potencia (V<sub>MP</sub>). Si se considera un “supuesto valor medio” para los valores P<sub>M</sub> y V<sub>MP</sub> de los casos del sombreado controlado en una celda, P<sub>M</sub>(medio)=261.0 W, V<sub>MP</sub>(medio)=43.13 V, las pérdidas respectivas son 14.9% y 15.4%; es decir, se puede afirmar una pérdida global del 15%.

Considerando la generalización hecha, el sombrear una celda, sin importar el área cubierta para el caso de la combinación serie para 2 MFV'S, tiene como consecuencia una pérdida en la potencia del 15%

Considerando las curvas P-V mostradas en la figura IV.40, la tabla IV.26 presenta los valores que corresponden al otro punto máximo de la curva P-V que se encuentra en la Sección I de dicha figura. Los valores correspondientes a la corriente de corto circuito (I<sub>CC</sub>) presentados en la tabla IV.26 se obtuvieron al prolongar la forma de la curva I-V en dicha sección hacia el eje vertical.

*Tabla IV.26: Valores de los parámetros eléctricos que corresponden a una curva I-V virtual que se identificó en la Sección I de la gráfica IV.39.*

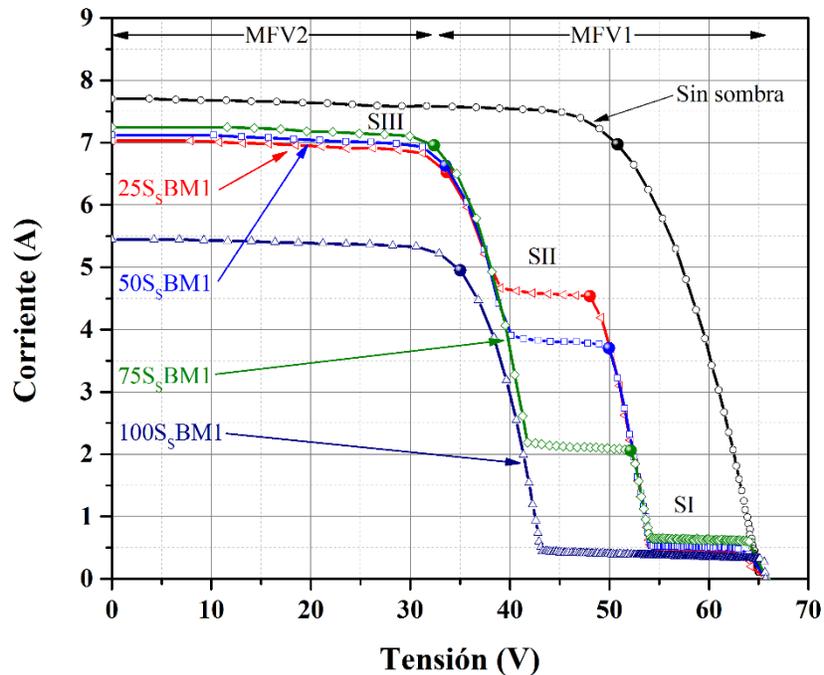
SECCIÓN I DE LA GRÁFICA IV.39					
<b>COp</b>	<b>G=750 W/m<sup>2</sup></b> <b>T<sub>C</sub>=59.5 °C</b>	<b>G=748.9 W/m<sup>2</sup></b> <b>T<sub>C</sub>=58.3 °C</b>	<b>G=764.2 W/m<sup>2</sup></b> <b>T<sub>C</sub>=60.6 °C</b>	<b>G=700.3 W/m<sup>2</sup></b> <b>T<sub>C</sub>=59.4 °C</b>	<b>G=735.3 W/m<sup>2</sup></b> <b>T<sub>C</sub>=61.1 °C</b>
<b>PAEL</b>	<b>SIN SOMBREAR</b>	<b>25% S<sub>S</sub> AMFV1</b>	<b>50% S<sub>S</sub> AMFV1</b>	<b>75% S<sub>S</sub> AMFV1</b>	<b>100% S<sub>S</sub> AMFV1</b>
<b>P<sub>MP</sub> (W)</b>	303.7	256.8	215.1	119.2	25.0
<b>V<sub>CA</sub> (V)</b>	66.38	66.3	65.91	66.1	65.7
<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	49.79	57.9	60	62.4	62.5
<b>I<sub>CC</sub> (A)</b>	6.35	4.6	3.8	2	0.41
<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	5.87	4.42	3.58	1.91	0.4

De esta tabla se observa que el V<sub>CA</sub> permanece casi invariable respecto de la superficie de sombreado, efecto que ya había sido discutido anteriormente y que está asociado a la placa que se usó para producir el sombreado. Para el caso del V<sub>MP</sub> se observa un ligero incremento conforme se incrementa la superficie de sombreado. Los efectos del sombreado parcial se observan tanto en la I<sub>CC</sub>, I<sub>MP</sub>, P<sub>M</sub>, las 3 tendiendo a cero conforme se llega al 100% de sombreado.

El comportamiento anterior no lo detectaría un dispositivo electrónico que siga el punto de la máxima potencia de la curva I-V de la combinación serie, sin embargo, es el resultado del sombreado observado sobre la curva I-V que ocasiona que la combinación serie pierda cerca del 15% de su potencia.

## 2) Sombreado total en una celda y parcial en otra celda de uno de los dos módulos.

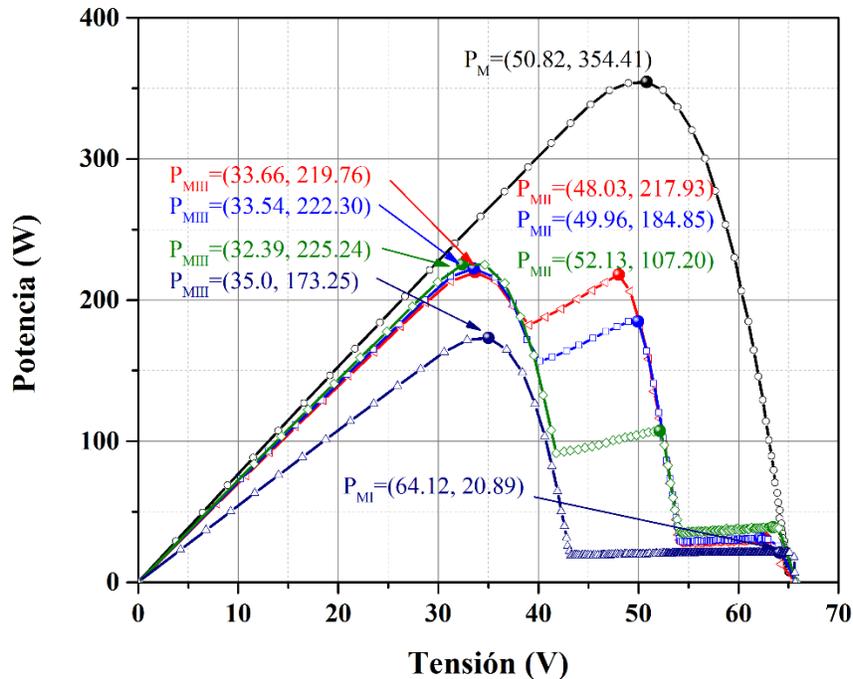
En este caso, el experimento consistió en sombrear completamente una celda del conjunto A y sombrear parcialmente una celda del conjunto B en porciones de 25%, 50%, 75% y 100% correspondientes al MFV1, dejando sin sombrear las celdas del conjunto C del MFV1 y todas las celdas del MFV2. En cada caso, se midió el comportamiento I-V con el auxilio de un trazador de curvas, se calculó la potencia igualmente se graficó el comportamiento I-V y P-V. Las gráficas de tales comportamientos se observan en la figura IV.41 y IV.42.



**Figura IV.69: Comportamiento I-V de la conexión en serie de 2 MFV'S con las siguientes condiciones de sombreado: Una celda del conjunto A del MFV1 100% sombreada, una celda del conjunto B del módulo MFV1 con los sombreados parciales; y ninguna de las celdas del conjunto C y celdas del conjunto A, B y C del MFV2, sin sombras.**

En la gráfica IV.41 se han identificado 3 secciones, SI, SII y SIII. La Sección I corresponde al efecto del sombreado total de una celda del conjunto A del MFV1, y por analogía con el caso anterior, la Sección II debe corresponder al efecto del sombreado controlado sobre una celda del conjunto B del MFV1; y por último, la Sección III corresponde al comportamiento de las 60 celdas del MFV2 que están conectadas en serie con las 20 celdas del conjunto C del MFV1 que permanecen sin sombreadar. La curva I-V en la Sección III para el caso de 100% de sombreado está por debajo de las otras debido a que fue capturada con una irradiancia menor ( $631.63 \text{ W/m}^2$ ).

De la misma manera que en la sección anterior, se calculó la potencia para cada caso y se graficó P-V para identificar el comportamiento de su valor respecto de la superficies sombreadas. La figura IV.42 muestra el comportamiento P-V para cada uno de los casos analizados.



**Figura IV.70:** Comportamiento P-V de la conexión en serie de 2 MFV'S con las siguientes condiciones de sombreado: Una celda del conjunto A del MFV1 100% sombreada, una celda del conjunto B del módulo MFV1 con los sombreados parciales; y ninguna de las celdas del conjunto C además de las celdas del conjunto A, B y C del MFV2, sin sombreado.

Las curvas P-V de la figura IV.42 muestran en la Sección III un valor para  $P_M$  casi igual, exceptuando para el 100% de sombreado; sin embargo al trasladar el valor de  $P_M$  medido (irradiancia de  $631.63 \text{ W/m}^2$ ) a una irradiancia de  $830 \text{ W/m}^2$  (valor medio de las irradiancias para el 25%, 50%, 75%), se obtiene  $P_M=222.4 \text{ W}$  (valor en rojo en la columna 12 en la tabla IV.27), que es un valor similar al de los otros sombreados. Esto corrobora una vez más que el efecto de sombrear una celda que pertenece a un conjunto de celdas con un diodo de paso, hace que la potencia disminuya con un porcentaje igual al porcentaje en la potencia que corresponde a la que generan ese conjunto de celdas.

Para cada caso se capturó los valores de los parámetros eléctricos y para su correspondiente interpretación se trasladaron hacia las condiciones estándares de prueba. La tabla IV.27 presenta los valores de los parámetros eléctricos antes mencionados así como los valores estándares de prueba.

**Tabla IV.27: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) que corresponden a la Sección SIII de la figura IV.41 para el caso en que se tiene una celda del conjunto A del MFV1 completamente sombreadas más una celda del conjunto B del MFV1 con sombreado parcial además de 80 celdas sin sombrear: 20 que integran al conjunto C del MFV1 y 60 celdas del MFV2.**

PAEL	SIN SOMBRA		CASO 100 S <sub>s</sub> AM1; 0% S <sub>s</sub> EN CM1, AM2, BM2 Y CM2									
			0BM1		25BM1		50BM1		75BM1		100BM1	
	G=908.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =66.1 °C	STC	G=735.29 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =61.11 °C	STC	G=839.71 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =58.33 °C	STC	G=850.80 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =58.33 °C	STC	G=804.42 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =61.66 °C	STC	G=631.63/ 830 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =56.66/61, 11 °C	STC
<b>P<sub>M</sub></b>	355.0	499.9	254.3	427.9	219.8	318.1	222.3	317.5	225.24	347.7	173.25/222.4	329.8
<b>V<sub>CA</sub></b>	64.9	75.7	65.7	75.1	65.7	74.3	65.7	74.3	65.8	75.4	65.7/64.7	73.8
<b>V<sub>MP</sub></b>	49.9	60.2	43.6	53.0	33.7	39.7	33.5	39.4	32.39	40.0	35/35.9	42.7
<b>I<sub>CC</sub></b>	7.7	8.3	6.4	8.5	7.0	8.2	7.1	8.2	7.2	8.8	5.4/7.1	8.4
<b>I<sub>MP</sub></b>	7.1	7.6	5.8	7.7	6.5	8.0	6.6	8.1	6.96	8.7	4.95/6.2	7.7

Los valores en color azul corresponden a aquellos que captura el software del trazador de curvas identificándolos respectivamente, y exceptuando para el caso de 100% de sombreado todos ellos son similares. Si tomamos el valor promedio de P<sub>M</sub> normalizado hacia STC en cada caso (columnas STC), se tiene lo siguiente para la combinación en serie de los 2 módulos:

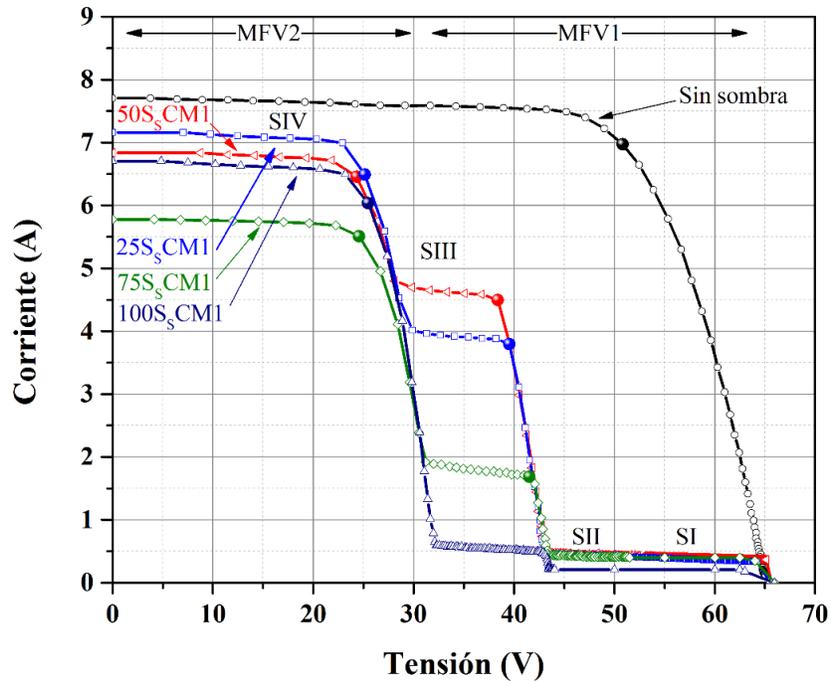
a) Módulos sin celdas sombreada.- La potencia máxima (P<sub>M</sub>) que se genera para la combinación serie sin celdas sombreadas es de 499.9 W.

b) MFV1 con una celda completamente sombreada del conjunto A, las restantes celdas del conjunto B y C del MFV1 además de las celdas del conjunto A, B y C del MFV2 sin sombrear.- La potencia máxima (P<sub>M</sub>) que se produce es de 427.9 W presentándose una pérdida del orden del 15% con respecto al inciso a).

c) MFV1 con una celda del conjunto A completamente sombreada y una celda del conjunto B con sombreado parcial, las restantes celdas del conjunto C del MFV1 igualmente las celdas del conjunto A, B y C del MFV2 sin sombrear.- Sin importar que el sombreado sea una porción o el 100% de su superficie produce una perdida en la potencia máxima (P<sub>M</sub>) del orden de 34.3% respecto del inciso a) (potencia P<sub>M</sub> promedio de 328.3 W).

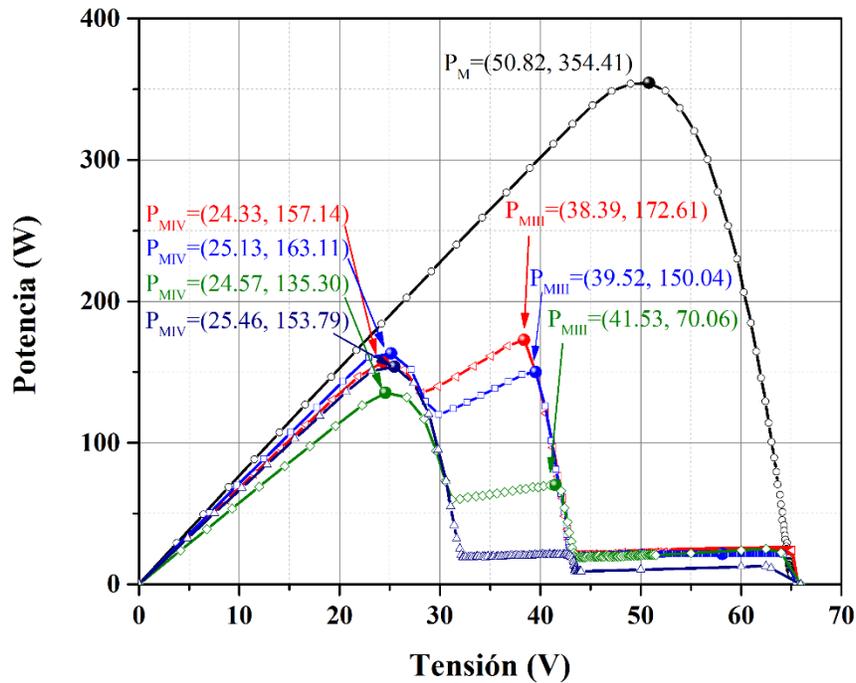
### 3) Sombreado total en dos celdas y parcial en otra de uno de los dos módulos

El experimento consistió en sombrear completamente una celda del conjunto A y B además de sombrear parcialmente una celda del conjunto C en porciones de 25%, 50%, 75% y 100% correspondientes al MFV1; todas las celdas del MFV2 están sin sombrear. Para cada sombreado parcial, se midieron las curvas I-V y se graficó el comportamiento I-V y P-V. Las figuras IV.43 y IV.44 muestran dicho comportamiento.



