



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA - SOLAR FOTOVOLTAICA

EFFECTOS DE LA ORIENTACIÓN Y CONDICIONES AMBIENTALES EN LA  
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE CELDAS SOLARES DE c-Si.

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

P R E S E N T A:  
EDUARDO LICURGO PEDRAZA

TUTOR PRINCIPAL:  
DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ  
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

CIUDAD DE MÉXICO, JUNIO, 2018

MÉXICO, D.F. JUNIO 2018



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. Aarón Sánchez Juárez

Secretario: M. en E.S. José Ortega Cruz

Vocal: Dr. Guillermo Santana Rodríguez

1<sup>er</sup>. Suplente: Dr. Sergio Alberto Gamboa Sanchez

2<sup>do</sup>. Suplente: Dr. José Jassón Flores Prieto

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables, UNAM  
Temixco Morelos

**TUTOR DE TESIS**

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

---

**FIRMA**

# Dedicatoria

---

"Como una sola persona, no puedo cambiar el mundo,  
pero puedo cambiar el mundo de una persona."

Paul S. Spear

A mi hija:

Viridiana

A mi esposa:

Mireya del Carmen

A mis padres:

Teresa y Gerardo

A mi hermano:

Javier

A mis amigos: Juan Carlos Percino, Hectór Iván Gonzáles, Amilcar Reyes, Tomas Sánchez Silva, Ernesto Suárez Martínez y a M. en E.S. José Ortega Cruz que más que un profesor es un gran amigo.

# Agradecimientos

---

”Una persona que ve el bien en las cosas tiene buenos pensamientos.  
Y quien tiene buenos pensamientos, recibe placer de la vida.”  
Said Nursi

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi hermano Javier Licurgo por brindarme su apoyo en cada uno de los momentos y por que juntos siempre hemos salido adelante.

Agradezco a mi tutor el Dr. Aarón Sánchez Juárez y al M. en E.S. José Ortega Cruz por toda su paciencia, consejos, conocimientos y tiempo invertido en la realización de este trabajo. De igual forma agradezco a los demás miembros de jurado por sus comentarios y sugerencias, para mejorar este trabajo: Dr. Guillermo Santana Rodríguez, Dr. Sergio Alberto Gamboa Sanchez y Dr. José Jassón Flores Prieto.

Agradezco al técnico académico Gildardo Casarrubias Segura por su apoyo en la utilización del Simulador Solar Oriel Sol3A, al M. C. José Campos Álvarez por su apoyo en la medición de el valor de resistencias en los conductores y al Dr. Héctor Daniel Cortés Gonzalés por su ayuda en la configuración de la estación de mediciones ambientales.

Al Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago y al Ing. Héctor Ivan Gonzalés Camarillo por su apoyo en las pruebas con el Mini Helióstato.

Se agradece a la Unidad de Asistencia Fotovoltaica del Instituto de Energías Renovables de la UNAM, que a través del Laboratorio Nacional de Evaluación Fotovoltaica (LANEFV), todas las facilidades prestadas en equipo y material para la realización del presente trabajo. El

presente trabajo fue desarrollado dentro del marco de las actividades del proyecto P-29 "Laboratorio Nacional para la evaluación de la conformidad de módulos, partes y componentes de sistemas e instalaciones fotovoltaicas, LANEFV", proyecto integral del Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar, consorcio financiado por el Fondo de Sustentabilidad Energética SENER-CONACYT.

A Lourdes Araujo y a Norma Becerril de posgrado por su apoyo.

A todos y cada uno los amigos que conocí durante esta etapa, compañeros de maestría, amigos del grupo de concentración solar del IER-UNAM, de la LANEFV, a todos gracias por sus consejos y su amistad.

Al CONACYT por la beca económica durante la etapa de maestría.

---

# Resumen

---

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) continúan creciendo de manera constante en todo el mundo y se están convirtiendo en una importante fuente de generación de energía debido a su naturaleza respetuosa con el medio ambiente. Varios factores influyen en su rendimiento tales como: la irradiancia solar, la temperatura del módulo, la orientación e inclinación y el ensuciamiento que tienen al estar expuesto a la intemperie.

El polvo puede ser una de las principales razones de degradación de los módulos FV ya que los contenidos de polvo representan una mezcla de diferentes contaminantes que están determinados por el sitio geográfico, estudios previos indican que la deposición de polvo está estrechamente ligada con el ángulo de inclinación del módulo, el periodo de exposición y las condiciones climáticas del sitio.

El objetivo de este trabajo es comprender el efecto que tiene el ángulo de inclinación en los módulos fotovoltaicos y la deposición de polvo que estos tendrán, y como estos factores afectan en la potencia del sistema.

El primer paso es caracterizar las celdas fotovoltaicas con las cuales se va a trabajar, es necesario seguir procedimientos estandarizados para poder evaluar las celdas, como lo marca la norma IEC-60904-1 Dispositivos Fotovoltaicos Parte 1- Medida de la característica I-V de los módulos fotovoltaicos, en la cual además de mostrar los procedimientos para determinar las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos, nos indica los requerimientos que los equipos a utilizar deben de cubrir.

Como el experimento se realizará en condiciones no controladas (intemperie) es necesario seguir la norma IEC 60891-Dispositivos Fotovoltaicos- Procedimientos de corrección con la temperatura y la irradiancia de las características I-V de dispositivos fotovoltaicos.

Fue necesario instalar un sistema de monitoreo el cual nos permitió medir las condiciones ambientales a la que estuvieron expuestas las celdas tales como: irradiancia, temperatura ambiente, velocidad y dirección del viento. Esta estación se acondiciono para que fuera autónoma debido a que no se cuenta con alimentación eléctrica cerca del experimento y debe de tener una conexión a Internet para poder descargar los datos en línea.

La tesis esta dividida en cuatro capítulos, en el Capitulo 1 se abordan los conceptos básicos de energía solar y geometría solar, esto es para comprender el comportamiento de la orientación

e inclinación en la que se colocará el módulo FV.

En el Capítulo 2 se da una perspectiva de como esta el consumo de energía en México y como se encuentran posicionadas las energías renovables con respecto a las energías convencionales, y se abordan los conceptos de la tecnología fotovoltaica y su desarrollo a lo largo de los años y de los componentes principales de las celdas y módulos fotovoltaicos.

En el Capítulo 3 se centra la mayor parte del trabajo realizado, se sigue un procedimiento para la evaluación de los parámetros eléctricos de la celda y se tiene en cuenta muchas de las características cualitativas, aquí se requiere hacer un cálculo cuidadoso del calibre del conductor usado para realizar las mediciones de las curvas I-V. Además, que se propone realizar un método diferente al de la norma IEC 608901 para encontrar el valor de  $R_s$ ,

El capítulo 4 se centra en los resultados obtenidos, cuando se inició este proyecto, el trabajo principal fue en la caracterización de la celda, ya que debido a las características físicas y eléctricas que mostraba fue difícil acoplarla a los equipos de medición y a los requerimientos de la norma y se tuvo que investigar otros métodos para poder obtener los resultados esperados.