**Figura IV.71:** Comportamiento I-V de la conexión en serie de 2 MFV'S con las siguientes condiciones de sombreado: Una celda del conjunto A y del conjunto B del MFV1 100% sombreada, una celda del conjunto C del módulo MFV1 con los sombreados parciales; y ninguna de las celdas del conjunto A, B y C del MFV2, sin sombrear.

Como en el caso anterior la celda sombreada produce distorsiones en la curva I-V haciendo que la corriente caiga hasta un valor de corriente virtual proporcional al área sombreada, valores que se observan en la zona marcada como Sección III. Los escalones que se muestran indican la influencia de esa celda sombreada sobre la curva I-V; y a la derecha del punto marcado está la influencia de las celdas completamente sombreadas. Como en el caso anterior las características eléctricas que capturo el trazador de curvas corresponde a la contribución de los conjuntos de celdas sin sombrear.



**Figura IV.72: Comportamiento de la potencia con respecto a la tensión para 2 MFV'S en serie con las condiciones de sombreado antes descritas.**

El comportamiento de la figura IV.44 muestra que en la Sección III, la curva P-V correspondiente al 25% de sombreado de la celda, presenta un valor máximo más grande que aquellos que corresponden a la contribución de las celdas sin sombreado de los conjuntos A, B y C del MFV2 (puntos máximos de la Sección IV de la figura IV.44). En consecuencia un seguidor de máxima potencia en este caso tomará dicho punto en lugar de aquellos de la Sección IV.

Usando los datos obtenidos por el software del trazador, para cada caso se identificaron los parámetros eléctricos de interés en el comportamiento fotovoltaico. Los valores correspondientes a la Sección IV que corresponden al conjunto A, B y C del MFV2 que están sin sombreado y que contribuyen a la generación se presentan en la tabla IV.28. Así mismo, se proporcionan los valores bajo condiciones STC obtenidos a partir del traslado de los valores medidos usando las ecuaciones correspondientes.

**Tabla IV.28: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V de la Sección SIV de la figura IV.43 de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo las celdas del conjunto A y B del MFV1 completamente sombreadas, una celda del conjunto C del MFV1 con sombreados parciales, y el MFV2 sin celdas sombreadas. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones.**

PAEL	SIN SOMBRA		CASO 100 S <sub>s</sub> AM1, BM1; 0% S <sub>s</sub> EN AM2, BM2 Y CM2									
			0CM1		25CM1		50CM1		75CM1		100CM1	
	G=908.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =66.1 °C	STC	G=631.63 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =56.66 °C	STC	G=822.51 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =60 °C	STC	G=846.28 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =61.11 °C	STC	G=692.99 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =58.33 °C	STC	G=802.36 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =60.55 °C	STC
<b>P<sub>M</sub></b>	355.0	499.9	173.25	329.8	157.1	234.6	163.1	238.5	135.3	237.3	153.8	236.3
<b>V<sub>CA</sub></b>	64.9	75.7	65.7	73.8	66	75.12	66	75.5	66	74.7	66	75.3
<b>V<sub>MP</sub></b>	49.9	60.2	35	42.7	24.3	28.9	25.1	30	24.6	29.8	25.5	30.6
<b>I<sub>CC</sub></b>	7.7	8.3	5.4	8.4	6.8	8.1	7.2	8.3	5.8	8.2	6.7	8.17
<b>I<sub>MP</sub></b>	7.1	7.6	4.95	7.7	6.5	8.1	6.5	7.95	5.5	8	6.0	7.7

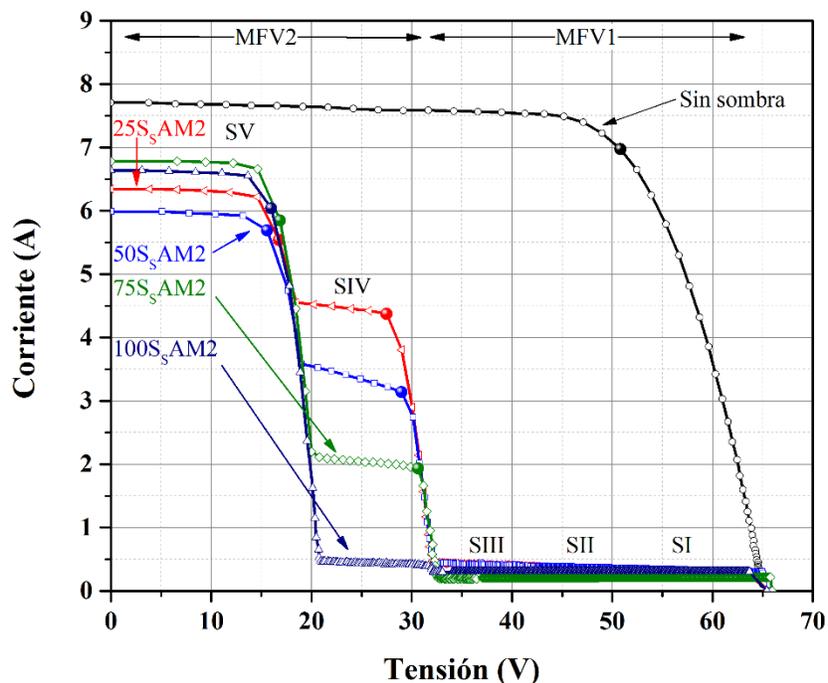
Se puede observar que en los 4 casos de sombreado controlado los valores de los parámetros eléctricos trasladados a STC son prácticamente iguales, corroborando así que ellos corresponden a la contribución de las celdas del conjunto A, B y C del MFV2 a la generación fotovoltaica. Si se considera el valor promedio de las P<sub>M</sub> de cada caso que resulta ser de 236.7 W y se compara con la P<sub>M</sub> de la combinación serie sin celdas sombreadas, cuyo valor es de 499.9 W, se encuentra que el efecto de sombrear una celda del conjunto C, bajo dichas condiciones, ya sea una porción pequeña o el 100% de la celda, ocasiona una pérdida del 52.7%.

#### IV.8.2 Un módulo completamente sombreado y sombras parciales en el otro módulo

Los siguientes casos son los analizados para un módulo completamente sombreado en una celda de cada grupo perteneciente a 20 celdas así mismo el otro módulo está con sombreados parciales de 25%, 50%,75% y 100% en una celda de los 3 grupos correspondientes a un diodo de paso por cada 20 celdas.

##### 1) El MFV1 está completamente sombreado y se tiene una celda del conjunto A del MFV2 parcialmente sombreada y las demás celdas del conjunto B y C sin sombrear.

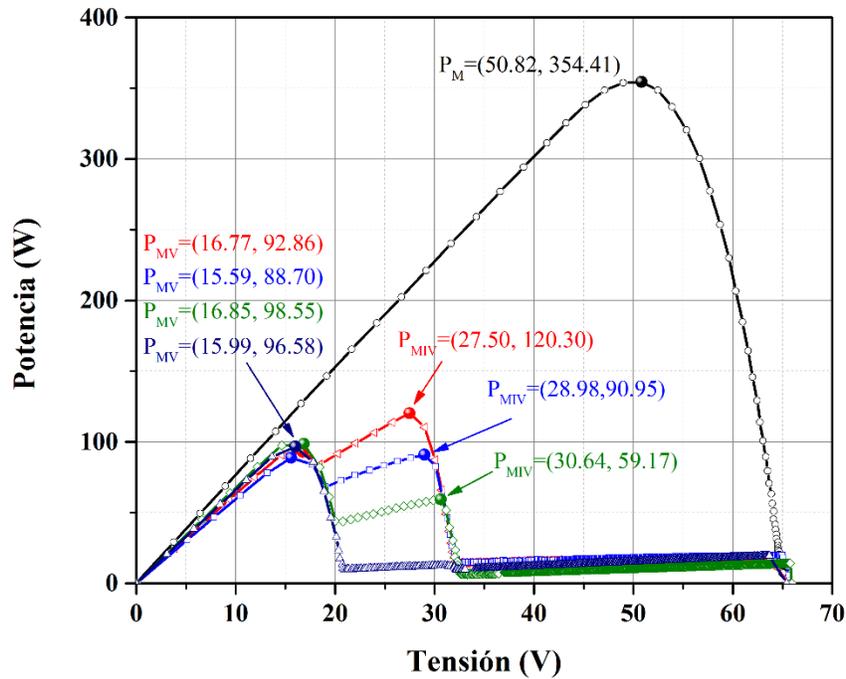
Como en los casos anteriores, se eligió una celda del conjunto A del MFV2 y se le sujetó a sombreados controlados del 25%, 50%, 75% y 100% de superficie. En cada caso se midió el comportamiento I-V con un trazador de curvas y con los datos obtenidos se calculó la potencia. Los valores de corriente y potencia se graficaron para estudiar el efecto de los sombreados. Las figuras IV.45 y IV.46 muestran el comportamiento I-V y P-V para cada caso.



**Figura IV.73: Comportamiento I-V para la combinación serie de 2 MFV'S en donde uno de ellos está totalmente sombreado y el otro tiene una celda del conjunto A con sombreados parciales.**

Como los casos anteriores de la figura IV.45 se pueden identificar 5 secciones en donde las secciones SI, SII y SIII corresponden a la contribución del MFV1 que está completamente sombreado, la Sección SIV corresponde al efecto del sombreado parcial sobre una celda del conjunto A del MFV2, y la Sección SV corresponde a la contribución de las 40 celdas sin sombrear (20 del conjunto B y conjunto C) del MFV2.

Tomando en consideración la figura IV.46, se puede notar que la curva P-V correspondiente para el caso del 25% y 50% de sombreado presenta un punto máximo ( $P_M=120.3$  W y  $P_M=90.95$ , respectivamente) mayor que todos los demás, inclusive aquellos que corresponden a las celdas sin sombrear del conjunto B y C del MFV2; y en este caso especial, una carga eléctrica con seguidor de máxima potencia tomará este valor como la potencia de acoplamiento y debido al sombreado, se estará perdiendo una potencia cuya magnitud, se puede calcular, si dicho valor se traslada a las condiciones STC, lo que da una potencia 191.0 W y 152.0 W de los 499.9 W que genera la combinación serie de los 2 MFV'S, teniéndose una pérdida del 61.8%. y 69.6%.



**Figura IV.74:** Comportamiento de la potencia con respecto a la tensión para la combinación serie de 2 MFV'S con las condiciones de sombreado antes mencionadas.

Dado que se está analizando el efecto del sombreado sobre el comportamiento I-V de la combinación serie de 2 MFV'S, el cual se puede observar en la figura IV.45, para el caso de la Sección SV, la tabla IV.29 muestra los valores de los parámetros eléctricos extraídos del trazador junto con las condiciones de medición. Se agrega además, para fines comparativos, los parámetros eléctricos de la combinación serie de los 2 MFV'S sin celdas sombreadas y aquellos que corresponden al caso de la combinación serie con uno de ellos totalmente sombreado.

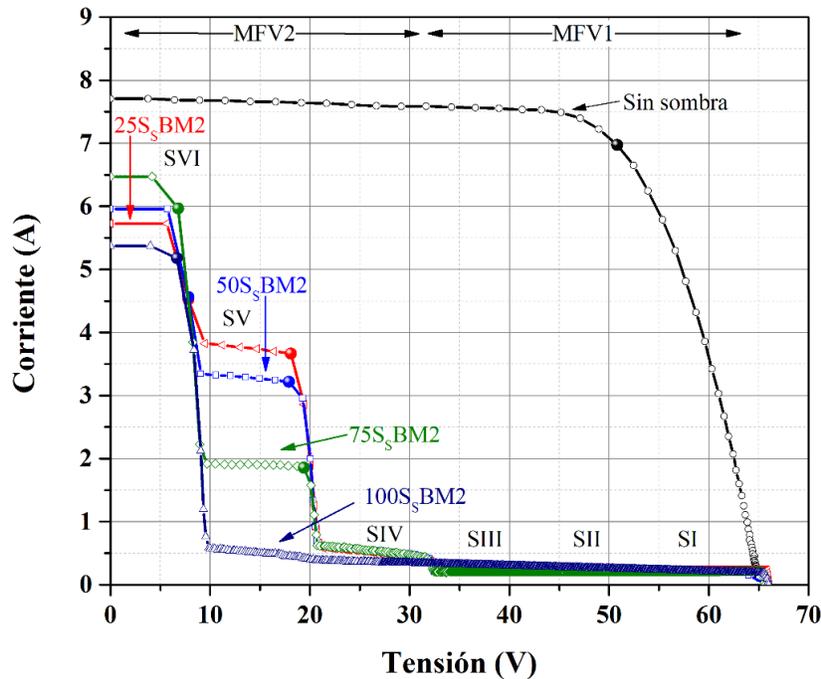
**Tabla IV.29: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V de la Sección SV en la figura IV.45 de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo el MFV1 completamente sombreado y una celda del conjunto A del MFV2 con sombreados parciales teniendo las celdas del conjunto B y C del MFV2 sin sombrear. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones.**

PAEL	SIN SOMBRA		CASO 100 S <sub>s</sub> AM1, BM1 Y CM1; 0% S <sub>s</sub> EN BM2 Y CM2									
			MFV1 SOMBREADO		25AM2		50AM2		75AM2		100AM2	
	G=908.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =66.1 °C	STC	G=802.36 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =60.55	STC	G=762.48 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =57.77 °C	STC	G=717.00 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =56.11 °C	STC	G=816.01 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =58.88 °C	STC	G=800.21 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =60.55 °C	STC
<b>P<sub>M</sub></b>	355.0	499.9	153.8	236.3	92.86	147.5	88.7	148.2	98.6	147.3	96.6	148.8
<b>V<sub>CA</sub></b>	64.9	75.7	66	75.3	65.6	74.0	65.8	73.8	66	74.8	65.4	75.6
<b>V<sub>MP</sub></b>	49.9	60.2	25.5	30.6	16.8	20	15.6	18.6	16.9	20.0	16	19.2
<b>I<sub>CC</sub></b>	7.7	8.3	6.7	8.1	6.34	8.1	6.0	8.2	6.8	8.2	6.6	8.1
<b>I<sub>MP</sub></b>	7.1	7.6	6.0	7.7	4.4	7.4	3.1	8	5.8	7.4	6.0	6.0

Se puede observar que en los 4 casos de sombreado controlado los valores de los parámetros eléctricos trasladados a STC para la Sección SV, son prácticamente iguales, corroborando así que ellos corresponden a la contribución de las celdas del conjunto B y C del MFV2 a la generación fotovoltaica. Si se considera el valor promedio de las P<sub>M</sub> de cada caso que resulta ser de 147.95 W y se compara con la P<sub>M</sub> de la combinación serie sin celdas sombreadas, cuyo valor es de 499.9 W, se encuentra que el efecto de sombrear una celda del conjunto A del MFV2 manteniendo al MFV1 completamente sombreado, bajo dichas condiciones, ya sea una porción pequeña o el 100% de la celda, ocasiona una pérdida del 70.4%.

**2) El MFV1 completamente sombreado, una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreado controlado y las celdas del conjunto C del MFV2 sin sombrear.**

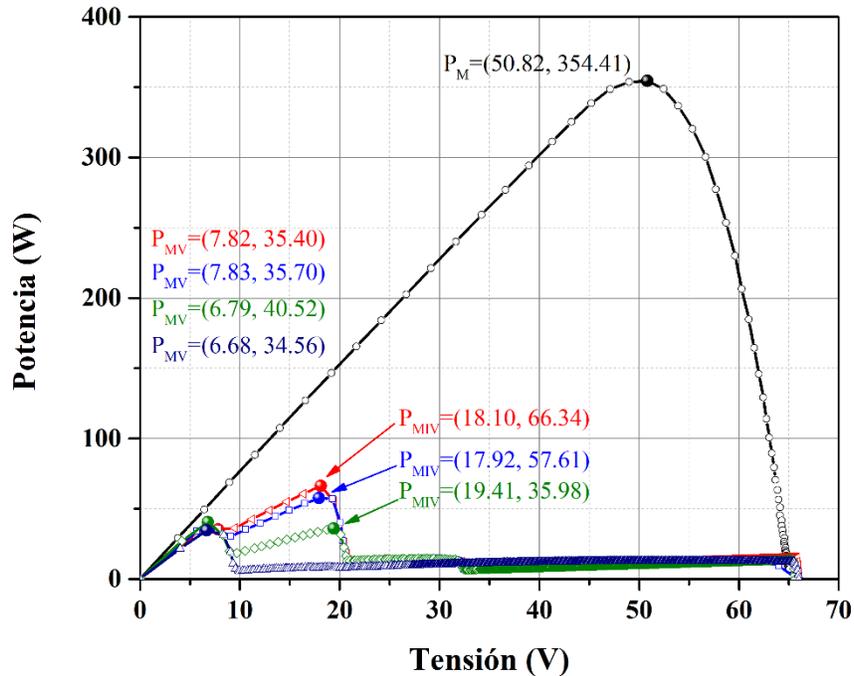
De la misma manera que en los casos anteriores se midió el comportamiento I-V con un trazador de curvas y para cada medición se calculó la potencia generada; y los datos obtenidos fueron graficados obteniéndose, en cada caso, las gráficas que se muestran en las figuras IV.47 y IV.48.



**Figura IV.75: Comportamiento I-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreado parcial y ninguna celda sombreada del conjunto C del MFV2.**

Como en los casos anteriores, las curvas de generación I-V que se muestran en la figura IV.47 se pueden seccionar, en este caso en 6 secciones. De la Sección SV a la Sección SI está la contribución a generación fotovoltaica de los conjuntos que tienen una celda completamente sombreada. En la Sección SV se observa los escalones típicos de disminución de la corriente derivando del sombreado parcial en las celdas del conjunto B del MFV2 (ver Sección SV). Y por último en la Sección SIV se observa la contribución de las celdas del conjunto C del MFV2 que permanecen sin sombrear.

La figura IV.48 muestra el comportamiento P-V de los efectos del sombreado en la combinación serie que se está analizando. Tomando en consideración la figura IV.48, se puede notar que la curva P-V correspondiente para el caso del 25% y 50% de sombreado presenta un punto máximo ( $P_M=66.3$  W y  $P_M=57.61$ ) mayor que todos los demás, inclusive aquellos que corresponden a las celdas sin sombrear del conjunto C del MFV2; y en este caso especial, una carga eléctrica con seguidor de máxima potencia tomará este valor como la potencia de acoplamiento y debido al sombreado, se estará perdiendo una potencia cuya magnitud, se puede calcular, si dicho valor se traslada a las condiciones STC, lo que da una potencia 133.0 W y 96.25 W de los 499.9 W que genera la combinación serie de los 2 MFV'S sin sombrear, teniéndose una pérdida del 73.4% y 80.75%, respectivamente.



**Figura IV.76: Comportamiento P-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreado parcial y ninguna celda sombreada del conjunto C del MFV2.**

Dado que se está analizando el efecto del sombreado sobre el comportamiento I-V de la combinación serie de 2 MFV'S, el cual se puede observar en la figura IV.47, para el caso de la Sección SVI, la tabla IV.30 muestra los valores de los parámetros eléctricos extraídos del trazador junto con las condiciones de medición. Se agrega además, para fines comparativos, los parámetros eléctricos de la combinación serie de los 2 MFV'S sin celdas sombreadas y aquellos que corresponden al caso de la combinación serie con uno de ellos totalmente sombreado más una celda del conjunto A totalmente sombreada.

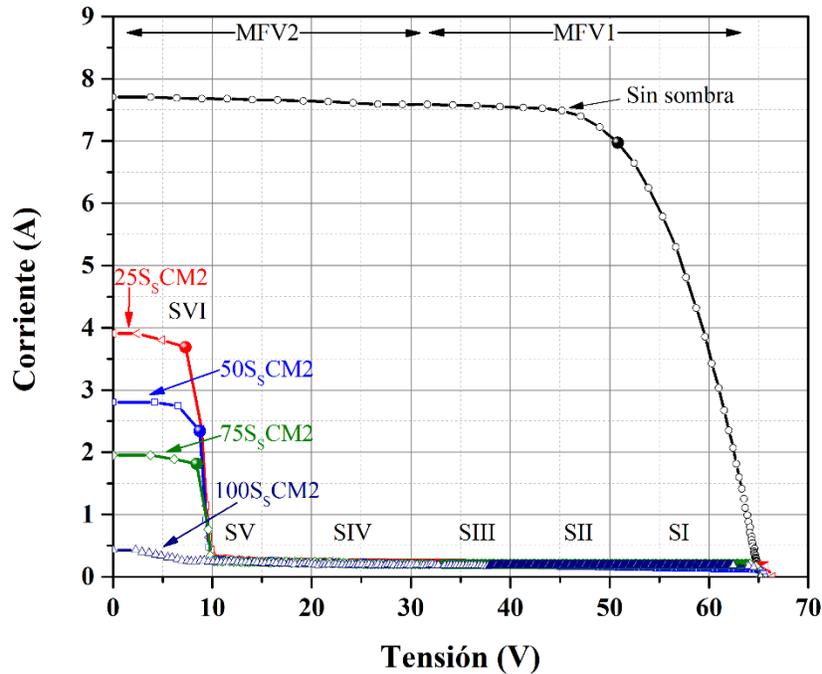
**Tabla IV.30: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V, que corresponden a la Sección SVI en la figura IV.47, de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo el MFV1 completamente sombreado y una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto B del MFV2 con sombreados parciales, teniendo las celdas del conjunto C del MFV2 sin sombrear. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones.**

PAEL	SIN SOMBRA		CASO 100 S <sub>s</sub> AM1, BM1, CM1 Y AM2; 0% S <sub>s</sub> EN CM2									
			0BM2		25BM2		50BM2		75BM2		100BM2	
	G=908.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =66.1 °C	STC	G=800.21 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =60.55 °C	STC	G=580.60 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =51.66 °C	STC	G=717.08 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =56.11 °C	STC	G=758.10 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =57.77 °C	STC	G=645.51 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =53.88 °C	STC
<b>P<sub>M</sub></b>	355.0	499.9	96.6	148.8	35.4	71.0	35.70	59.6	40.5	64.7	35.0	64.0
<b>V<sub>CA</sub></b>	64.9	75.7	65.4	75.6	66.1	72.9	65.8	73.8	66	74.5	66.0	73.4
<b>V<sub>MP</sub></b>	49.9	60.2	16	19.2	7.8	9.4	7.83	9.4	6.8	8.1	6.7	8.1
<b>I<sub>CC</sub></b>	7.7	8.3	6.6	8.1	5.7	9.7	6.0	8.2	6.5	8.4	5.4	8.2
<b>I<sub>MP</sub></b>	7.1	7.6	6.0	7.8	4.54	7.5	3.2	6.3	6.0	8.0	5.2	8

Dado las curvas I-V de la figura IV.47 en la Sección SVI están compuestas por a lo más por 5 puntos, no se puede identificar con certeza un punto máximo, sin embargo, el programa con el que se graficó el comportamiento P-V identifica puntos máximos los que fueron presentados en la tabla IV.30. De aquí que si no se considera la incertidumbre en la detección del punto de la máxima potencia, se puede decir que los valores obtenidos para la P<sub>M</sub>, al trasladarlos valores medidos hacia las condiciones STC, para la Sección SVI de los sombreados controlados, son prácticamente iguales (sin considerar el caso para el 25%). El promedio de estos valores es de 64.8 W que comparado con la P<sub>M</sub> de la combinación serie sin celdas sombreadas, cuyo valor es de 499.9 W, se encuentra que el efecto de sombrear todas las celdas del MFV1 mas una celda del conjunto A del MFV2 completamente sombreada y una celda del conjunto B del MFV2 con una sombra parcial pequeña o el 100% de sombreado de dicha celda, ocasiona una pérdida del 87.0%.

3) El MFV1 completamente sombreado, una celda tanto del conjunto A como del conjunto B del MFV2 completamente sombreadas y un sombreado parcial en una celda del conjunto C del MFV2.

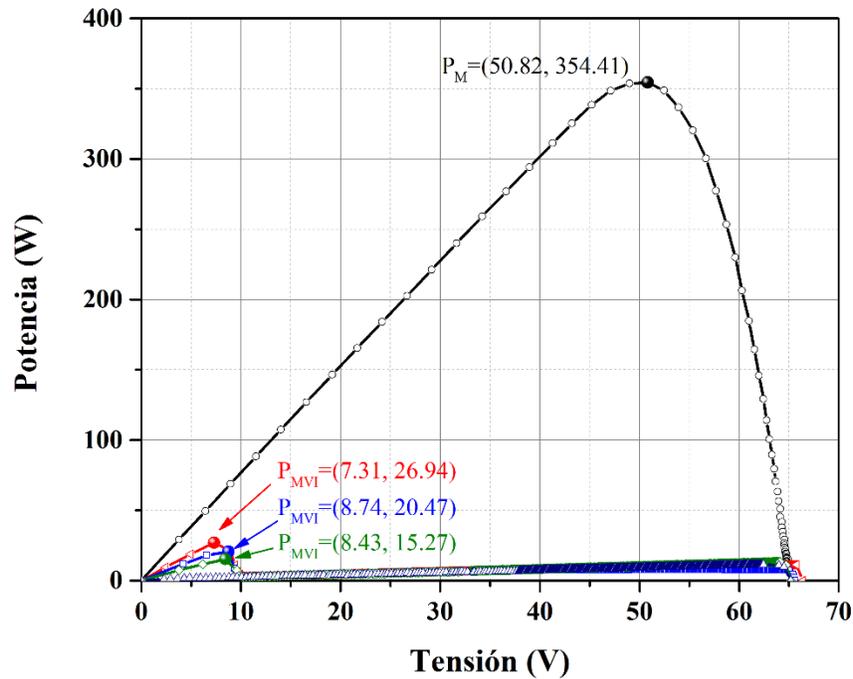
Repitiendo el mismo método experimental que en los casos anteriores, las gráficas I-V y P-V del comportamiento eléctrico obtenido se muestran en las figuras IV.49 y IV.50.



*Figura IV.77: Comportamiento I-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A y B del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto C del MFV2 con sombreado parcial.*

Como se mencionó anteriormente, las curvas de generación I-V que se muestran en la figura IV.49 se pueden considerar que están formadas por 6 secciones. De la Sección SV a la Sección SI está la contribución a la generación fotovoltaica de los conjuntos que tienen una celda completamente sombreada. En la Sección SVI se observa los escalones típicos de disminución de la corriente derivado del sombreado parcial en las celdas del conjunto C del MFV2 (ver Sección SVI).

La figura IV.50 muestra el comportamiento P-V de los efectos del sombreado en la combinación serie que se está analizando. Tomando en consideración la figura IV.50, se puede notar que la curva P-V correspondiente para el caso del 25% de sombreado presenta el valor máximo para la potencia generada, y esto es un resultado obvio si se considera que todas las demás celdas de los conjuntos B y C del MFV2 y todas las celdas del MFV1 están totalmente sombreadas, es decir, en comparación con los otros porcentajes de sombreado, el 25% da como resultado una área activa del 75% que es mayor para los otros casos. El valor medido para dicha potencia es de 26.9 W a las condiciones de una irradiancia  $G=586.13 \text{ W/m}^2$  y una  $T_C=51.66 \text{ }^\circ\text{C}$ . Si se traslada esta potencia a las condiciones estándares de prueba se tiene  $P_M=53.7 \text{ W}$ , que al compararse con la potencia máxima bajo las condiciones STC ( $P_{MSTC}=499.9$ ) se tiene una pérdida del 89.3%.



**Figura IV.78: Comportamiento P-V para el caso en que el MFV1 está completamente sombreado, una celda del conjunto A y B del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto C del MFV2 con sombreado parcial.**

Como se puede observar en la figura IV.50, el caso en que todas las celdas tanto del MFV1 como del MFV2 están totalmente sombreadas, la curva I-V que se midió para la combinación en serie no es una curva que yace sobre el eje horizontal, sino que se observa cierta contribución eléctrica derivada probablemente de que los 2 MFV'S no están en completamente en obscuridad, habiendo una penetración de radiación solar en ellos que no se pudo identificar, pero que quizá sea radiación difusa con longitudes en el cercano infrarrojo en donde el silicio presenta una buena respuesta espectral.

Por último, dado que se está analizando el efecto del sombreado sobre el comportamiento I-V de la combinación serie de 2 MFV'S, el cual se puede observar en la figura IV.49, para el caso de la Sección SVI, la tabla IV.31 muestra los valores de los parámetros eléctricos extraídos del trazador junto con las condiciones de medición. Se agrega además, para fines comparativos, los parámetros eléctricos de la combinación serie de los 2 MFV'S sin celdas sombreadas y aquellos que corresponden al caso de la combinación serie con un módulo de ellos totalmente sombreado más una celda del conjunto A y B totalmente sombreada.

**Tabla IV.31: Valores de los Parámetros Eléctricos (PAEL) del comportamiento I-V, que corresponden a la Sección SVI en la figura IV.49, de la combinación serie de 2 MFV'S manteniendo el MFV1 completamente sombreado y una celda del conjunto A y B del MFV2 completamente sombreada, una celda del conjunto C del MFV2 con sombreados parciales. Los valores en las columnas STC corresponden a los valores medidos trasladados a dichas condiciones.**

PAEL	SIN SOMBRA		CASO 100 S <sub>s</sub> AM1, BM1, CM1, AM2 y BM2									
			0CM2		25CM2		50CM2		75CM2		100CM2	
	G=908.4 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =66.1 °C	STC	G=645.51 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =53.88 °C	STC	G=586.13 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =51.66 °C	STC	G=647.97 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =55.55 °C	STC	G=752.70 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =59.44 °C	STC	G=797.12 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =59.44 °C	STC
<b>P<sub>M</sub></b>	355.0	499.9	35	64.0	27	53.7	20.47	37.7	15.3	24.9	11.34	17.4
<b>V<sub>CA</sub></b>	64.9	75.7	66	73.4	66.4	73.2	65.6	73.4	65.2	74.1	65.2	74.1
<b>V<sub>MP</sub></b>	49.9	60.2	6.7	8.1	7.3	8.8	8.7	10.5	8.4	10.1	62.4	74.5
<b>I<sub>CC</sub></b>	7.7	8.3	5.4	8.2	4.0	6.7	2.8	4.2	2.0	2.6	0.4	0.5
<b>I<sub>MP</sub></b>	7.1	7.6	5.2	8	3.7	6.1	2.34	3.6	1.8	2.5	0.2	0.23

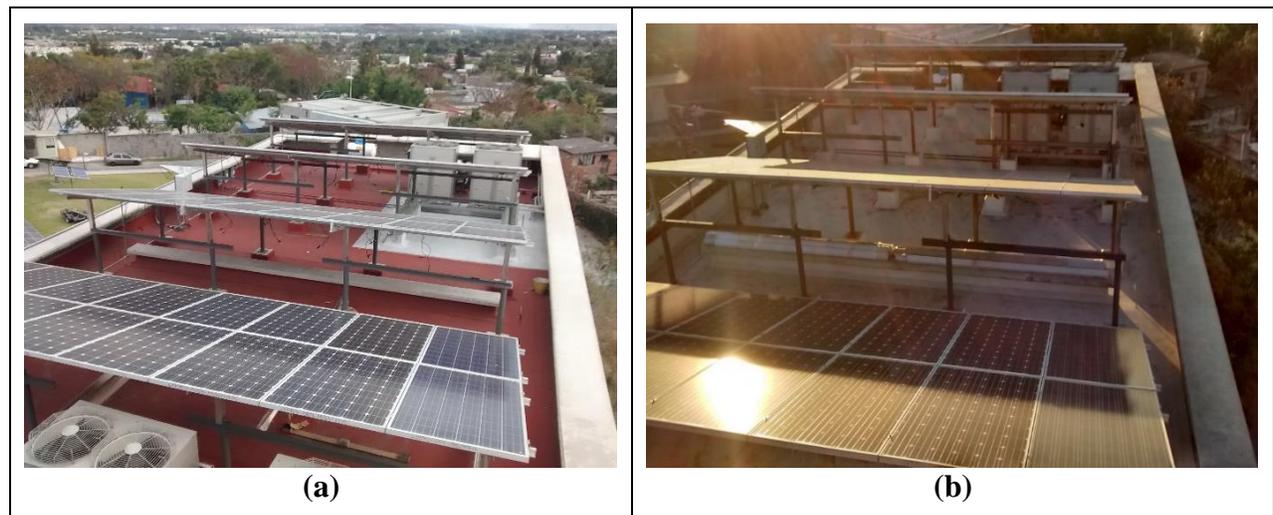
Dado las curvas I-V de la figura IV.49 en la Sección SVI están compuestas por a lo más por 5 puntos, no se puede identificar con certeza un punto máximo, sin embargo, el programa con el que se graficó el comportamiento P-V identifica puntos máximos los que fueron presentados en la tabla IV.31. De aquí que, si no se considera la incertidumbre en la detección del punto de la máxima potencia, se puede decir que los valores obtenidos para la P<sub>M</sub>, al trasladarlos hacia los valores de las condiciones STC, para la Sección SVI de los sombreados controlados, resultan ser valores relativamente pequeños comparado con el valor STC sin sombra. Para el caso del 100% de sombreado se tiene una potencia generada de 17.4 W que representa el 3.57% de P<sub>M</sub>(STC), representando una pérdida de potencia de 96.5%.