Se tuvo un inconveniente al momento de analizar el polvo depositado en las celdas debido a que se presentaron lluvias atípicas en la región, y estas removieron el polvo depositado en las mismas, se lograron tomar curvas I-V en los días anteriores a las lluvias y son los datos que se presentan en el trabajo.

---



# Abstract

---

In this work the topic of the effects of the environmental conditions in particular of the dust and the effects that this will have on the output power of the photovoltaic cell is addressed, the effects of the inclination of the cell are also included to see which are the best conditions in which they must be placed, dust and inclination play an important role because at higher inclination you will have a lower dust disposal but you will have a lower energy production, a procedure will be followed to evaluate the electrical characteristics of the cells as marked by the IEC 60904 Standard: Measurement of the current-voltage characteristics of photovoltaic devices and a procedure is proposed for the calculation of  $R_s$  based on the equations of (Yordanov *et al.*, 2010) and is compared with what is indicated by IEC 60891: Correction procedure by temperature and irradiance of the IV curve of the photovoltaic modules.

# Contenido

---

<b>Dedicatoria</b>	<b>I</b>
<b>Agradecimientos</b>	<b>III</b>
<b>Resumen</b>	<b>V</b>
<b>Abstract</b>	<b>VI</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>IX</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>XIII</b>
<b>1. Conceptos básicos de energía solar</b>	<b>1</b>
1.1. Geometría solar . . . . .	1
1.2. La constante solar . . . . .	2
1.3. Variación de la radiación extraterrestre . . . . .	3
1.4. Definiciones . . . . .	4
1.5. Dirección de la radiación solar . . . . .	6
1.6. Conclusiones . . . . .	8
<b>2. Generalidades de los SFV</b>	<b>10</b>
2.1. Introducción . . . . .	10
2.2. Efecto FV y celda solar . . . . .	14
2.3. Parámetros eléctricos de la celda solar . . . . .	16
2.4. Tecnología Fotovoltaica . . . . .	19
2.5. El modulo fotovoltaico de silicio y su construcción . . . . .	22
2.6. Efecto de la temperatura, irradiancia y sombreado . . . . .	24
2.7. Conclusiones . . . . .	28
<b>3. Instrumentación</b>	<b>30</b>
3.1. Procedimiento para inspección visual . . . . .	30
3.2. Equipos y prueba de electroluminiscencia . . . . .	33
3.3. Equipos de medición para curva I-V . . . . .	39

---

3.4. Instalación de las celdas en el exterior . . . . .	43
3.5. Instalación de una estación meteorológica . . . . .	45
3.6. Conclusiones . . . . .	52
<b>4. Resultados</b>	<b>54</b>
4.1. Inspección visual . . . . .	54
4.2. Electroluminiscencia . . . . .	57
4.3. Determinación de coeficientes . . . . .	62
4.4. Método para la obtención de $R_s$ . . . . .	86
4.5. Parámetros ambientales y ensuciamiento . . . . .	92
4.6. Datos de la estación meteorológica . . . . .	107
4.7. Conclusiones . . . . .	113
<b>5. Conclusiones</b>	<b>115</b>
	<b>116</b>
<b>Referencias y Bibliografía</b>	<b>118</b>

---

# Lista de Figuras

---

1.1. Estructura del Sol. . . . .	2
1.2. Relación Sol-Tierra. . . . .	3
1.3. Variación de la radiación solar extraterrestre a lo largo de un año. . . . .	4
1.4. La ecuación del tiempo $E_t$ en minutos en función del tiempo del año. . . . .	6
1.5. (a) Angulo del zenit, pendiente, ángulo acimutal de superficie y ángulo de acimut solar para una superficie inclinada,. (b) Vista de planta que muestra el ángulo de acimut solar. (Duffie <i>et al.</i> , 2003) . . . . .	7
2.1. Índice de independencia energética. . . . .	10
2.2. Estructura de energía primaria 2016 (Petajoules). . . . .	11
2.3. Generación de energía en México. . . . .	12
2.4. Capacidad instalada en energías renovables, reporte de avance de energías 2016. . . . .	12
2.5. Crecimiento de la capacidad instalada en energías limpias 2015-2016. . . . .	13
2.6. Evolución histórica de la energía fotovoltaica. . . . .	13
2.7. Corte transversal de una celda solar mostrando el efecto fotovoltaico. . . . .	16
2.8. Circuito eléctrico equivalente de una celda solar. . . . .	17
2.9. Curva I-V de una celda solar. . . . .	18
2.10. Factor de forma. . . . .	19
2.11. Línea del tiempo reportando eficiencias de conversión de energías de las celdas fotovoltaicas desde 1976 (National Renewable Energy Laboratory). . . . .	20
2.12. Clasificación de tecnologías de las celdas solares. . . . .	22
2.13. Componentes de un módulo fotovoltaico. . . . .	24
2.14. Vista lateral de un módulo fotovoltaico. . . . .	24
2.15. Efecto del sombreado en una celda de Silicio. . . . .	25
2.16. Curva I-V a diferentes irradiancias. . . . .	26
2.17. Curva I-V a diferentes temperaturas. . . . .	27
3.1. Celda fracturada. . . . .	31
3.2. Burbujas en el laminado. . . . .	32
3.3. Caja de conexión con falla. . . . .	33
3.4. Presenta dislocaciones de cristales celda de silicio policristalino. . . . .	34
3.5. Presenta un borde oscuro en la celda. . . . .	35

---

3.6. Celda con una grieta la cual no influye en el flujo de la corriente sobre la grieta, es decir, ninguna resistencia sobre la grieta. . . . .	35
3.7. La celda muestra grietas las cuales influyen en el flujo de la corriente hacia la cinta de interconexión de la celda, sin embargo la celda todavía esta conectada.	36
3.8. La celda tiene una grieta y la grieta aísla completamente la(s) parte(s) a los buses de interconexión, una imagen tomada aproximadamente 1/10 veces la corriente nominal del módulo (A) es más capaz de revelar partes de la celda aisladas como una tomada a la corriente nominal (B), esto se observa en la parte inferior de las figuras. . . . .	36
3.9. La celda muestra corrosión debido a la humedad. . . . .	37
3.10. En la celda se aprecia que los buses de interconexión tienen una conexión en paralelo. . . . .	37
3.11. En la celda se aprecia que los buses de interconexión no tienen continuidad, es decir, están desconectados. . . . .	38
3.12. Fuente programable Genesys TKD lambda GEN 60-55. . . . .	38
3.13. Cámara Sensovation HR-830. . . . .	39
3.14. Trazador de curvas I-V EKO MP-160. . . . .	39
3.15. Terminales de conexión en el Eko para el método de 4 puntas. . . . .	40
3.16. Conexión de termopares. . . . .	41
3.17. Simulador solar Oriel Sol3A. . . . .	41
3.18. Configuración del software del Eko. . . . .	42
3.19. Toma de una curva I-V. . . . .	43
3.20. Estructura a base de rotulas la cual permite inclinar las celdas a cualquier ángulo. . . . .	43
3.21. Análisis de sombras de las celdas 21 de diciembre. . . . .	44
3.22. Procedimiento usado para dejar inclinadas las celdas. . . . .	45
3.23. Celdas instaladas en mesa de trabajo. . . . .	45
3.24. Datalogger CR 3000. . . . .	46
3.25. Multiplexor AM16/32B. . . . .	47
3.26. Módulo fotovoltaico. . . . .	47
3.27. Controlador de carga y batería. . . . .	48
3.28. Arduino Yún para conexión Wifi. . . . .	48
3.29. Sensor de temperatura ambiente. . . . .	49
3.30. Celda Spektron 210. . . . .	50
3.31. Datos de calibración celda Spektron 210. . . . .	50
3.32. Wind Sentry 03002. . . . .	51
3.33. Estación para mediciones ambientales, se muestran las conexiones. . . . .	52
4.1. Celda proporcionada por Solartec. . . . .	54
4.2. Medidas de la celda fotovoltaica. . . . .	55
4.3. Modificación en las terminales de conexión de las celdas. . . . .	56
4.4. Ceda número UNO. . . . .	58
4.5. Celda número TRES. . . . .	58

---

4.6. Celda número CUATRO. . . . .	59
4.7. Celda número SEIS. . . . .	59
4.8. Celda número SIETE. . . . .	60
4.9. Celda número DIEZ. . . . .	60
4.10. Celda número ONCE. . . . .	61
4.11. Celda número QUINCE. . . . .	61
4.12. Conexión de los equipos y de la celda para la toma de curva I-V. . . . .	62
4.13. Diagrama de conexión del sistema de medición a cuatro puntas. . . . .	63
4.14. Curva I-V de la celda 1. . . . .	63
4.15. Curva I-V de la celda 3. . . . .	64
4.16. Curva I-V de la celda 4. . . . .	64
4.17. Curva I-V de la celda 6. . . . .	65
4.18. Curva I-V de la celda 7. . . . .	65
4.19. Curva I-V de la celda 10. . . . .	66
4.20. Curva I-V de la celda 11. . . . .	66
4.21. Curva I-V de la celda 15. . . . .	67
4.22. Curvas I-V en oscuridad. . . . .	67
4.23. Curvas I-V a diferentes temperaturas celda 4. . . . .	68
4.24. Coeficiente $\alpha$ 0.3524. . . . .	69
4.25. Coeficiente $\beta$ -0.5962. . . . .	69
4.26. Coeficiente $\gamma$ -0.0644. . . . .	70
4.27. El valor de la pendiente corresponde a la constante $\kappa$ 1.81392E-5. . . . .	71
4.28. Gráficas de todas las $R_s$ . . . . .	72
4.29. Residuo Vs $R_s$ . . . . .	73
4.30. Ajuste de la curva por medio de un polinomio de cuarto grado. . . . .	74
4.31. Resistencia de cable calibre 8 AWG. . . . .	75
4.32. Efecto de la $R_s$ en la curva I-V. . . . .	76
4.33. Efecto de la $R_s$ en la curva I-V. . . . .	77
4.34. Gráficas de todas las $R_s$ . . . . .	78
4.35. Residuo vs $R_s$ . . . . .	79
4.36. Calculo del coeficiente $\gamma$ ya con el ajuste de $R_s$ . . . . .	80
4.37. Curvas $I - V$ a diferentes irradiancias y a una temperatura $\pm 2^\circ\text{C}$ . . . . .	81
4.38. Curvas $I - V$ con valor de $R_s=0$ . . . . .	82
4.39. Curvas $I - V$ con valor de $R_s = 0.01$ . . . . .	83
4.40. Curvas $I - V$ con valor de $R_s = 0.02$ . . . . .	84
4.41. Curvas $I - V$ con valor de $R_s = 0.03$ . . . . .	85
4.42. Curvas $I - V$ con valor de $R_s = 0.006$ . . . . .	86
4.43. Curvas $I - V$ los valores de $R_s$ , desde 0 hasta 2.0. . . . .	88
4.44. Residuos Vs $R_s$ . . . . .	89
4.45. Curva con el polinomio del cual obtendremos el valor de $R_s$ . . . . .	90
4.46. Curva $P - V$ para determinar el punto de máxima potencia. . . . .	91
4.47. Plataforma en donde se colocaron las celdas. . . . .	92

---

4.48. Ensuciamiento máximo en las celdas. . . . .	93
4.49. Curva $I - V$ de celdas inclinadas a $15^\circ$ . . . . .	94
4.50. Curva $P - V$ de celdas inclinadas a $15^\circ$ . . . . .	95
4.51. Curva $I - V$ de celdas inclinadas a $30^\circ$ . . . . .	96
4.52. Curva $P - V$ de celdas inclinadas a $30^\circ$ . . . . .	97
4.53. Curva $I - V$ de celdas inclinadas a $45^\circ$ . . . . .	98
4.54. Curva $P - V$ de celdas inclinadas a $45^\circ$ . . . . .	99
4.55. Curva $I - V$ de celdas inclinadas a $60^\circ$ . . . . .	100
4.56. Curva $P - V$ de celdas inclinadas a $60^\circ$ . . . . .	101
4.57. Curvas $I - V$ a diferentes inclinaciones. . . . .	102
4.58. Se muestra el comportamiento de la corriente de corto circuito $I_{sc}$ en función del ángulo de inclinación. . . . .	103
4.59. Se muestra el comportamiento de la potencia máxima $P_{max}$ en función del ángulo de inclinación. . . . .	104
4.60. Se muestra como se colocó la celda al mini helióstato y como se colocó la celda de referencia para medir la irradiancia en la celda. . . . .	105
4.61. Conexión del trazador de curvas ECKO para poder medir las curvas a diferentes inclinaciones. . . . .	105
4.62. Curvas $I - V$ tomadas a diferentes inclinaciones en el mini helióstato. . . . .	106
4.63. Datos de irradiancia medida en días representativos. . . . .	109
4.64. Comportamiento de la temperatura ambiente, la temperatura de las celdas y la irradiancia para el día 21-12-2016. . . . .	110
4.65. Comparación de temperaturas de las celdas a $15^\circ$ y $30^\circ$ de inclinación. . . . .	111
4.66. Comparación de temperaturas de las celdas a $45^\circ$ y $60^\circ$ de inclinación. . . . .	111
4.67. Comportamiento de la tensión y la temperatura en las celdas a $15^\circ$ y $30^\circ$ de inclinación. . . . .	112
4.68. Comportamiento de la tensión y la temperatura en las celdas a $45^\circ$ y $60^\circ$ de inclinación. . . . .	112