### IV.9 Cadena de 14 módulos en serie

Anteriormente se estudió el efecto de sombreado en una celda, en un MFV y en 2 MFV'S conectados en serie lo que trajo como resultados conclusiones que permiten explicar el comportamiento eléctrico de una CFV (2 o más módulos conectados en serie) cuando esta recibe la sombra que proyectan objetos cercanos a ella. En el edificio 3.1 del Instituto de Energías Renovables (IER) se tiene 2 sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica local (SFV-IR) de dicho edificio, uno en la sección Noroeste (de aquí en adelante se le llamará SFV-IN), y el otro en la sección Sureste (de aquí en adelante se le llamará SFV-IS). La figura IV.51 muestra dos fotografías del SFV-IN una en verano y la otra en invierno, mientras que la figura IV.52 muestra dos fotografías del SFV-IS una en verano y otra en invierno.



**Figura IV.79:** *Fotografías del arreglo fotovoltaico que corresponden al SFV-IN; a) Fotografía tomada en verano b) Fotografía tomada en invierno.*



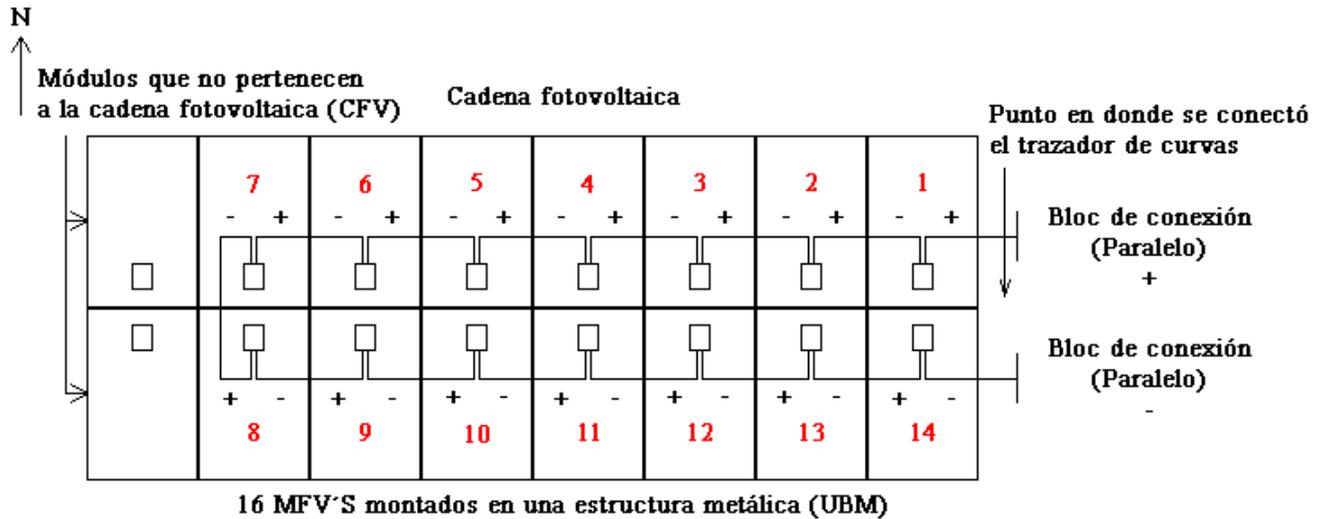
**Figura IV.80:** *Fotografías del arreglo fotovoltaico que corresponden al SFV-IS; a) Fotografía tomada en verano b) Fotografía tomada en invierno.*

Los arreglos fotovoltaicos para cada uno de los dos SFV-I, están conformados por 56 MFV'S de la marca Solartec, monocristales modelo S60MC-250 para el SFV-IS y policristales modelo S60PC-250 para el SFV-IN. Los 56 MFV'S están configurados eléctricamente como 14Sx4P, es decir, se tienen 4 CFV'S conectadas en paralelo, y cada CFV, formada por 14 módulos en serie, son responsables de proporcionar la tensión eléctrica de acoplamiento en el inversor. Las CFV'S están instaladas en una estructura metálica llamada Unidad Básica de Potencia (UBP), que considerando la potencia pico de cada MFV, que es  $P_P(\text{MFV})=250\text{W}$ , se tiene que cada cadena fotovoltaica (CFV) proporciona una potencia pico  $P_P(\text{CFV})=3.5\text{ kW}$ . En total al inversor llega una potencia pico ( $P_P$ ) del arreglo fotovoltaico (AFV) con un valor de  $P_P(\text{CFV})=14.0\text{ kW}$ .

Como se puede observar en las figura IV.51 y IV.52 en el invierno se tienen problemas de sombreado, y sobre todo en el sistema SFV-IN derivado del cubo del elevador que sobresale 3 m de altura respecto del nivel de la azotea del edificio, y arriba de la azotea del cubo de la escalera, se encuentran dos torres, la torre T1 con una altura de 9.45 m y la torre T2 con una altura de 2.5 m.

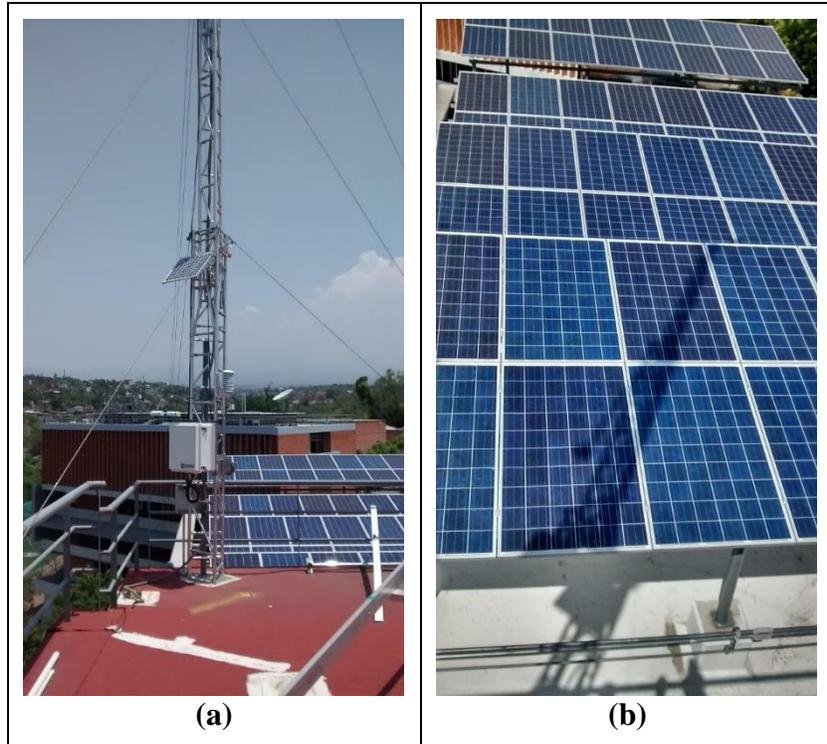
Además, dicha azotea tiene un barandal perimetral de un metro como medio de seguridad. Tanto dicha azotea además del barandal proyectan su sombra sobre las cadenas del SFV-IN durante los meses de noviembre, diciembre y enero, lo que ocasiona pérdidas en la potencia instantánea y energía.

Cada CFV se ha conectado eléctricamente como se muestra en la figura IV.53, en donde se observa en que módulos está el circuito de salida de la CFV hacia el punto donde el conductor positivo y negativo, de dicho circuito, se conectan en paralelo dentro de una caja llamada Caja de Combinación (CC). En dicha figura, se ha identificado en que sitio se ha realizado las mediciones I-V para medir el comportamiento de ellas bajo las condiciones de operación.



*Figura IV.81: Diagrama eléctrico que muestra la manera en que se conectaron los 14 MFV'S en serie en cada una de las unidades básicas de potencia.*

Por lo anterior se procedió a medir el comportamiento eléctrico de las CFV que se sombream durante dicho periodo. La figura IV.54 muestra dos fotografías en donde se observa una de las torres sin proyectar sombra (fotografía tomada el 5 mayo del 2016 a las 12:43 hrs verano) y la otra en donde se observa la proyección de su sombra sobre las CFV del sistema SFV-IN tomada el 4 de diciembre del año 2016 a las 12:01 hora local.



***Figura IV.82: Fotografías que muestran la sombra de una de las torres: En a) para verano el día 31 mayo del año 2016 a las 12:43 hora local (la sombra está cerca de su base); y b) Para el día 4 de diciembre del año 2016 a las 12:01 hora local (la sombra se proyecta sobre la CFV cercana al cubo del elevador).***

Los valores para los Parámetros Eléctricos (PAEL) tanto de los MFV'S y las CFV'S se presentan en la tabla IV.32, valores tomadas de la hoja de especificaciones de dichos productos reportados bajo las condiciones estándares de prueba  $G=1000 \text{ W/m}^2$  y  $T_c=25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

**Tabla IV.32: Parámetros eléctricos (PAEL) tanto de los módulos como de las cadenas fotovoltaicas que integran a los SFV-IN y SFV-IS.**

PAEL	SFV-IN		SFV-IS	
	MFV	CFV (14S)	MFV	CFV (14S)
<b>P<sub>P</sub> (W)</b>	250.0	3500.0	250.4	3505.6
<b>V<sub>CA</sub> (V)</b>	37.85	529.76	37.30	522.2
<b>V<sub>MP</sub> (V)</b>	30.12	421.4	30.5	427.0
<b>I<sub>CC</sub> (A)</b>	8.65	8.65	8.74	8.74
<b>I<sub>MP</sub> (A)</b>	8.3	8.3	8.21	8.21
<b>Eficiencia (%)</b>	15.29	-	15.39	-
<b>Coef Temp para I<sub>CC</sub> (<math>\alpha</math>)</b>	0.062 %/°C	-	0.024 %/°C	-
<b>Coef Temp para V<sub>CA</sub> (<math>\beta</math>)</b>	-0.33 %/°C	-	-0.369 %/°C	-
<b>Coef Temp para P<sub>M</sub> (<math>\gamma</math>)</b>	-0.45 %/°C	-	-0.516 %/°C	-

En invierno, las CFV'S del SFV-IN se sombrea durante el día con sombras que provienen de la pared del cubo de la escalera, del barandal de protección de su azotea y de las torres T1 y la T2. Estos objetos proyectan sombreados parciales variables que barren a las primeras cadenas del SFV-IN. Las sombras que proyectan los objetos son de forma geométrica irregular.

Por otro lado para el SFV-IS, se presentan sombras de las cadenas de enfrente hacia las de atrás en las primeras horas del día de 6-9 hrs. Es un sombreado parcial variable con una figura geométrica rectangular regular.

Se analizó el caso de sombras proyectadas sobre las cadenas para diferentes días, y dado que solo se busca analizar el efecto de sombreado se reportan 2 casos.

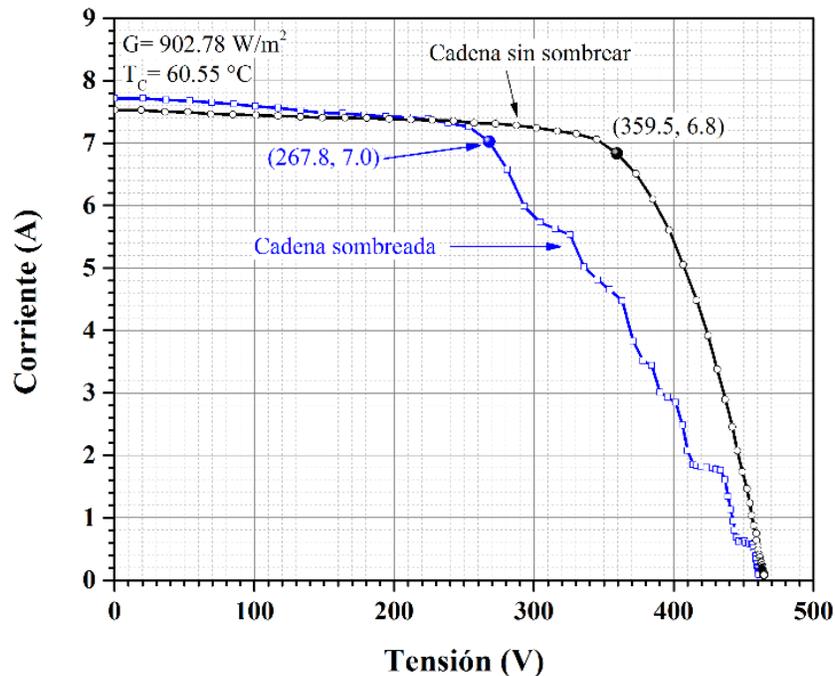
#### **IV.9.1. Sombras no simétricas**

El caso que se presenta corresponde al efecto de sombras que provienen de la T1 y T2 que se proyectaron sobre la primera CFV (numerada desde el cubo de la escalera hacia el fondo de la azotea) del SFV-IN a las 11:37 hora local del día 7 de diciembre del 2016 (últimos días del otoño). La figura IV.55 muestra 2 fotografías de MFV'S sombreados que pertenecen a la primera CFV: En a) la sombra de la T1 se proyecta sobre los módulos 7 y 8; mientras que en b) la sombra de la T2 se proyecta sobre los módulos 13 y 14 (ver la numeración en la figura IV.53). Es importante aclarar que el MFV que está al lado izquierdo del MFV 8 no pertenece a la CFV.



**Figura IV.83:** Primera cadena del SFV-IN con sombras que proyectan las torres T1 y T2.

Bajo estas condiciones de sombreado, se midió la curva I-V con un trazador de curvas descrito anteriormente conectando sus terminales de medición en el punto en donde empieza el circuito de salida de la CFV. La figura IV.56 muestra el comportamiento eléctrico I-V de la CFV con los módulos sombreados, y casi simultáneamente se midió la CFV 3 que no tenía sombras para tener un medio de comparar el efecto del sombreado.



**Figura IV.84:** Comportamiento I-V de la CFV sombreada, y de una CFV sin sombreadar medidas bajo las mismas condiciones.

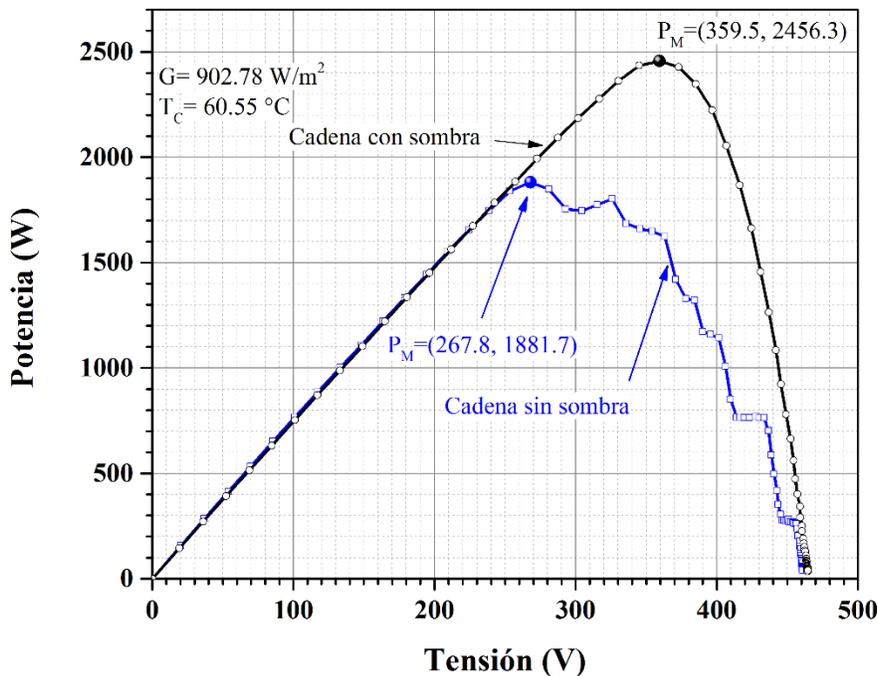
La figura IV.56 para el caso de la CFV con sombras, muestra distorsiones de la curva I-V de forma escalonada tal que, la altura de los escalones es proporcional a la sombra que cubre una o varias celdas de acuerdo a lo que se estableció en las secciones anteriores. De la figura IV.55 se observa que las sombras parciales abarcan, considerando la numeración asignada en la figura IV.53, los siguientes módulos: En el MFV 7, la sombra proyectada esta sobre las celdas del conjunto A, B y

C; en el MFV 8, la sombra se proyecta sobre las celdas del conjunto A y B; para el MFV 13, la sombra se proyecta sobre las celdas del conjunto B y C; y para el MFV 14, la sombra se proyecta sobre las celdas del conjunto A y B. En todos los casos, el sombreado es parcial, no opaca completamente las celdas, por lo cual los escalones no se muestran bien definidos pero son indicativos de la pérdida en corriente ocasionada por el sombreado parcial.

La figura IV.56 muestra las coordenadas que corresponden al punto de la máxima potencia obtenido mediante el software del trazador de curvas para el caso de la CFV sin sombrear y con sombras. Se observa que los puntos definidos en dichas graficas están distanciados con una diferencia de tensión eléctrica de  $\Delta V_{MP}=91.7\text{ V}$ , el cual es un valor muy grande para 2 cadenas que se conectan en paralelo. Lo anterior traerá como consecuencia que la CFV sin sombras, inyecte una corriente de retorno a la CFV con sombras, presentándose entonces el caso de un desacoplamiento eléctrico.

Como el SFV-IN está compuesto por 4 CFV'S conectadas en paralelo, las CFV'S sin sombrear tienen las mismas características eléctricas, así mismo van a inyectarle una corriente eléctrica a la CFV con sombras con una magnitud de 3 veces la corriente  $I_{MP}$  que generan ellas a una irradiancia (G) en el instante que se tiene el sombreado. Lo anterior hará que se dispare el dispositivo protector contra corriente de retorno que fue integrado en serie en el circuito de salida de cada CFV antes de la conexión de ellas en paralelo.

De los pares ordenados que forma la curva I-V obtenidos a través del software del trazador, se obtuvieron los valores de la potencia y se graficó el comportamiento en función de la tensión eléctrica. La figura IV.57 muestra el comportamiento P-V tanto de la cadena con sombras como de aquella que no tiene sombras.



**Figura IV.85: Comportamiento P-V de la CFV con sombra y de una CFV sin sombras.**

La figura IV.57 muestra los puntos de la máxima potencia  $P_M$  que capturó el trazador de curvas en el proceso de medición de las curvas I-V para el caso de una cadena con sombras y una cadena sin

sombras. La tabla IV.33 muestra los valores para los Parámetros Eléctricos (PAEL) sin sombrear prácticamente medidos a las mismas condiciones de operación.

**Tabla IV.33: Valores de los parámetros eléctricos para la cadena con sombra y sin sombra, igualmente se incluye las diferencias relativas entre ellos y las pérdidas en porcentaje.**

PAEL	SIN SOMBRA G=902.15 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =58.33 °C	CON SOMBRA G=902.78 W/m <sup>2</sup> T <sub>c</sub> =60.56 °C	DIFERENCIA DE VALORES (PÉRDIDAS)	PÉRDIDAS (%)
P <sub>MP</sub> (W)	2456.31	1881.65	574.66	23.40
V <sub>CA</sub> (V)	464.50	461.10	3.4	0.73
V <sub>MP</sub> (V)	359.47	267.82	91.65	25.50
I <sub>CC</sub> (A)	7.53	7.72	-0.19	-2.52
I <sub>MP</sub> (A)	6.83	7.03	-0.2	-2.93

De la tabla anterior se tiene que el efecto de sombreado hace que la tensión eléctrica en el punto de la máxima potencia disminuya notablemente con una pérdida del 25.5% que se ve reflejado en la potencia máxima con una pérdida del 23.4%. Además de las pérdidas, asociadas al sombreado en una cadena se tendrán pérdidas asociadas cuando esta se conecte en paralelo con las demás. Esto formará parte de estudios posteriores que abra que realizar y que permitan contabilizar la pérdida global en el AFV asociado al SFV.

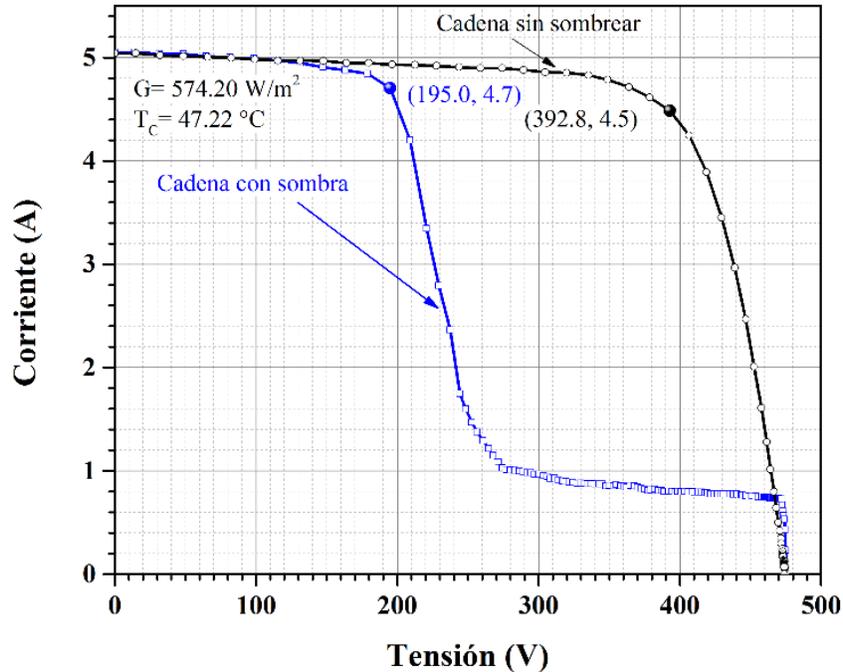
#### IV.9.2 Sombras simétricas

El caso que se presenta corresponde al efecto de sombras que provienen de la CFV 2 del lado sur que se proyectaron sobre la primera CFV (numerada desde el cubo de la escalera hacia el horno solar) del SFV-IS a las 9:28 hora local del día 15 de diciembre del 2016 (últimos días del otoño). La figura IV.58 muestra 2 fotografías de módulos sombreados que pertenecen a la primera CFV del ala sur: En a) se muestra la sombra sobre el MFV 14 y 13 de la CFV 2; y en b) la continuación de dicha sombra sobre los MFV'S 12 al 8 (ver la numeración en la figura IV.53). Es importante aclarar que el MFV que está al lado izquierdo del MFV 8 no pertenece a la CFV 1 sur.



**Figura IV.86: Primera cadena del SFV-IS con sombras que proyecta la CFV 2 sur.**

Bajo estas condiciones de sombreado, se midió la curva I-V con un trazador de curvas descrito anteriormente conectando sus terminales de medición en el punto en donde empieza el circuito de salida de la CFV. La figura IV.61 muestra el comportamiento eléctrico I-V de la cadena con los módulos sombreados, y casi simultáneamente se midió la CFV 4 que no tenía sombras para tener un medio de comparar el efecto del sombreado.



**Figura IV.87:** Comportamiento I-V de la CFV 1 sombreada, y de una CFV sin sombreada medidas casi a las mismas condiciones.

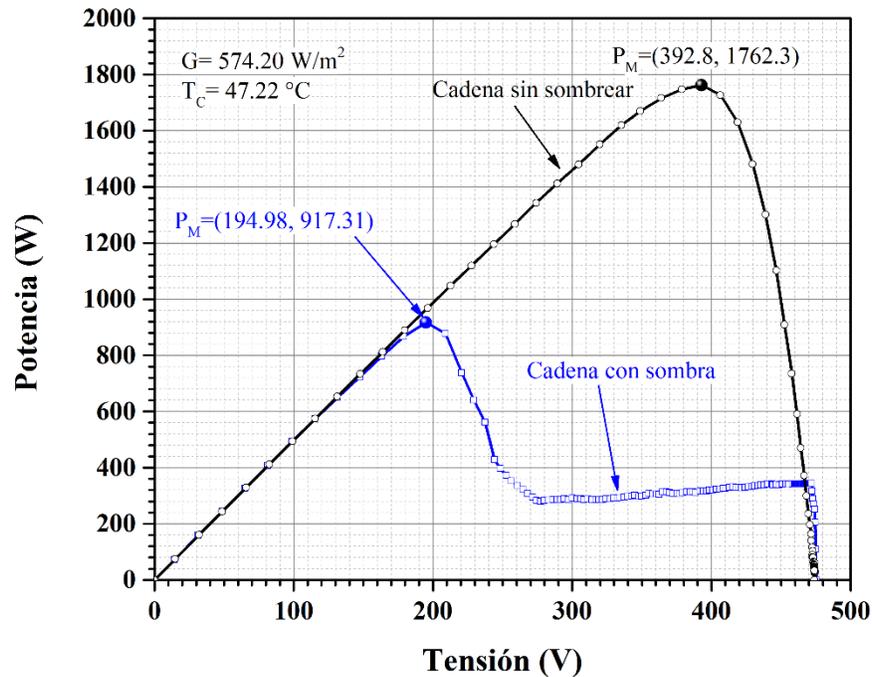
La figura IV.59 para el caso de la CFV con sombras, muestra distorsiones de la curva I-V de forma escalonada tal que, la altura de los escalones es proporcional a la sombra que cubre una o varias celdas de acuerdo a lo que se estableció en las secciones anteriores. De la figura IV.59 se observa que las sombras parciales abarcan, considerando la numeración asignada en la figura IV.53 los siguientes módulos: En el MFV 14, la sombra proyectada está sobre las celdas del conjunto A y B; en el MFV 13 hasta el MFV 8, la sombra se proyecta sobre las celdas del conjunto A, B y C. En todos los casos, el sombreado es parcial, atenuando la radiación de la fuente de energía igualmente con el paso del tiempo la sombra desciende en la CFV hasta quedar sin sombra.

La figura IV.60 muestra las coordenadas que corresponden al punto de la máxima potencia obtenido mediante el software del trazador de curvas para el caso de la CFV 1 del lado sur sin sombreado y con sombras. Se observa que los puntos definidos en dichas gráficas están distanciados con una diferencia de tensión eléctrica de  $\Delta V_{MP} = 197.8 \text{ V}$ , el cual es un valor muy grande para 2 cadenas que se conectan en paralelo. Lo anterior traerá como consecuencia que la CFV sin sombras, inyecte una corriente de retorno a la CFV con sombras, presentándose entonces el caso de un desacoplamiento eléctrico.

Como el SFV-IS está compuesto por 4 CFV'S conectadas en paralelo, en el caso en que las CFV'S estén sin sombreado; cada una de las cadenas tendrá las mismas características eléctricas, igualmente van a inyectarle una corriente eléctrica a la CFV con sombra con una magnitud de 3 veces la corriente  $I_{MP}$  que generan ellas a una irradiancia ( $G$ ) en el instante que se tiene el sombreado. Lo

anterior hará que se dispare el dispositivo protector contra corriente de retorno que fue integrado en serie en el circuito de salida de cada CFV antes de la conexión de ellas en paralelo.

De los pares ordenados que forma la curva I-V obtenidos a través del software del trazador, se obtuvieron los valores de la potencia y se graficó el comportamiento en función de la tensión eléctrica. La figura IV.60 muestra el comportamiento P-V tanto de la cadena con sombras como de aquella que no tiene sombras.



**Figura IV.88:** Comportamiento P-V de la CFV 1 sur con sombra y de la CFV 4 sin sombra casi a las mismas condiciones ambientales.

La figura IV.60 muestra los puntos de la máxima potencia  $P_M$  que capturó el trazador de curvas en el proceso de medición de las curvas I-V para el caso de una CFV con sombras y una CFV sin sombras. La tabla IV.34 muestra los valores para los Parámetros Eléctricos (PAEL) sin sombrear prácticamente medidos a las mismas condiciones de operación.

**Tabla IV.34:** Pérdidas por la sombra en la cadena.

PAEL	SIN SOMBRA $G=573.50 \text{ W/m}^2$ $T_c=45.55 \text{ }^\circ\text{C}$	CON SOMBRA $G=574.21 \text{ W/m}^2$ $T_c=47.22 \text{ }^\circ\text{C}$	DIFERENCIA DE VALORES (PÉRDIDAS)	PÉRDIDAS (%)
$P_{MP}$	1762.27	917.31	844.96	47.95
$V_{CA}$	474.0	475.15	-1.15	-0.24
$V_{MP}$	392.80	194.98	197.82	50.36
$I_{CC}$	5.04	5.05	-0.01	-0.20
$I_{MP}$	4.49	4.70	-0.21	-4.68

De la tabla anterior se tiene que el efecto de sombreado hace que la tensión eléctrica en el punto de la máxima potencia disminuya notablemente con una pérdida del 50.36% que se ve reflejado en la potencia máxima con una pérdida del 47.95%. Además de las pérdidas, asociadas al sombreado en una cadena, se tendrán pérdidas asociadas cuando esta se conecte en paralelo con las demás. Esto formará parte de estudios posteriores que habrá que realizar y que permitan contabilizar la pérdida global en el AFV asociado al SFV.

## IV.10 Conclusiones

### 1) Caso de una celda solar base.

Al analizar el comportamiento eléctrico I-V de la Celda Solar Base (CBS) de silicio policristalino bajo condiciones de obscuridad e iluminación se determinó lo siguiente:

a) Bajo condiciones de oscuridad, la celda solar presenta las características típicas de rectificación de una unión P-N con una corriente inversa de saturación  $I_O = 1.06 \times 10^{-4}$  A, que considerando la superficie total de la celda ( $239.6 \text{ cm}^2$ ) proporciona una densidad de corriente  $J_O = 4.4 \times 10^{-7}$  A/cm<sup>2</sup>; y un factor de idealidad para la unión de  $n=2.19$ ; valores reportados en la literatura para este tipo de celdas.

b) Bajo condiciones de iluminación, los parámetros eléctricos normalizados hacia las condiciones STC proporcionan una potencia pico  $P_P=3.4$  W con un  $V_{CA}=0.623$  V,  $I_{CC}=8.85$  A y una  $\eta=14.24\%$ .

Dicha celda se sombreó a un 50% de su área para que el equipo de medición tuviera la capacidad de medir la corriente eléctrica, y al resto de la celda sin sombrear se le llamo Celda Solar Unitaria (CSU). La superficie de la CSU fue sometida a un sombreado parcial cubriendo el 10% de su superficie incrementándose de 10 en 10 hasta cubrir el área total de ella, encontrándose lo siguiente:

La corriente de corto circuito ( $I_{CC}$ ) y la corriente que define la máxima potencia ( $I_{MP}$ ) disminuyen proporcionalmente hasta cero a través de las ecuaciones IV.6 y IV.7.

Con respecto a la potencia máxima ( $P_M$ ) que genera la celda ésta disminuye de forma proporcional con respecto al porcentaje de sombreado siguiendo la ecuación IV.8.

Las 3 relaciones lineales anteriores pueden generalizarse estableciendo que: cada vez que una celda solar se sombrear, en donde la superficie de la sombra cubre un porcentaje de su área, los parámetros anteriores decrecen proporcionalmente con el valor de la pendiente de cada relación lineal, siendo la ordenada al origen el valor del parámetro eléctrico que corresponda a toda la celda sin sombrear.

Con relación al  $V_{CA}$ , este decae conforme se incrementa la superficie sombreada en términos de la ecuación IV.9.

### 2) Caso de dos celdas conectadas en paralelo.

Para este estudio una de las celdas fue sometida a un sombreado parcial del 25% de su superficie y se incrementó el sombreado parcial de 25 en 25 hasta llegar al 100% de ella. Se determinó que la potencia máxima ( $P_M$ ) disminuye de acuerdo a la ecuación IV.13. La ordenada al origen representa la suma de las  $P_M$ 's de ambas celdas sin sombrear, y en este caso con una incertidumbre de  $\pm 0.159$  W, además la pendiente representa la pérdida de la potencia con respecto al porcentaje de superficie sombreada de la Celda 2.

Con respecto a la  $I_{CC}$  e  $I_{MP}$  también se tienen decrementos de forma lineal dados por la relaciones IV.14 y IV.15, respectivamente.

Con respecto al  $V_{CA}$  se determinó un ligero decremento en su valor al incrementarse la superficie sombreada derivado del decremento lineal en la  $I_{CC}$ .

### 3) Caso de dos celdas conectadas en serie.

Al sombrear una porción de superficie en una celda que está conectada en serie con otra celda, se determinó que tanto la  $I_{CC}$  como la  $I_{MP}$  disminuyen proporcionalmente a la superficie sombreada, ambas tendiendo a un valor de 0.0 A. Lo mismo se obtuvo para la potencia máxima generada, y la razón principal de este resultado es que, al no generar potencia eléctrica la celda sombreada se convierte en una resistencia de carga que consume la potencia que genera la celda sin sombrear. La potencia consumida en la celda sombreada hace que esta se caliente y se genere el fenómeno conocido como “punto caliente”.