---

# Lista de Tablas

---

2.1. Ventajas y desventajas de los sistemas FV . . . . .	15
2.2. Eficiencias confirmadas de celdas y submódulos medidos bajo el espectro de AM 1.5, irradiancia global $1000W/m^2$ a $25^\circ C$ (IEC60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global). . . . .	21
2.3. Efecto del sombreado en una celda fotovoltaica . . . . .	26
3.1. Especificaciones del trazador de curva EKO MP-160 . . . . .	40
3.2. Especificaciones de equipo Oriel Sol3A . . . . .	42
3.3. Ángulos de inclinación de las celdas . . . . .	44
3.4. Especificaciones Datalogger Campbell CR 3000 . . . . .	46
3.5. Aduino Yún . . . . .	49
3.6. Especificaciones Wind Sentry 03002 . . . . .	51
3.7. Diagrama de conexiones en el datalogger CR 3000 . . . . .	51
4.1. Cálculo de calibre de conductores . . . . .	57
4.2. Cálculos de las pendientes de secciones elegidas del 3% de $V_{oc}$ . . . . .	70
4.3. Se muestran los valores de $R_s$ y su residuo después de aplicar ajustes por mínimos cuadrados dando como resultado una $R_s$ de 0.012. . . . .	73
4.4. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a $15^\circ$	95
4.5. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a $30^\circ$	97
4.6. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a $45^\circ$	99
4.7. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a $60^\circ$	101
4.8. Comparación de parámetros eléctricos de celdas limpias a diferentes ángulos de inclinación . . . . .	104
4.9. Angulo de incidencia e $I_{sc}$ . . . . .	107
4.10. Angulo azimuta y ángulo de altura solar . . . . .	108



# Capítulo 1

## Conceptos básicos de energía solar

---

### 1.1. Geometría solar

La estructura y características del Sol determina la naturaleza de la energía que irradia en el espacio. El Sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente con un diámetro de  $1.39 \times 10^9 \text{ m}$  y esta en promedio  $1.5 \times 10^{11} \text{ m}$  de la tierra. Como se ve desde la tierra, el Sol gira sobre su eje una vez cada cuatro semanas. Sin embargo no gira como un cuerpo sólido, en el ecuador tarda unos 27 días y en las regiones polares tarda unos 30 días para cada rotación.

La energía producida en el interior de la esfera solar a temperatura de muchos millones de grados debe transferirse a la superficie y luego irradiarse hacia el espacio. Una sucesión de procesos radiativos y convectivos ocurren con sucesivas emisiones, absorción y reradiación. La radiación en el núcleo del Sol se encuentra en la parte de los rayos X y rayos gamma del espectro, con longitudes de onda de la radiación aumentando a medida que la temperatura disminuye a mayores distancias radiales. (Duffie *et al.*, 2003)

La Fig.1.1 se muestra de manera esquemática el Sol, se estima que el 90% de la energía es generada en la región de 0 a  $0.23R$  (donde  $R$  es el radio del Sol) el cual contiene el 40% de la masa del Sol. A una distancia de  $0.7R$  del centro la temperatura baja al rededor de  $130000K$  y la densidad baja a  $70Kg/m^3$ , esta zona los procesos de convección comienzan a ser importantes, y en la zona de  $0.7$  a  $1.0R$  es conocida como la *zonaconvectiva*. Dentro de esta zona la temperatura desciende aproximadamente a  $5000K$  y la densidad aproximadamente a  $10^{-5}Kg/m^3$ .(Duffie *et al.*, 2003)

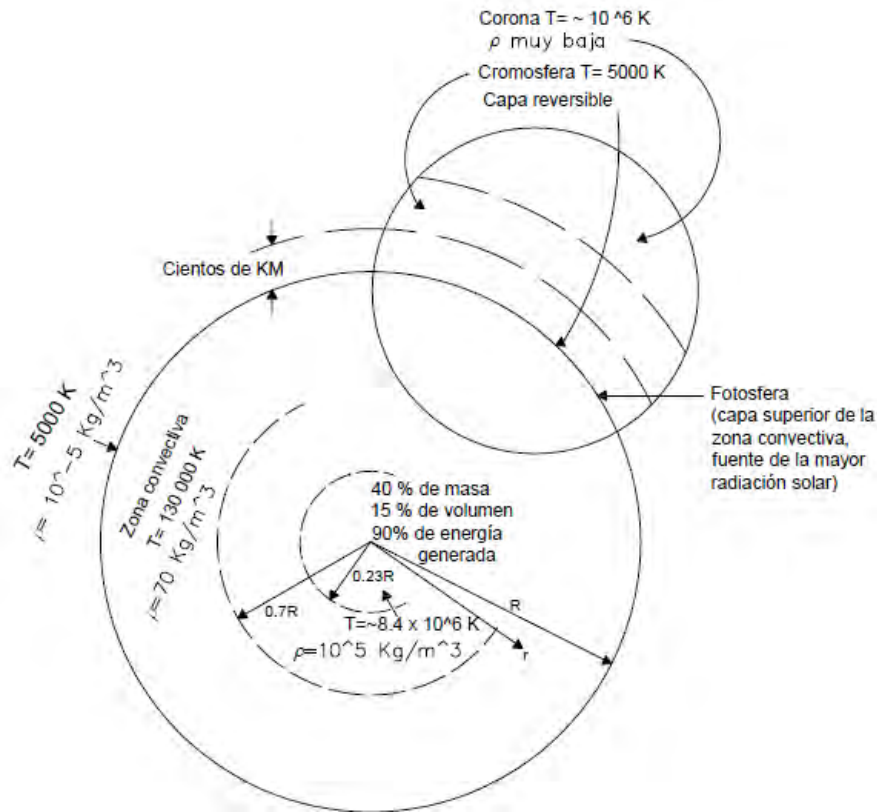


Fig. 1.1. Estructura del Sol.

## 1.2. La constante solar

La Fig. 1.2 se muestra esquemáticamente la geometría del sol y la tierra, la excentricidad de la órbita terrestre es tal que la distancia entre el Sol y la tierra varía en 1.7%. La radiación emitida por el Sol y su relación espacial con la tierra dan lugar a una intensidad casi fija de la radiación solar fuera de la atmósfera terrestre. La constante solar  $G_{SC}$  es la energía del Sol por unidad de tiempo recibida sobre una superficie unitaria perpendicular a la dirección de propagación de la radiación a una distancia media Tierra-Sol fuera de la atmósfera.

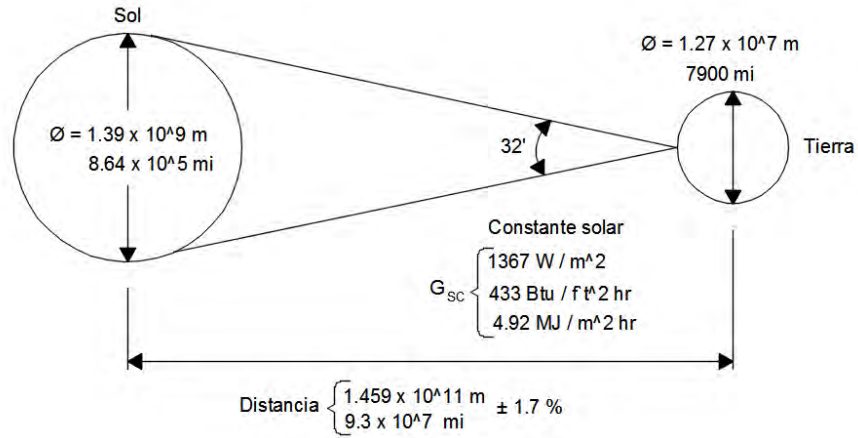


Fig. 1.2. Relación Sol-Tierra.

La constante solar tiene un valor de  $G_{SC} = 1353 \text{ W/m}^2$  con un error estimado del  $\pm 5\%$  (Duffie *et al.*, 2003)

### 1.3. Variación de la radiación extraterrestre

Dos fuentes pueden ser consideradas en la variación de la radiación que llega a la tierra, la primera es la variación en la radiación emitida por el Sol, esta variación se considera pequeña (menos del  $\pm 1.5\%$ ) con diferentes periodos y variaciones relacionadas con la actividad del Sol.

La segunda fuentes es la distancia de la tierra al Sol, esta variación puede llegar a ser del  $\pm 3.3\%$ . La dependencia de la radiación extraterrestre a lo largo de un año se muestra en la Fig.1.3 (Duffie *et al.*, 2003). Una ecuación simple con una precisión adecuada para muchos cálculos de ingeniería esta dada por la ecuación 1.4 Spencer(1971). La ecuación de Iqbal(1983), tiene una precisión de ( $\pm 0.01\%$ )

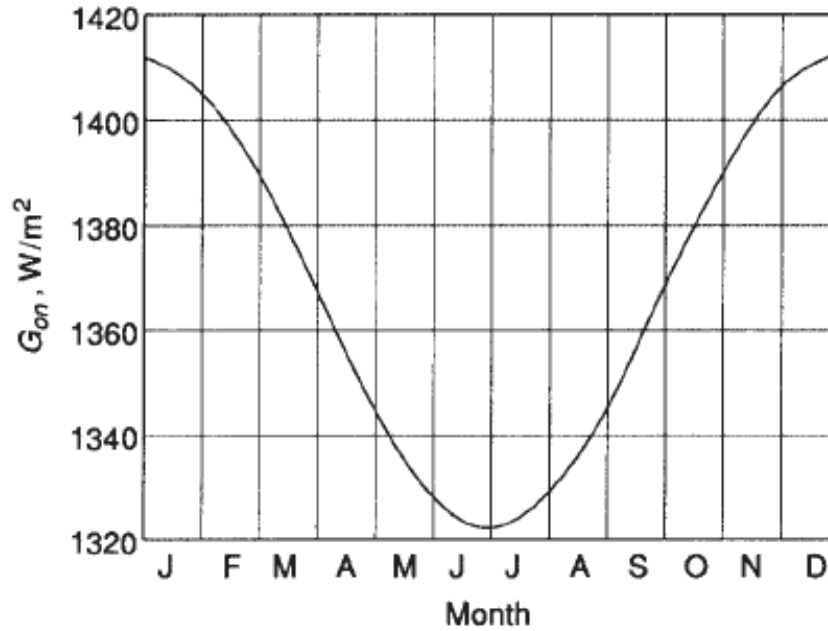


Fig. 1.3. Variación de la radiación solar extraterrestre a lo largo de un año.

$$G_{on} = G_{SC} \left( 1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right) \quad (1.1)$$

$$G_{on} = G_{SC} (1.000110 + 0.034221 \cos B + 0.001280 \sin B + 0.000719 \cos 2B + 0.000077 \sin 2B) \quad (1.2)$$

Donde  $G_{on}$  es la radiación incidente en el plano normal a la radiación en un  $n$  día del año y  $B$  esta dada por:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (1.3)$$

## 1.4. Definiciones

A continuación se pondrán algunas definiciones que nos ayudaran a entender mejor la geometría solar.

**Masa de aire**  $A_m$

Es la proporción de la masa de atmósfera a través de la cual la radiación pasa si el Sol estuviera en el zenit. Por lo tanto a nivel del mar  $Am = 1$  cuando el Sol está en el zenit y  $Am = 2$  para un ángulo zenital  $\theta_z$  de  $60^\circ$ . Para ángulos zenitales de  $0^\circ$  a  $70^\circ$  a nivel del mar, una aproximación puede ser:

$$Am = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (1.4)$$

Para ángulos zenitales más grandes, se debe de considerar el efecto de la curvatura de la tierra. (Duffie *et al.*, 2003)

### **Radiación directa**

Es la radiación solar recibida si haber sido dispersada por la atmósfera

### **Radiación difusa**

Es la radiación recibida del Sol después de que su dirección ha sido cambiada por la dispersión de la atmósfera.

### **Radiación total**

Es la suma de la radiación directa y la difusa en una superficie (las mediciones más comunes de la radiación solar son la radiación total sobre una superficie horizontal).

### **Irradiancia**

La velocidad a la que la energía radiante es incidente sobre una superficie por unidad de área el símbolo es  $G$ .

### **Irradiación**

Es la energía incidente por unidad de área en una superficie, que se encuentra mediante la integración de la irradiancia durante un tiempo determinado, generalmente una hora o un día.

### **Radiosidad**

Es la velocidad a la que la energía radiante deja una superficie por unidad de área por una combinación de emisión, reflexión y transmisión.

### **Tiempo solar**

Tiempo basado en el movimiento angular aparente del Sol a través del cielo con el medio día solar, el tiempo que el Sol cruza el meridiano del observador. El tiempo solar es usado en todas las relaciones de ángulo solar, no coincide con la hora local. Es necesario convertir el tiempo estándar en tiempo solar aplicando dos correcciones. En primer lugar, hay una corrección constante de la diferencia de longitud entre el meridiano del observador (longitud) y el meridiano en el que se basa el tiempo estándar. Al Sol le toma  $4min$  moverse  $1^\circ$  transversalmente de longitud. La segunda corrección es a través de la ecuación del tiempo, que

---

tiene en cuenta las perturbaciones en la tasa de rotación de la tierra que afecta el tiempo que el Sol cruza el meridiano del observador. La diferencia en minutos entre el tiempo solar y el tiempo estándar es:

$$Tiempo_{solar} - Tiempo_{estandar} = 4(L_{st} - L_{loc}) + E_t \quad (1.5)$$

En donde  $L_{st}$  es el meridiano estándar para la zona horaria loca y  $L_{loc}$  es la longitud de la localidad en cuestión y para longitudes en grados oeste es:  $0^\circ < L < 360^\circ$ . El parámetro  $E_t$  es la ecuación del tiempo en minutos de la Fig. 1.4 y de la ecuación 1.6:

$$E_t = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (1.6)$$

Donde B se obtiene de 1.4 y  $n$  es el día del año. Así  $1 \leq n \leq 365$ .