### 4) Módulo de 36 celdas.

Al estudiar el efecto del sombreado sobre el comportamiento I-V en un módulo de 36 celdas el cual está integrado con 2 diodos de paso, un diodo por cada conjunto de 18 celdas conectadas en serie se encontró lo siguiente:

a) Al sombrear parcialmente una celda de cualquiera de los 2 conjuntos, la sombra producida ocasiona que la curva I-V se distorsione presentando 2 escalones ambos con una forma geométrica idéntica a la forma que tiene una curva I-V convencional. Si se considera que el módulo de 36 celdas genera un  $V_{CA}$  de 21.6 V, entonces 18 celdas generaran 10.8 V; y si se observa en donde se define el escalón sobre el eje de la tensión, resulta que dicha distorsión se presenta alrededor de 10.8 V. De la misma manera las dos curvas aparentes I-V, que se obtiene al sombrear parcialmente una celda de cualquiera de los 2 conjuntos, corresponde al conjunto de 18 celdas con una celda sombreada (la curva a la derecha de 10.8 V), y la otra corresponde al conjunto de 18 celdas sin sombrear (la curva a la izquierda de 10.8 V).

b) El comportamiento observado anteriormente se debe a los 2 diodos que están sirviendo como un camino de alivio o de paso que se activa cuando una celda del conjunto se sombrea en donde está ubicado el diodo.

c) La profundidad del escalón visto de izquierda a derecha (del eje de corrientes hacia la derecha) está relacionado con la pérdida de corriente que se obtiene por el efecto del sombreado parcial en la celda y su valor depende de la superficie de la sombra en la celda: A mayor área sombreada, mayor es la profundidad del escalón, a tal grado que si la celda se sombrea totalmente la curva aparente I-V a la derecha de 10.8 V desaparece.

d) Si se analiza la magnitud de la potencia máxima que genera el MFV con una celda con sombreado parcial, se concluye que ésta disminuye de manera proporcional a la superficie sombreada en la celda, independientemente si dicha celda está en uno u otro conjunto.

e) Lo más relevante de este estudio es que al considerar el concepto de potencia máxima del MFV con una celda solar totalmente sombreada se presentan pérdidas de potencia aproximadamente del 60%, aunque el valor esperado debe ser del 50% bajo condiciones STC. La magnitud de dicha potencia y energía están controladas por la superficie de sombreado en la celda. Las pérdidas son a las condiciones ambientales en el momento de la medición de la curva I-V.

f) Cuando una celda de cualquiera de los 2 conjuntos se sombrea completamente, la curva I-V obtenida corresponde al conjunto de las 18 celdas sin sombrear, y la otra de estas se sombrea parcialmente, la  $I_{CC}$  decrece proporcionalmente a la superficie sombreada, manteniendo casi al

mismo valor de  $V_{CA}$  y siguiendo el mismo comportamiento observado para el caso discutido anteriormente de una celda a la que se le somete a sombreados parciales.

g) Para el caso anterior se encontró que la  $P_M$  disminuye de manera proporcional al incremento de la superficie sombreada, siguiendo el mismo comportamiento observado para el caso discutido anteriormente de una celda individual a la que se le somete a sombreados parciales.

h) Se determinó que si dos celdas están completamente sombreadas, una de un conjunto de las 18 celdas y la otra del otro conjunto, la potencia generada por el módulo de 36 celdas es prácticamente nula.

i) Para el caso de sombreados parciales en cualquiera de las 2 celdas o en ambas, extraer la  $P_M$  del MFV con celdas sombreadas solo será posible si se dispone de un convertidor CD/CD que siga el punto de la máxima potencia de generación (Maximum Power Point Tracking), si no, la resistencia de la carga que se conecte al módulo, aun así tenga el valor óptimo de acoplamiento, no extraerá la máxima potencia.

### **5) Módulo de 60 celdas.**

Al estudiar el efecto del sombreado sobre el comportamiento I-V en un módulo de 60 celdas el cual está integrado con 3 diodos de paso, un diodo por cada conjunto de 20 celdas conectadas en serie presenta los siguientes cambios:

a) Al sombrear parcialmente una celda de cualquiera de los 3 conjuntos, la sombra producida ocasiona que la curva I-V se distorsione presentando 2 escalones ambos con una forma geométrica idéntica a la que tiene una curva I-V convencional. Si se considera que el MFV de 60 celdas genera un  $V_{CA}$  de 37.85 V bajo condiciones STC, entonces 20 celdas generaran 12.62 V. Si se observa en donde se define el primer escalón sobre el eje de la tensión (figura IV.28), prolongando la trayectoria de la curva hacia dicho eje, resulta que la intersección con el eje horizontal se realiza aproximadamente a 25.4 V valor que se le puede asignar al  $V_{CA}$  que produce 40 celdas conectadas en serie sin sombrear (refiriéndose al diagrama I-V de la figura IV.28 del eje vertical hacia la derecha la primera curva aparente I-V en este caso). Como resultado, las dos curvas aparentes I-V que se obtienen al sombrear parcialmente una celda en cualquiera de los 3 conjuntos, una corresponde al conjunto de 40 celdas conectadas en serie sin sombrear (el primer escalón del eje vertical hacia la derecha) y la otra que corresponde al conjunto de las 20 celdas con una celda con sombreado parcial (el segundo escalón).

b) El comportamiento observado anteriormente se debe a los 3 diodos que funcionan como un interruptor que se activa cuando una celda de cualquier conjunto se sombrea.

c) La profundidad del escalón visto del eje de corrientes hacia la derecha está relacionado con la pérdida de corriente que se obtiene por el efecto del sombreado parcial en la celda y su valor depende de la superficie de la sombra en la celda: A mayor área sombreada, mayor es la profundidad del escalón, a tal grado que si la celda se sombrea totalmente, la curva aparente I-V que corresponde a las 20 celdas con una celda completamente sombreada, desaparece.

d) Si se analiza la magnitud de la potencia máxima que genera el MFV con una celda con sombreado parcial, se concluye que ésta disminuye de manera proporcional a la superficie sombreada en la celda, independientemente si dicha celda está en uno u otro conjunto.

e) Lo más notable de este estudio es que, al considerar el concepto de potencia máxima generada por el MFV con una celda solar totalmente sombreada, se presentan pérdidas de potencia

aproximadamente del 40%, aunque el valor esperado debe ser de 33% por cada sección bajo condiciones STC. La magnitud de dicha potencia y energía están determinadas por la superficie de sombreado en la celda.

f) En el caso en que una celda de cualquiera de los tres conjuntos esté totalmente sombreada, hace que el comportamiento I-V del MFV de 60 celdas sea equivalente al comportamiento esperado I-V de un módulo de 40 celdas conectadas en serie con 2 diodos de paso, uno por cada 20 celdas. Así que, si una de estas celdas se sombrea parcialmente, el efecto de dicho sombreado sobre el comportamiento I-V será distorsionar la curva convencional apareciendo dos escalones, efecto que se ha obtenido bajo estas condiciones.

Considerando la observación anterior se puede concluir que si se tienen dos celdas con sombreados parciales, una perteneciendo a un conjunto de 20 celdas (un diodo de paso), la otra perteneciente al otro conjunto de 20 celdas (segundo diodo de paso) y el resto de las 20 celdas (tercer diodo de paso) sin sombrear, el comportamiento I-V esperado será una curva con tres escalones.

g) Cuando una celda de 2 conjuntos se sombrea completamente, el comportamiento I-V del MFV de 60 celdas es equivalente al comportamiento I-V esperado para un módulo de 20 celdas conectadas en serie (con un diodo de paso). Si una de estas celdas se sombrea parcialmente, el comportamiento I-V del módulo de 60 celdas (dos conjuntos de 20 celdas, cada uno de ellos con una celda completamente sombreada, y 20 celdas sin sombrear) se comporta como aquel encontrado para el caso de una celda individual con sombreado parcial, observándose el efecto de las 60 celdas en el valor del  $V_{CA}$  que casi permanece invariable para los tres conjuntos a las mismas condiciones ambientales.

h) Para el caso anterior se encontró que la  $P_M$  disminuye de manera proporcional al incremento de la superficie sombreada, siguiendo el mismo comportamiento observado para el caso discutido anteriormente de una celda individual a la que se le somete a sombreados parciales.

i) Se determinó que si tres celdas están completamente sombreadas, una por conjunto, la potencia generada por el MFV de 60 celdas es prácticamente nula.

j) Para el caso de sombreados parciales en cualquiera de las 3 celdas, extraer la  $P_M$  del MFV con celdas sombreadas solo será posible si se dispone de un convertidor CD/CD que siga el punto de la máxima potencia de generación (Maximum Power Point Tracking), si no, la resistencia de la carga que se conecte al módulo no extraerá la máxima potencia.

## **6) Dos módulos en serie.**

En el caso de 2 módulos en serie, los efectos del sombreado parcial sobre las características I-V son equivalentes a los comportamientos descritos anteriormente para un solo módulo, solo que en este caso se puede considerar un empaquetamiento con 120 celdas conectadas en serie y por cada 20 celdas un diodo de paso. Así que se puede concluir lo siguiente:

a) Si se sombrea parcialmente una celda de cada uno de los 6 conjuntos de 20 celdas se obtiene una distorsión de la curva convencional I-V que estará compuesta por 6 escalones, y la profundidad de cada escalón estará relacionada con la superficie sombreada en cada celda.

b) Ya que por cada 20 celdas (con un diodo de paso) se genera la parte proporcional de la potencia total bajo las condiciones STC, es decir, si el módulo es de 250 W pico y hay dos módulos conectados en serie como es en este caso, 20 celdas generan 83.3 W. Si una celda de cualquiera de

los 6 conjuntos se sombrea totalmente se pierde 83.3 W, y si es un sombreado parcial se perderá la parte proporcional que corresponda a la superficie sombreada sobre dicho valor.

### **7) Sombreado en cadena de 14 módulos en serie.**

La cadena estudiada, con una potencia pico de 3500 W bajo STC, estuvo constituida por 14 MFV'S en serie, cada módulo de 250 W con 60 celdas conectadas en serie, agrupadas en conjuntos de 20 celdas y un diodo de paso para cada conjunto, la cual se puede considerar como un empaquetamiento de 840 celdas conectadas en serie agrupadas en conjuntos de 20 por cada conjunto un diodo de paso. Como consecuencia de lo anterior, el sombreado parcial de una celda que pertenezca a un conjunto ocasiona una distorsión en la curva I-V convencional tal a los descritos anteriormente, es decir, por cada conjunto en donde haya una celda con sombreado parcial, ocasionará un escalón en la curva I-V. Si hay una sombra que abarque varios conjuntos sombreado parcialmente celdas, su efecto se observará sobre la curva I-V produciendo tantos escalones como celda-conjunto sombreada.

En el caso estudiado, el AFV tanto en la zona Norte como en la zona Sur, consta de 4 CFV'S conectadas en paralelo, cada cadena llegando a un block metálico en donde se conectan en paralelo, llegando todas ellas con una tensión eléctrica aproximada  $V_{MP}=360.0$  V bajo condiciones de operación ( $T_C=60.6$  °C).

La primera cadena del lado Norte recibe sombras irregulares que provienen de las torres T1 y T2 que están enfrente de ella. Esta sombra cubre parcialmente celdas ocasionando pérdidas en potencia muy grande, la que ha sido cuantificada en un 23.4%. Pero lo más problemático del efecto del sombreado se observa en el  $V_{MP}$  de la cadena la cual se reduce a un valor aproximado de 268 V, con una diferencia aproximada de 92 V con respecto a las otras 3 cadenas. El efecto global es un desacoplamiento en el block de paralelismo que ocasiona corrientes de retorno hacia dicha cadena, ocasionando además pérdidas de potencia mayores a la observada en la cadena sombreada.

Para el caso del arreglo en la zona Sur, la CFV 1 es sombreada por la CFV 2 con una sombra regular, de forma rectangular la cual se produce desde el amanecer hasta las 10 hrs, por causa de la orientación del edificio con respecto al Sur geográfico. La sombra cubre las celdas de la parte inferior de 7 módulos, la cual abarca hasta el 100% de estas celdas dependiendo del día y la temporada del año. En los días estudiados se encontró que estas sombras producen pérdidas en la potencia del orden de 48%; sin embargo, el mayor problema es la magnitud de la tensión de acoplamiento en el block de paralelismo que recibe a las 4 CFV'S: la cadena sombreada estará sujeta a corrientes de retorno que proviene de las otras cadenas sin sombreadar. En consecuencia este arreglo fotovoltaico tienen perdidas mayores al 48% que se tiene en la cadena sombreada.

## CONCLUSIONES GENERALES.

En el presente de este trabajo se ha realizado un estudio sistemático del efecto de sombreado sobre las características eléctricas de la tecnología fotovoltaica, fenómenos que son derivados de la superficie de captación de estas cuando son expuestas a la radiación luminosa.

En primer lugar es conveniente considerar que los resultados obtenidos así como su análisis está basado en el hecho de que la potencia de la radiación solar que se captura en un captador está dada como el producto de la irradiancia recibida por la superficie del captador, así que la hipótesis principal para el análisis de los efectos del sombreado se basa en el hecho de que, dada una irradiancia constante, la potencia de la radiación solar es directamente proporcional a la superficie de captación del captador.

Por otro lado, la corriente fotogenerada ( $I_L$ ) que se mide en una celda solar, independientemente de la tecnología, depende de la potencia de la radiación luminosa, y dado que el parámetro intrínseco de interés es la densidad de corriente ( $J_L$ ), se tiene como consecuencia que  $I_L$  dependerá de la superficie de captación. Así mismo, dado que el  $V_{CA}$  de una celda solar es función del logaritmo natural del cociente de la corriente fotogenerada ( $I_L$ ) entre la corriente inversa de saturación ( $I_0$ ), a menor corriente fotogenerada, menor es el  $V_{CA}$ .

Tomando en consideración lo anterior en el presente trabajo se llegan a las siguientes conclusiones generales:

a) Cuando una sombra cae sobre la superficie de una celda solar, o bien cuando un objeto esta sobre la superficie de una celda las características eléctricas de dicho dispositivo se ven afectados drásticamente en función del tamaño de la superficie de la sombra que este cubriendo a la superficie de la celda, determinándose que:

Los parámetros eléctricos  $I_{CC}$ ,  $I_L$  y  $P_M$  decrecen proporcionalmente respecto de la superficie sombreada desde su valor sin sombra hasta 0.

Lo anterior fue corroborado al analizar el comportamiento medido para dichos valores en función de la superficie sombreada mediante a un ajuste a una línea recta por el método de los mínimos cuadrados.

b) Para el caso en que se conectaron 2 celdas idénticas en serie, las características eléctricas de dicha de combinación son tales que tanto la  $I_{CC}$  como la  $I_{MP}$  permanecen invariables mientras que el  $V_{CA}$  como aquella para la máxima potencia tienen un valor que es el doble de aquellos de las celdas individuales. Sin embargo, cuando se sombrea una porción de superficie de cualquiera de estas 2 celdas, se determinó lo siguiente:

La  $P_M$  decrece proporcionalmente desde su valor que corresponde a la suma de las  $P_M$  de las 2 celdas hasta un valor que tiende a 0 con respecto al tamaño de la superficie sombreada que se ha variado desde un 0% hasta el 100% de sombra de la superficie de una celda, así se tenga la otra celda sin sombra. Este fenómeno se produce independientemente del número de celdas que estén conectadas en serie.

La corriente de la combinación serie decrece proporcionalmente con respecto a la superficie sombreada; y la diferencia entre la corriente que genera la celda sin sombreado y la corriente que genera la superficie iluminada de la celda que esta sombreada, debe de estar consumiéndose y disipándose en forma de calor en la superficie sombreada. Dicha potencia está determinada por el

$V_{MP}$  de la combinación serie y la corriente consumida. Esto es lo que da origen al fenómeno llamado “punto caliente”.

c) En el caso de dos celdas idénticas conectadas en paralelo, la celda sombreada presenta un decrecimiento en sus parámetros eléctricos  $P_M$ ,  $I_{CC}$  e  $I_{MP}$  de forma proporcional al tamaño de su superficie sombreada, los cuales hacen que los parámetros eléctricos para la combinación en paralelo de las dos celdas presente el mismo comportamiento, desde el valor que corresponde a la combinación en paralelo (como son dos celdas en paralelo, se debe tener dos veces el valor de  $P_M$ ,  $I_{CC}$  e  $I_{MP}$ ), hasta aquellos valores que corresponden a los de la celda sin sombrear. Por otra parte, en el punto en donde las celdas se conectan en paralelo, se produce un desacoplamiento dado que la celda con sombra genera menos tensión que la de sin sombra, trayendo como consecuencia de que si una de las celdas se sombrea totalmente, esta actuará como un sumidero, consumiendo corriente eléctrica.

Los fenómenos anteriores suelen suceder en los MFV'S los cuales generalmente se integran por la conexión en serie de un conjunto de celdas, y dado que existe siempre la probabilidad de que hayan sombras que se proyectan sobre las celdas solares de un MFV y que está latente la generación del fenómeno llamado “punto caliente” en celdas sombreadas, los fabricantes de este tipo de generadores fotovoltaicos incluyen en el empaquetamiento MFV un diodo de paso conectado en paralelo con la terminal positiva y negativa de un conjunto de celdas conectadas en serie, que para el caso de los módulos de silicio cristalino se tienen por cada 18 y hasta 24 celdas.

La inclusión de dichos dispositivos electrónicos en los MFV'S, además de evitar los puntos calientes, evitan que una celda sombreada provoque la pérdida de potencia generada.