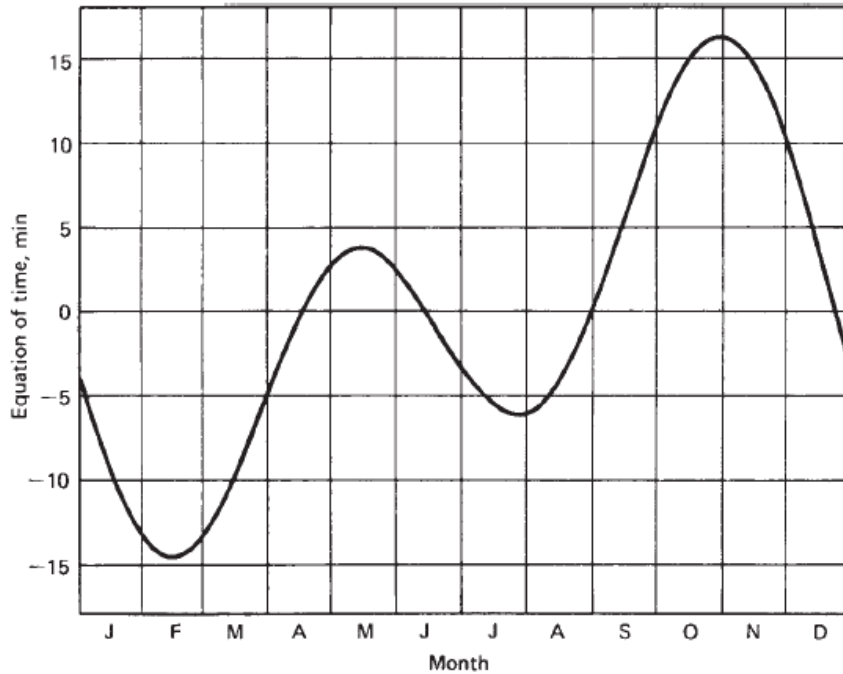


Fig. 1.4. La ecuación del tiempo  $E_t$  en minutos en función del tiempo del año.

## 1.5. Dirección de la radiación solar

Las relaciones geométricas entre un plano de cualquier orientación particular con respecto a la tierra en cualquier momento (ya sea que el plano este fijo o moviéndose con respecto a la

tierra) y la radiación solar, es decir, la posición del Sol relativa a ese plano, puede describirse en términos de varios ángulos, los cuales se indican en la Fig.1.5 . Los ángulos y un conjunto de convenciones de signos se muestran a continuación:

$\phi$  Latitud, la localización angular al norte o al sur del ecuador, norte positivo;  $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$ .

$\delta$  Declinación, la posición angular del Sol en el medio día solar (es decir, cuando el Sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador, norte positivo;  $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$ .

$\beta$  Pendiente, El ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal;  $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ .

$\gamma$  Angulo azimut de superficie, la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie desde el meridiano local, con cero debido al sur y al oeste positivo;  $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$

$\omega$  Angulo horario, el desplazamiento angular del Sol al este o al oeste del meridiano local debido a la rotación de la tierra en su eje a  $15^\circ$  por hora, en las mañanas negativo, por las tardes positivo.

$\theta$  Angulo de incidencia, el ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal de esa superficie.

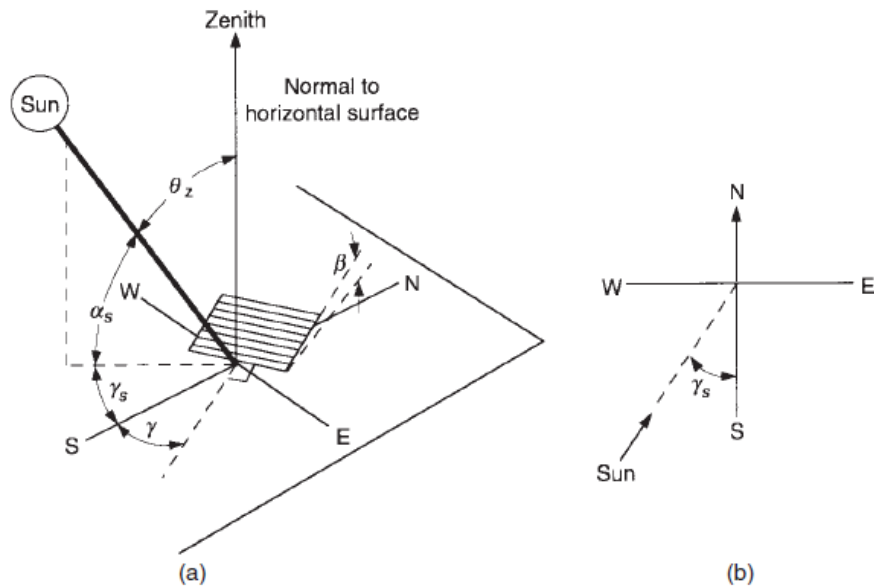


Fig. 1.5. (a) Angulo del zenit, pendiente, ángulo acimutal de superficie y ángulo de acimut solar para una superficie inclinada,. (b) Vista de planta que muestra el ángulo de acimut solar. (Duffie *et al.*, 2003)

A continuación se definen ángulos adicionales para describir la posición del Sol en el cielo:

$\theta_z$  Angulo cenital; en el ángulo entre la vertical y la línea del Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal.

$\alpha_s$  Angulo de altitud solar, el ángulo entre la horizontal y la línea del Sol, es decir, el complemento del ángulo zenital.

$\gamma_s$  Angulo de azimut solar, el desplazamiento desde el sur de la radiación directa en el plano horizontal, mostrado en la Fig. 1.5. Los desplazamientos al sur son negativos y hacia el oeste del sur son positivos.

La declinación  $\delta$  se puede calcular de:

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (1.7)$$

A menudo es necesario calcular la radiación por hora sobre una superficie inclinada a partir de estimaciones o estimaciones de radiación solar sobre una superficie horizontal. Los datos más comúnmente disponible son la radiación total durante las horas del día en la superficie horizontal. El factor geométrico  $R_b$ , permite calcular exactamente la proporción de la radiación del haz en la superficie inclinada respecto a la superficie horizontal en cualquier momento mediante el uso apropiado de ecuación 1.8.

$$R_b = \frac{G_{b,t}}{G_b} = \frac{G_{b,n} \cos \theta}{G_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (1.8)$$

## 1.6. Conclusiones

En este capítulo nos centramos en la geometrías solar, es necesario tener en cuenta la forma en la que el Sol se desplaza a lo largo del día y de los ángulos que están relacionados a su comportamiento, cuando la superficie de las celdas tiene cierto ángulo con respecto a la horizontal, se produce un cambio importante en la radiación solar sobre las celdas a lo largo del día.

Para nuestro objetivo es necesario analizar el comportamiento del ángulo de inclinación de las celdas ya que este ángulo está ligado al ángulo de incidencia, y por consiguiente a la absorción de la energía que proviene del Sol.

Aunado a esto, se observó que las celdas cuya inclinación fue de 15° y de 30° grados fueron en las que se acumuló una cantidad mayor de polvo, siendo la celda con la inclinación de 60°, la cual tenía menor cantidad de polvo. Esto se debe a que al estar con ángulos más cerca a la horizontal, en las celdas el peso se "va quedando acumulado", y en las otras celdas por su



inclinación más hacia la vertical, por el propio peso del polvo y por las corrientes de aire a las que están expuestas, el polvo se remueve de manera natural más fácil.