En este trabajo se demostró que el sombreado controlado en una celda en un MFV de 36 celdas con dos diodos de paso (un diodo de paso por cada 18 celdas en serie) o en un MFV de 60 celdas con tres diodos de paso (un diodo de paso por cada 20 celdas conectadas en serie) hace que la potencia decrezca de manera proporcional a la superficie de sombra sobre una celda, tal que si se sombrea totalmente una sola celda, el MFV produce una potencia igual a aquella que corresponde a las que producen las celdas conectadas en serie, que tienen un diodo de paso en paralelo, en donde no hay alguna con sombra. Si son dos celdas completamente sombreadas, una en una conexión serie con un diodo de paso y la otra en otra conexión en serie con un diodo de paso, se tiene que: Si el modulo es de 36 celdas con un diodo de paso, la potencia generada es 0; y si el modulo es de 60 celdas, la potencia generada corresponde a aquella de las 20 celdas conectadas en serie que tienen un diodo de paso, y ninguna de ellas con sombra.

De esta fenomenología se puede inferir que cualquier tamaño de sombra que cubra una o más celdas de una conexión en serie de estas, en donde haya un diodo de paso, prácticamente hace que la potencia de este conjunto de celdas no participe en la potencia de salida del MFV.

Cuando dos de estos MFV, se conectan en serie se obtuvo un comportamiento similar al explicado anteriormente, y de esta fenomenología se puede inferir que varios MFV'S conectados en serie en donde uno de ellos (o más) se encuentren con celdas sombreadas, los efectos del sombreado se hacen patente en la potencia de salida de la conexión en serie a tal grado que la pueden disminuir hasta 0.

Considerando los resultados anteriores, los diseñadores de plantas fotovoltaicas conciben a estas en sitios en donde no haya obstáculos, que en el tránsito solar diario, proyecten sombras sobre los arreglos fotovoltaicos; sin embargo, un arreglo fotovoltaico puede recibir, de manera temporal, una sombra proveniente de una nube, o desechos de aves, que sombrea parcialmente las celdas,

trayendo como consecuencia pérdidas en la potencia y pérdidas en la tensión de generación. Lo anterior es de alto riesgo de falla en una planta fotovoltaica ya que, generalmente, estas están integradas por CFV'S conectadas en paralelo. Más de 3 CFV'S conectadas en paralelo, con una de ellas sombreada, hacen que las demás le inyecten a esta una corriente de retorno que puede quemar el MFV sombreado de dicha cadena.

El conocimiento de los efectos del sombreado en las plantas fotovoltaicas da la pauta a elaborar y establecer tanto especificaciones de diseño como procedimientos y rutinas de mantenimiento que minimicen las pérdidas de potencia y energía así como los riesgos de falla ocasionados por dicha fenomenología.

## **TRABAJOS FUTUROS.**

En los experimentos realizados en este trabajo se han encontrado nuevas incógnitas que son útiles e interesantes por determinar. La primera es la disipación de calor sobre una celda sombreada que pertenece a una serie de celdas que no tienen un diodo de paso. La segunda es la magnitud de la corriente que un conjunto de celdas o módulos conectados en paralelo pueden inyectar a una celda o modulo sombreado en dicha combinación. La tercera es analizar el efecto de sombreado de un MFV que pertenece a una CFV que está conectada en paralelo con otras CFV'S sobre su producción de potencia diaria y la energía generada.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Physics of Solar Cells. Peter Würfel. Wiley-VCH Verlag GmbH.2005.
- [2] Energía Solar Fotovoltaica. Oscar Perpiñán Lamigueiro. Diciembre del 2013.
- [3] <http://pveducation.org/pvcdrom/appendices>
- [4] Instituto de Energías Renovables (IER). Estación meteorológica.
- [5] Sistema de Información de datos Solarimétricos y Meteorológicos IER (SISMET-IER)
- [6] <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>
- [7] <https://doblevia.wordpress.com/2007/03/19/rumbo-y-azimut/>
- [8] <http://pensandoencienciasnaturales.blogspot.mx/2014/04/secuencia-didactica-la-tierra-y-el.html>
- [9] [https://maps.ngdc.noaa.gov/viewers/historical\\_declination/](https://maps.ngdc.noaa.gov/viewers/historical_declination/)
- [10] Photovoltaic Engineering Handbook. F. Lasnier and T. G. Ang. Editorial Adam Hilger. 1990.
- [11] Photovoltaic Systems Engineering. Roger A. Messenger and Jerry Ventre. Editorial CRC Press. 2010.
- [12] Fórmulas de Energía Solar Fotovoltaica. University of Navarra. Engineering school.
- [13] Tecnología fotovoltaica aplicada al bombeo de agua. Dr. Aarón Sánchez Juárez.
- [14] Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil. Tesis. Análisis matemático de un panel solar fotovoltaico de silicio. Jefferson Eusebio Cata Sánchez y Fulton Mijail Rodríguez Sócola. Mayo de 2015.
- [15] Solar Electricity Engineering of Photovoltaics Systems. E. Lorenzo. Universidad Politécnica de Madrid. 1994.
- [16] Solmetric PV Analyzer User´s guide.
- [17] Photovoltaic Energy Systems: Design and Installations. Matthew Buresch. Editorial Mc Graw Hill.1983.
- [18] Applied Photovoltaics. Stuart R. Wenham. Martin E. Green, Muriel E. Watt, Richard Corkish and Alistar Sproul. Editorial Earth Scan from Routledge. 2012.

# APÉNDICE A.



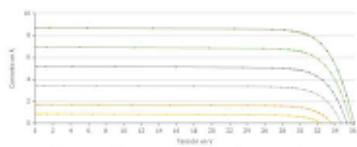
**Solartec**  
Energía Renovable

**POLICRISTALINO**  
**140 – 155 W SOLAR PANEL**  
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

### Especificaciones

Tipo de celda	Policristalina
Dimensiones de Celda	156 mm * 156 mm
Número de Celdas	6 (6 x 6)
Peso	11,5 Kg
Dimensiones de módulo	1480 mm x 670 mm x 35 mm
Cable	1000 mm fotovoltaico
Caja de Conexiones	IP65 / IP67
Número de diodos de derivación	2
Conectores	M4 Compatible
Hoja Trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado (35mm)
Clasificación de Plama	Clase C
Configuración de Empacado	30 piezas

### CURVA DE I-V



Características de corriente / Voltaje dependen de la irradiación y la temperatura del módulo

Voltaje máximo del sistema	1000 V	Valor máximo del fusible en serie	15 A
----------------------------	--------	-----------------------------------	------

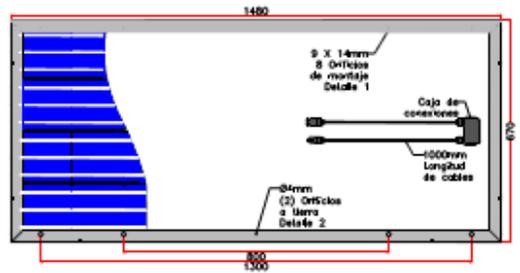
**Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino**

Modelo	S36PC-140		S36PC-145		S36PC-150		S36PC-155	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Condiciones de Medición								
Voltaje de circuito abierto (Voc)	21.40 V	17.12 V	21.60 V	17.28 V	21.80 V	17.44 V	22.00 V	17.60 V
Voltaje en el punto de máxima potencia (Vmp)	17.90 V	14.32 V	18.10 V	14.48 V	18.40 V	14.72 V	17.60 V	14.88 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.39 A	6.71 A	8.57 A	6.85 A	8.71 A	6.96 A	8.84 A	7.07 A
Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)	7.83 A	6.26 A	8.00 A	6.40 A	8.17 A	6.53 A	8.34 A	6.63 A
Potencia máxima (Pmax)	140 W	112 W	145 W	116 W	150 W	120 W	155 W	124 W
Eficiencia del módulo	14.11%		14.62%		15.12%		15.63%	

**Coefficientes de Temperatura**

de Isc (α)	+0.035% / °C	de Voc (β)	-0.351% / °C	de Pmax (γ)	-0.47% / °C
------------	--------------	------------	--------------	-------------	-------------

### Dimensiones



### Garantías

Los materiales que componen los paneles fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de la fabricación por un periodo de 10 años.

Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 25 años.

Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda [STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5; NOCT: 800W/m², 45 ±2°C, AM 1.5.]

Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada +3%.

### Marco de Aluminio



### Aplicaciones

- Integración estructural
- Plantas de energía solar
- Sistemas de bombeo solar
- Reducción de costos en energía

### Distribuido por



Contacto Carretera Libramiento Norte Km 4.6  
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo  
Irapuato, Gto. México CP 36826  
Tel. +52 (462) 635 9828

Solartec S.A.P.I. de C.V.  
info@solartec.mx



[www.solartec.mx](http://www.solartec.mx)

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso. PRECAUCIÓN: Lea el manual de usuario antes de utilizar el producto. 232016

Apéndice A.1: Ficha técnica del módulo de 36 celdas policristalino.

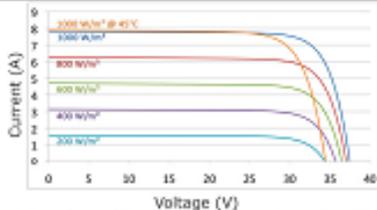
Página 199 de 206

## 225 - 250W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /  
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones	
Number of cells / Número de celdas	60 (6 x 10)
Module dimensions / Dimensiones del módulo	1640mm x 992mm
Weight / Peso	23.5 kg
Cable / Cable	90 cm long double XLPE layer, TÜV Certified, 4.0mm <sup>2</sup>
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction box with 6 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified.
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass
Frame / Marco	Aluminium (40 mm) or Without frame
Fire Rating / Clasificación de flama	Class C

IV Curve	
	
Current / voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature	
Maximum system voltage / Voltaje máximo del sistema	600 V
Maximum series fuse / Valor máximo del fusible en serie	15 A

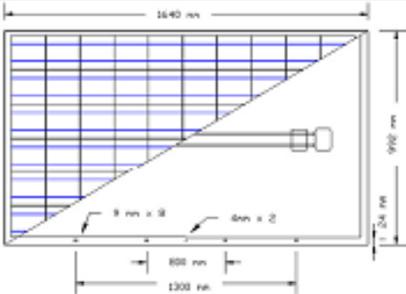
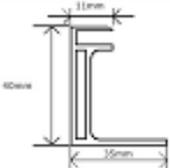
  

156mm Polycrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Policristalino										
Model / Modelo	S60PC-225		S60PC-230		S60PC-240		S60PC-245		S60PC-250	
Test Conditions / Condiciones de Medición	STC	NOCT								
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) / Voltaje de circuito abierto	37.00 V	34.10 V	37.17 V	34.30 V	37.51 V	34.60 V	37.68 V	34.80 V	37.85 V	35.00 V
Optimum operating voltage (V <sub>mpp</sub> ) / Voltaje en el punto de máxima potencia	29.12 V	27.10 V	29.32 V	27.40 V	29.72 V	28.10 V	29.92 V	28.30 V	30.12 V	28.60 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) / Corriente de cortocircuito	8.23 A	6.66 A	8.31 A	6.73 A	8.48 A	6.86 A	8.57 A	6.94 A	8.65 A	7.00 A
Optimum operating current (I <sub>mpp</sub> ) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.73 A	6.07 A	7.84 A	6.14 A	8.08 A	6.29 A	8.19 A	6.37 A	8.30 A	6.45 A
Maximum power (P <sub>max</sub> ) / Potencia máxima	225 W	164.4 W	230 W	168.2 W	240 W	176.5 W	245 W	180.4 W	250 W	184.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	13.76%		14.07%		14.68%		14.98%		15.29%	

Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura					
of I <sub>sc</sub> / de I <sub>sc</sub> (α)	+0.062% / °C	of V <sub>oc</sub> / de V <sub>oc</sub> (β)	-0.330% / °C	of P <sub>max</sub> / de P <sub>max</sub> (γ)	-0.45% / °C

Dimensions / Dimensiones	
	
Aluminium Frame / Marco de Aluminio	
	

Guarantees / Garantías	
Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 10 years. Los materiales que componen los módulos fotovoltaicos y los posibles defectos que se deben al proceso de fabricación por un periodo de 10 años.	
At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years. Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.	
At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 25 years. Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 25 años.	
Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (STC: 1000W/m <sup>2</sup> , 25°C, AM 1.5, NOCT: 800W/m <sup>2</sup> , 45+2°C, AM 1.5.) Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (STC: 1000W/m <sup>2</sup> , 25°C, AM 1.5, NOCT: 800W/m <sup>2</sup> , 45+2°C, AM 1.5.)	
The electric characteristics of each photovoltaic module are individually monitored leaving the results available to the customer. Warranted Tolerance +3%. Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada +3%.	

Applications / Aplicaciones	Distributed by / Distribuido por
Building Integration Integración arquitectural	
Solar Power kits and Plants Kits de energía solar	
Solar Pumping Systems Sistemas de bombeo solar	
Energy Bill Savings Reducción de costos en energía	

 	Contact / Contacto <b>Solartec S.A. de C.V.</b> info@solartec.mx	Carretera Libramiento Norte Km 4.6 Lote No. 9, Parque Industrial Apolo Irapuato, Gto. México CP 36826 Phone Number: +52 (462) 635 9828	
---	--	---	---

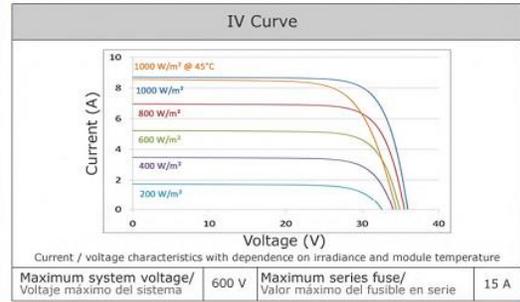
www.solartec.mx

## Apéndice A.2: Ficha técnica del módulo de 60 celdas policristalino.



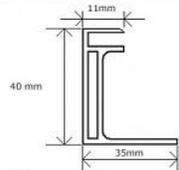
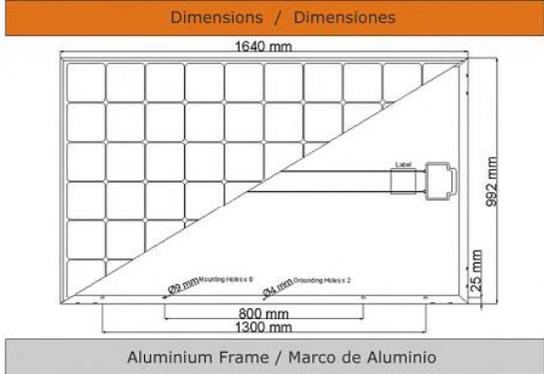
**245 - 265W SOLAR PANEL**  
EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /  
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL

Specifications / Especificaciones	
Number of cells / Numero de celdas	60 (6 x 10)
Module dimensions/ Dimensiones del módulo	1640mm x 992mm
Weight / Peso	20.5 kg
Cable / Cable	90 cm long double XLPE layer, TÜV Certified, 4.0mm <sup>2</sup>
Connection / Conexión	IP65 Type IV Junction box with 6 bypass diodes, MC4 Type Plug, TÜV Certified.
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Black/Blue TPT or Glass
Frame / Marco	Aluminium (40 mm) or Without frame
Fire Rating / Clasificación de flama	Class C



156mm Monocrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 156mm de Silicio Monocristalino										
Model / Modelo	S60MC-245		S60MC-250		S60MC-255		S60MC-260		S60MC-265	
	STC	NOCT								
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) / Voltaje de circuito abierto	37.74 V	34.90 V	37.92 V	35.10 V	38.10 V	35.30 V	38.28 V	35.50 V	38.46 V	35.7 V
Optimum operating voltage (V <sub>mpp</sub> ) / Voltaje en el punto de máxima potencia	30.76 V	28.20 V	30.96 V	28.50 V	31.16 V	29.00 V	31.36 V	29.50 V	31.56 V	30.00 V
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) / Corriente de cortocircuito	8.58 A	6.90 A	8.62 A	6.95 A	8.64 A	6.95 A	8.67 A	6.97 A	8.70 A	7.00 A
Optimum operating current (I <sub>mpp</sub> ) / Corriente en el punto de máxima potencia	7.96 A	6.31 A	8.07 A	6.36 A	8.18 A	6.41 A	8.29 A	6.46 A	8.40 A	6.52 A
Maximum power (P <sub>max</sub> ) / Potencia máxima	245 W	177.8 W	250 W	181.6 W	255 W	185.6 W	260 W	190.3 W	265 W	195.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	15.05%		15.37%		15.72%		16.08%		16.46%	

Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura					
of I <sub>sc</sub> / de I <sub>sc</sub> (α)	+0.036% / °C	of V <sub>oc</sub> / de V <sub>oc</sub> (β)	-0.346% / °C	of P <sub>max</sub> / de P <sub>max</sub> (γ)	-0.47% / °C



**Guarantees / Garantías**

Materials comprising photovoltaic modules and any possible defects due to the manufacturing process for 2 years.  
Los materiales que componen los módulos fotovoltaicos y los posibles defectos que se deban al proceso de fabricación por un periodo de 2 años.