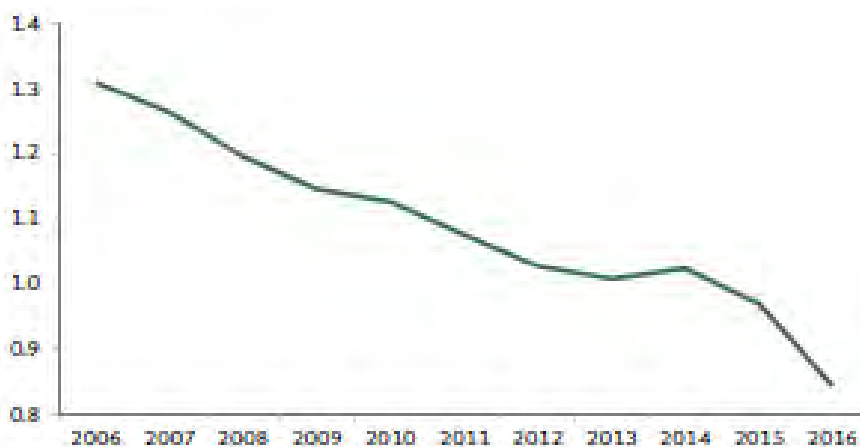
## Capítulo 2

# Generalidades de los SFV

---

### 2.1. Introducción

En México, el uso de la energía se indica por medio del balance nacional de energía, entre lo consumido y lo producido que para el año 2016 el índice de independencia energética fue equivalente a 0.84. Este índice muestra la relación entre la producción y el consumo de la energía que en dicho año fue 15.6 % menor. Sin embargo, en años anteriores la producción de energía era mayor que la que se puso a disposición de las diversas actividades de consumo en el territorio nacional, tal y como se muestra en la Fig. 2.1 (SENER, 2016) y la tendencia mostrada esta indicando un riesgo energético para los siguientes años.



Fuente: Sistema de Información Energética, Sener.

Fig. 2.1. Índice de independencia energética.

Este índice es utilizado a nivel internacional para medir, de forma general, el grado en que un

país puede cubrir su consumo de energía derivado de su producción. En 2015 la producción nacional de energía primaria totalizó 13,790.02 PJ, un 0.6 % mayor respecto al 2014 (ver Fig. 2.2).(SENER, 2016)

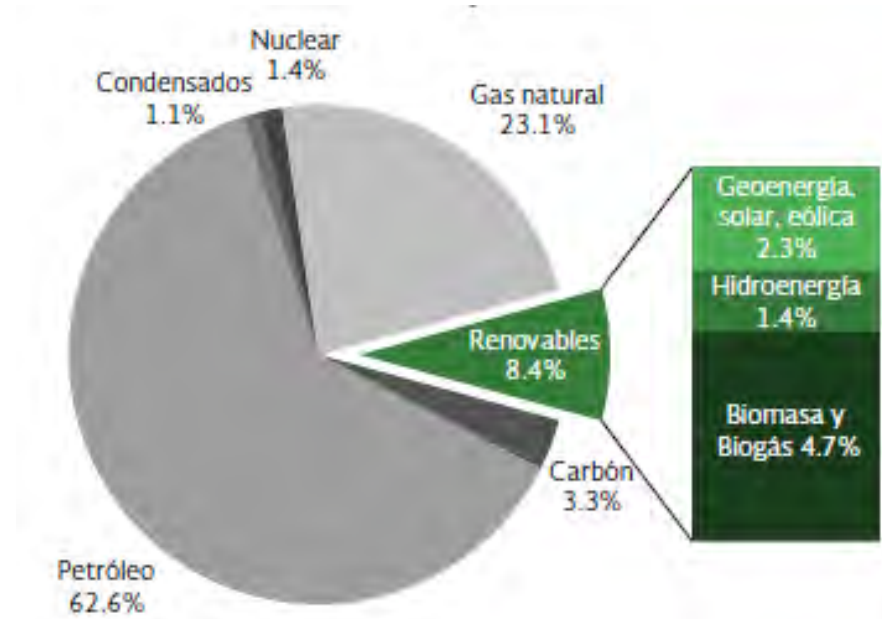


Fig. 2.2. Estructura de energía primaria 2016 (Petajoules).

La expectativa anterior a motivado al estado mexicano a tomar acciones que, a través de la nueva reforma energética, se presenten alternativas de diversificación en la producción de energía y permite que inversionistas se interesen en el mercado de la generación de electricidad por las diferentes tecnologías convencionales y por tecnologías de energías limpias que incluyen las basadas en fuentes renovables de energía y en este caso cae la energía eólica y la energía solar fotovoltaica.

Datos tomados del reporte de avance de energías limpias 2016 que es publicado por la SENER, en el año 2015 se generó el 20.31 % de energía eléctrica con fuentes limpias, la capacidad instalada para generar energías limpias creció el 10 % llegando a los 21, 179 MW lo que representa el 28.81 % de la capacidad total nacional Fig. 2.3 <sup>1</sup> (SENER, 2016)

<sup>1</sup>Otras limpias: nuclear, cogeneración eficiente, frenos regenerativos y licor negro

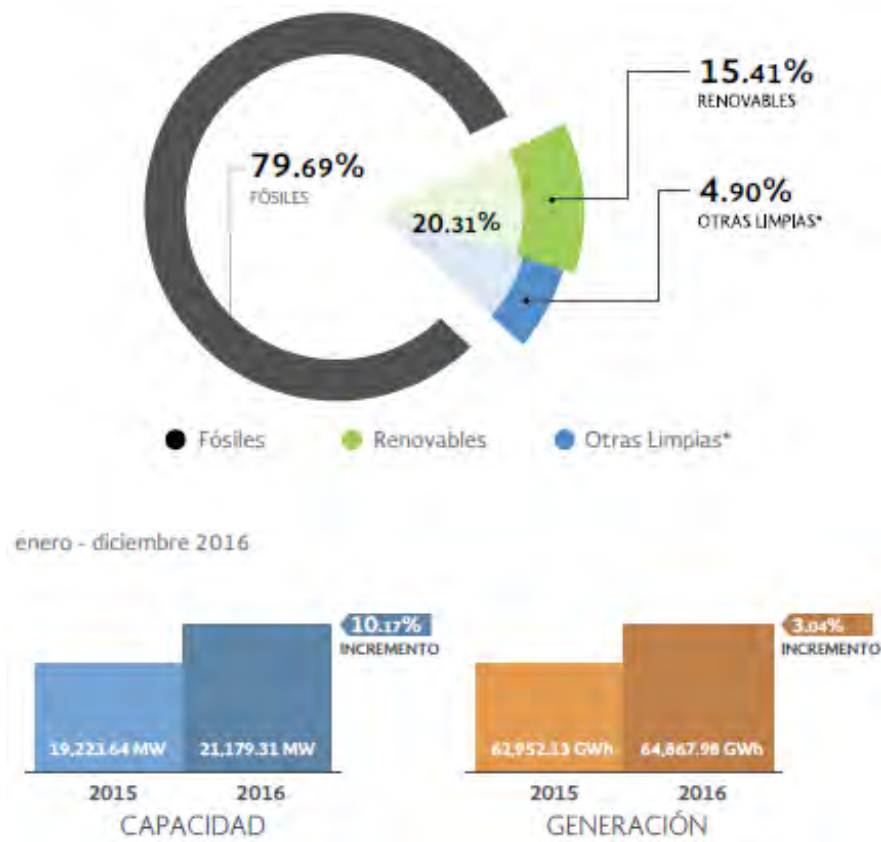


Fig. 2.3. Generación de energía en México.