At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years.  
Generación mínima del 90% de la potencia de salida nominal del módulo a los 10 años.

At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 20 years.  
Generación mínima del 80% de la potencia de salida nominal del módulo a los 20 años.

Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5. NOCT: 800W/m<sup>2</sup>, 45±2°C, AM 1.5.)  
Medido bajo condiciones de prueba estándar y bajo condiciones de temperatura de operación nominal de la celda (CPS: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5. TONC: 800W/m<sup>2</sup>, 45±2°C, AM 1.5.)

The electric characteristics of each photovoltaic module are individually monitored leaving the results available to the customer. Warranted Tolerance ±3%.  
Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son monitoreadas individualmente dejando los resultados a disposición del cliente. Tolerancia Garantizada ±3%.

**Applications / Aplicaciones**

- Building Integration / Integración estructural
- Solar Power Kits and Plants / Plantas de energía solar
- Solar Pumping Systems / Sistemas de bombeo solar
- Energy Bill Savings / Reducción de costos en su recibo de energía eléctrica



Contact / Contacto  
**Solartec S.A. de C.V.**  
info@solartec.mx

Carretera Libramiento Norte Km 4.6  
Lote No. 9, Parque Industrial Apolo  
Irapuato, Gto. México CP 36826  
Phone Number: +52 (462) 635 9828



*Apéndice A.3: Ficha técnica del módulo de 60 celdas monocristalino.*

# Oriel® Sol3A™ Class AAA Solar Simulators

## Power Supply

The Oriel regulated power supply incorporates over 40 years of experience in high voltage power supply design to provide constant electrical power to the xenon lamp. The power supply is CE compliant and features universal AC mains operation for use anywhere in the world. Lamp usage can be monitored in accumulated hours from the power supply, because it is important to replace the lamp at the end of its rated life to maintain the minimum 1 sun output and spectral characteristics. The lamp's output will significantly decrease and change spectrally with continued use beyond its rated life.

## Maintaining the Oriel Sol3A Solar Simulator

Oriel Sol3A Solar Simulators maintain Class AAA compliance during the rated "performance lifetime" of the lamp. When the lamp is replaced, the instrument should be realigned to maintain Class AAA compliance. Irradiance uniformity is the most difficult Class AAA requirement to meet and maintain. In order to facilitate the measurements and adjustments necessary to maintain Class A uniformity, the Newport uniformity measurement tool (SOL-UMT) can be used to perform an automated test after lamp alignment following installation or replacement. The use of this tool can significantly reduce the time and effort required to maintain the Sol3A Solar Simulator within Class AAA specifications.\* Please contact a Sales Engineer for details.

\* Note: the use of these tools does not constitute re-certification of the system to Class A standards. For re-certification the entire Sol3A solar simulator must be returned to the factory. We recommend purchasing replacement lamps and certification at the time of purchase of the source. Contact a Sales Engineer for details.

## CLASS AAA SOLAR SIMULATOR SPECIFICATIONS

Model	94023A	94043A	94063A	94083A	94123A
Illuminated Area	2x2 inch (51x51mm)	4x4 inch (102x102mm)	6x6 inch (152x152mm)	8x8 inch (203x203mm)	12x12 inch (203x203mm)
Collimation Angle	≤±4 °	≤±4 °	≤±3 °	≤±2 °	≤±1 °
Typical Power Output	100mW/cm <sup>2</sup> (1 Sun) ±20% Adjustable				
Uniformity <sup>1</sup>	≤2 %	≤2 %	≤2 %	≤2 %	≤2 %
Uniformity Classification	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)
Temporal Instability <sup>2</sup>	≤0.5% STI ≤2.0% LTI				
Temporal Instability Classification	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)
Spectral Match <sup>3</sup>	13.8% - 23.0% (400-500nm) 14.9% - 24.9% (500-600nm) 13.8% - 23.0% (600-700nm) 11.2% - 18.6% (700-800nm) 9.4% - 15.6% (800-900nm) 11.9% - 19.9% (900-1100nm)	13.8% - 23.0% (400-500nm) 14.9% - 24.9% (500-600nm) 13.8% - 23.0% (600-700nm) 11.2% - 18.6% (700-800nm) 9.4% - 15.6% (800-900nm) 11.9% - 19.9% (900-1100nm)	13.8% - 23.0% (400-500nm) 14.9% - 24.9% (500-600nm) 13.8% - 23.0% (600-700nm) 11.2% - 18.6% (700-800nm) 9.4% - 15.6% (800-900nm) 11.9% - 19.9% (900-1100nm)	13.8% - 23.0% (400-500nm) 14.9% - 24.9% (500-600nm) 13.8% - 23.0% (600-700nm) 11.2% - 18.6% (700-800nm) 9.4% - 15.6% (800-900nm) 11.9% - 19.9% (900-1100nm)	13.8% - 23.0% (400-500nm) 14.9% - 24.9% (500-600nm) 13.8% - 23.0% (600-700nm) 11.2% - 18.6% (700-800nm) 9.4% - 15.6% (800-900nm) 11.9% - 19.9% (900-1100nm)
Spectral Match Classification	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)	A (IEC 60904-9 2007) A (JIS C 8912) A (ASTM E927 - 05)
Working Distance	12 ±0.5 in.	4 ±0.5 in.	5 ±0.5 in.	15 ±0.5 in.	12.0 ± 0.5 in.
Lamp Power	450 W	450 W	1000 W	1600 W	1600 W
Input Power (Simulator)					
Line Regulation	0.01 %	0.01 %	0.01 %	0.01 %	0.01 %



A Newport Corporation Brand

150 Long Beach Blvd., Stratford, CT 06615, USA  
PHONE: 1-800-714-5393 FAX: 1-203-378-2457 EMAIL: oriel.sales@newport.com

[www.newport.com/oriel](http://www.newport.com/oriel)

**PHONE**  
Belgium +32-(0)800-11 257  
China +86-10-6267-0065  
France +33-(0)1-60-91-68-68  
Japan +81-3-3794-5511  
Taiwan +886-(0)2-2508-4977

**EMAIL**  
belgium@newport.com  
china@newport.com  
france@newport.com  
spectra-physics@splasers.co.jp  
sales@newport.com.tw

**PHONE**  
Irvine, CA, USA +1-800-222-6440  
Netherlands +31-(0)30 6592111  
United Kingdom +44-1235-432-710  
Germany / Austria / Switzerland +49-(0)6151-708-0

**EMAIL**  
sales@newport.com  
netherlands@newport.com  
uk@newport.com  
germany@newport.com

Newport Corporation, Irvine, California and Franklin, Massachusetts; Evry and Beaune-La-Rolande, France and Wuxi, China have all been certified compliant with ISO 9001 by the British Standards Institution. Santa Clara, California is DNV certified.

Newport Corporation, Global Headquarters  
1791 Deere Avenue, Irvine, CA 92606, USA

PHONE: 1-800-222-6440 1-949-863-3144  
EMAIL: sales@newport.com

Complete listings for all global office locations are available online at [www.newport.com/contact](http://www.newport.com/contact)

© 2009 Newport Corporation. All rights reserved. Oriel, Spectra-Physics, the Spectra-Physics logo and the Newport logo are registered trademarks of Newport Corporation. Sol3A is a trademark of Newport Corporation. DS-12082 (4/09)

Family of Brands – Corion® • New Focus™ • Oriel® Instruments • Richardson Gratings™ • Spectra-Physics®

## Apéndice A.4: Ficha técnica del simulador solar Oriel 3A.



## Light output

### Illumination

Long pulse and steady-state

### Test surface

0.4 m x 0.4 m up to any size

### Spectral match

0.75 - 1.25 class A per IEC 60904-9  
 AM1.5G intervals 400 nm - 1100 nm  
 Spectral match up to 1700 nm (optional)

### Spatial uniformity

± 2% class A per IEC 60904-9

### Temporal stability

± 2% class A per IEC 60904-9

### Light intensity

AM1.5G 1000 W/m<sup>2</sup>  
 AM0 1366 W/m<sup>2</sup> (optional)  
 Computer controlled dimming

### Lamp type

Patent pending gas lamps

### Minimum rated lamp life

1800 up to 9000 hours

## Electrical

### Mains connection

3 phase + N + PE, 16/32/64 A

### Mains voltage

3 x 400 V ± 15 %

### Mains frequency

45 Hz - 65 Hz

### Power consumption

4.2 kW/m<sup>2</sup>

### Connection compatibility

Worldwide (optional)

## Optional add-ons

IV characterization equipment

Solar thermal test equipment

Tilttable test table

Light monitoring equipment

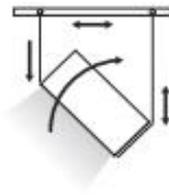
## Setup options



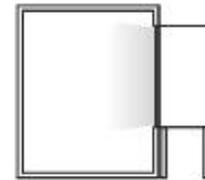
Standard frame



Flex frame



Roof suspension



Climate chamber

Eternal Sun B.V. | +31 15 744 0161 | sales@eternalsun.com  
 Molengraaffsingel 12-14 | 2629 JD Delft | The Netherlands  
 Copyright © 2012 Eternal Sun B.V. All rights reserved

## Appendix C - DS-1000 Technical Specifications

### Measurement Accuracy

#### PV Voltage Accuracy

Range	Error @ 25 C	Error 0-50 C	Resolution
1000 V	$\pm 0.4 \text{ V} (.4 \text{ V}) \pm 0.01\% (0.1\%)$	$\pm 0.4 \text{ V} (.4 \text{ V}) \pm 0.05\% (0.2\%)$	30 mV
100 V	$\pm 40 \text{ mV} (50 \text{ mV}) \pm 0.01\% (0.1\%)$	$\pm 40 \text{ mV} (80 \text{ mV}) \pm 0.05\% (0.2\%)$	3 mV
10 V	$\pm 4 \text{ mV} (17 \text{ mV}) \pm 0.01\% (0.1\%)$	$\pm 7 \text{ mV} (50 \text{ mV}) \pm 0.15\% (0.4\%)$	300 $\mu\text{V}$

#### PV Current Accuracy

Range	Error @ 25 C	Error 0-50 C	Resolution
100 A	$\pm 50 \text{ mA} (50 \text{ mA}) \pm 0.05\% (0.2\%)$	$\pm 50 \text{ mA} (50 \text{ mA}) \pm 0.1\% (0.2\%)$	3 mA
10 A	$\pm 5 \text{ mA} (5 \text{ mA}) \pm 0.05\% (0.2\%)$	$\pm 5 \text{ mA} (50 \text{ mA}) \pm 0.2\% (0.4\%)$	300 $\mu\text{A}$
1 A	$\pm 0.5 \text{ mA} (0.5 \text{ mA}) \pm 0.07\% (0.2\%)$	$\pm 0.5 \text{ mA} (0.5 \text{ mA}) \pm 0.35\% (0.9\%)$	30 $\mu\text{A}$

#### Irradiance and Aux Input Accuracy

Range	Error @ 25 C	Error 0-50 C	Resolution
5 V	$\pm 500 \text{ } \mu\text{V} (550 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.01\% (0.015\%)$	$\pm 500 \text{ } \mu\text{V} (800 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.05\% (0.1\%)$	150 $\mu\text{V}$
500 mV	$\pm 50 \text{ } \mu\text{V} (60 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.01\% (0.02\%)$	$\pm 50 \text{ } \mu\text{V} (120 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.05\% (0.1\%)$	15 $\mu\text{V}$
50 mV	$\pm 5 \text{ } \mu\text{V} (10 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.01\% (0.02\%)$	$\pm 5 \text{ } \mu\text{V} (70 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.05\% (0.1\%)$	1.5 $\mu\text{V}$
5 mV	$\pm 0.5 \text{ } \mu\text{V} (5 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.03\% (0.05\%)$	$\pm 1.1 \text{ } \mu\text{V} (60 \text{ } \mu\text{V}) \pm 0.05\% (0.1\%)$	0.15 $\mu\text{V}$

#### Temperature Accuracy

Error @ 25 C	Error 0-50 C
$\pm 1 \text{ C max}^*$	$\pm 2.5 \text{ C max}^*$

\*Does not include error of attached thermocouple.

Accuracy =  $\pm$  typ. absolute error (max. abs. error)  $\pm$  typ. % of reading error (max. % error)

*Apéndice A.6: Ficha técnica del trazador DAYSTAR-DS1000.*

# 11. Specification

## 11-1. MP-160 Specification

Table 11-1. MP-160 Specification

Characteristics	Details															
Input Voltage	300V (Max. 320V)															
Input Current	10A (Max. 11A)															
Input Power	300W (Max. 360W)															
Sweep Direction	Voc → Isc sweeping, Isc → Voc sweeping can be selected on the software. ※However, do not sweep in the "Isc → Voc" direction for the PV device which may be destroyed due to the reverse bias, such as dye-sensitized solar cell. (It may damage the PV device side.)															
Bias Function	<p>In order to measure the open circuit voltage [Voc] and short circuit current [Isc] accurately, the vertical and horizontal axis of voltage/current graph need to cross; thus bias voltage is applied. There are 2 types of bias voltage, sequential bias and reverse bias.</p> <p>Sequential Bias: +10~15% of voltage against Voc is applied. However, when the Voc is less than 0.6, only 1~1.2V is applied.</p> <p>Reverse Bias: When the sweeping direction is in "Voc→Isc" and the samplings of voltage were in negative field 9 times continuously, reverse bias voltage will not be applied lower than this point. It depends on the current value of the PV cell, and the voltage will be around -5V ~ -1V. If the sweeping direction is "Isc → Voc", the reverse bias is applied in the following condition:</p> <table border="1" data-bbox="857 1266 1382 1556"> <thead> <tr> <th>Setup Current Value I [A]</th> <th>Reverse Bias Voltage [V]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><math>I &lt; 2A</math></td> <td>-1.3V</td> </tr> <tr> <td><math>2A \leq I &lt; 3A</math></td> <td>-2.3V</td> </tr> <tr> <td><math>3A \leq I &lt; 4A</math></td> <td>-3.5V</td> </tr> <tr> <td><math>4A \leq I &lt; 5A</math></td> <td>-4.7V</td> </tr> <tr> <td rowspan="2"><math>5A \leq I</math></td> <td>Switch -6V side</td> <td>-6V</td> </tr> <tr> <td>Switch -9V side</td> <td>-9V</td> </tr> </tbody> </table> <p>※However, the voltage value has ±10~15% errors.</p>	Setup Current Value I [A]	Reverse Bias Voltage [V]	$I < 2A$	-1.3V	$2A \leq I < 3A$	-2.3V	$3A \leq I < 4A$	-3.5V	$4A \leq I < 5A$	-4.7V	$5A \leq I$	Switch -6V side	-6V	Switch -9V side	-9V
Setup Current Value I [A]	Reverse Bias Voltage [V]															
$I < 2A$	-1.3V															
$2A \leq I < 3A$	-2.3V															
$3A \leq I < 4A$	-3.5V															
$4A \leq I < 5A$	-4.7V															
$5A \leq I$	Switch -6V side	-6V														
	Switch -9V side	-9V														
Temperature Input	2 points (T-type thermocouple or K-type thermocouple can be selected on software. *Only Ch.1 can be used on mp160o.exe Outdoor version software; Ch. 2 is used for temperature switch.															
Irradiance Input	1 point ( 30mV)															
Light Intensity Input	1 point (300mV input) External shunt resistance if required) *Indoor version															
Accuracy	+/- 0.5%FS															

---

# PVA-600 Specifications

## *Electrical Specifications*

**Safety Rating: Measuring Category CATIII 600V.**

**Table 1. PVA-600 electrical specifications**

Parameter	Specification
Current Measurement Range <sup>1</sup>	0 to 20 A dc
Voltage Measurement Range (Voc)	20 to 600 V dc
Load Type	Capacitive (3 capacitance values, automatically selected)
Measurement Sweep Time <sup>2</sup>	50 ms to 240 ms
Measurement Points per Trace (typical)	100
PV Models	Sandia 5-Parameter Simple Datasheet Model (user enters datasheet values)
Wireless Communications Range	10 m typical
Battery Life	≈20 hours (normal use)
Charging Time	6 hours
Operating Temperature	+0°C to +50° °C
Storage Temperature	-20°C to +60° °C
Operating Humidity	The normal humidity range is 80% relative humidity for temperatures up to 31°C, decreasing linearly to 50% at 40°C. Higher humidity levels should not affect the performance or safety of the PVA-600.

<sup>1</sup> Conventional PV modules and strings may be measured in parallel, up to the current limit specified here. High-efficiency modules should NOT be measured in parallel.

<sup>2</sup> Automatically selected. Measurement sweep time depends upon the characteristics of the test device (PV module, string, or array) electrical characteristics.