La Fig. 2.4 muestra la capacidad instalada de energías renovables

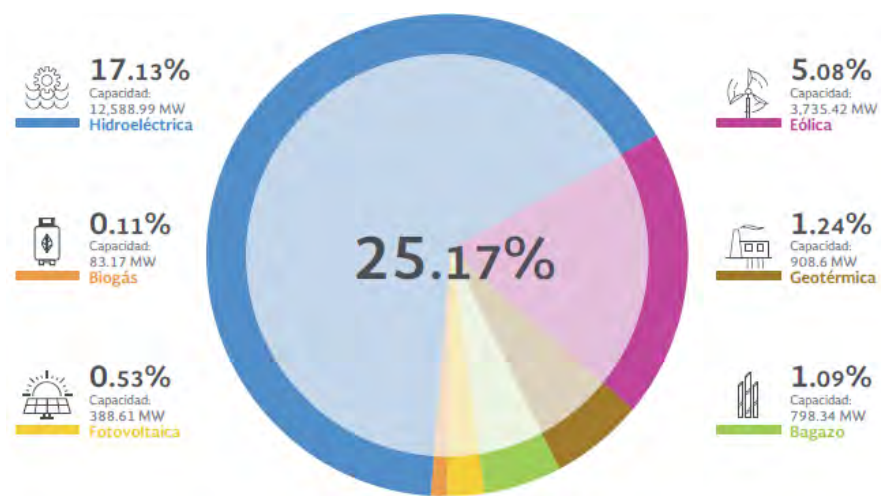


Fig. 2.4. Capacidad instalada en energías renovables, reporte de avance de energías 2016.

En 2016 entraron en operación poco más de 768 MW en centrales eólicas y 112 MW en geotérmicas, la capacidad instalada para la energía fotovoltaica se incrementó en 49 % debido a la instalación de más de 56 MW en generación distribuida Fig. 2.5 (SENER, 2016)

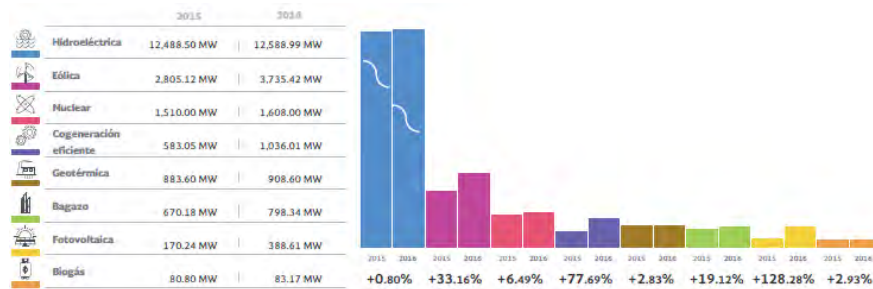


Fig. 2.5. Crecimiento de la capacidad instalada en energías limpias 2015-2016.

La generación fotovoltaica representa el 0.5 % de la generación eléctrica pero tiene un crecimiento exponencial; los resultados de la subasta de largo plazo permitirán instalar de manera competitiva 2, 191 MW, cifra sin precedentes en México, Fig. 2.6

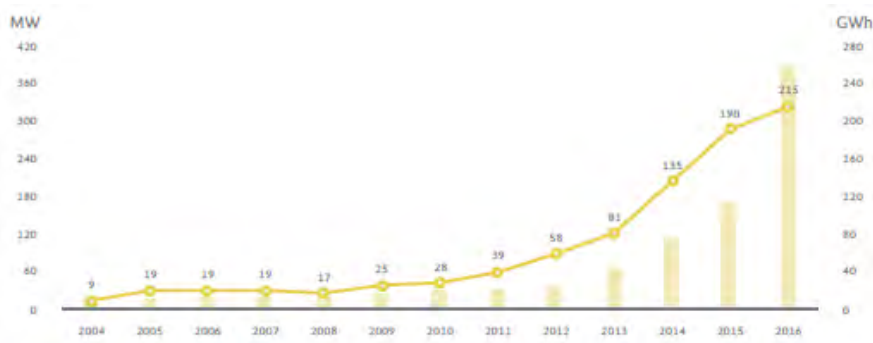


Fig. 2.6. Evolución histórica de la energía fotovoltaica.

Como un dato específico y a partir de documentos emitidos por la secretaria de energía se encuentra que para el primer trimestre del 2016, la potencia fotovoltaica instalada en la modalidad de la interconexión a la red es de 388.61 MW en la modalidad de sistemas distribuidos y sistemas centralizados; pero gracias a la reforma energética y derivados de la primera y segunda subasta de energía realizadas en el año 2016, este año 2017 se inició la construcción de 7 plantas fotovoltaicas tipo centralizado para venta de energía que totaliza una potencia pico de 1739 MW, lo cual significa que para mediados del 2018 se tenga una capacidad instalada del orden de 2.0 GW.

El gran incremento exponencial en sistemas fotovoltaicos instalados motiva el interés de conocer el desempeño energético de los mismos el cual y como es conocido depende de el recuso

solar de la localidad, de la orientación e inclinación a la cual se diseñó la planta fotovoltaica y de las condiciones ambientales que afectan el desempeño eléctrico diario de las mismas.

Este trabajo esta enfocado en determinar la manera en que las condiciones ambientales e inclinación de un arreglo fotovoltaico afecta la producción de energía.

## 2.2. Efecto FV y celda solar

El efecto fotovoltaico es la transformación directa de la luz solar en electricidad y se obtiene cuando la energía de los rayos solares inciden en un dispositivo semiconductor llamado celda solar ésta absorbe su energía y la transforma directamente en electricidad del tipo corriente directa(CD). Mientras la luz del sol este incidiendo sobre la celda solar esta la absorbe y la convierte el electricidad. Cuando la luz no incide sobre la celda derivado del ciclo día y noche o bien por un efecto de sombreado la celda no produce electricidad.

La cantidad de potencia eléctrica que se genera en una celda solar es baja, valores típicos desde 1 hasta  $24 \text{ mW/cm}^2$  (5.8 W para una celda típica de 156 mm X 156 mm) y para tener mayor potencia se fabrican los módulos fotovoltaicos los que se integran por la conexión en serie de dichas celdas. Los módulos fotovoltaicos a su vez se conectan en serie y en paralelo para producir más potencia creando los arreglos fotovoltaicos. La integración de un arreglo fotovoltaico con acondicionadores de energía para que la electricidad pueda ser utilizada por cargas eléctricas convencionales recibe en nombre de Sistemas Fotovoltaicos, SVF.

La Tabla 2.1 muestra algunas de las ventajas y desventajas de los SVF observandose que varias de ellas no son técnicas, pero están relacionadas con aspectos económicos y de infraestructura, los cuales son compensados por una alta aceptación de la población y de la conciencia de los beneficios que tiene hacia el medio ambiente.

Tabla 2.1. Ventajas y desventajas de los sistemas FV

Ventajas de los FV	Desventajas de los FV
La fuente de combustible es vasta y esencialmente infinita	La fuente de combustible es intermitente y no es constante durante las horas sol.
No emisiones, no combustión o uso de combustibles radioactivos. Bajos costos de operación (no necesita combustible). Operación a temperatura ambiente (no necesita altas temperaturas para operar)	Altos costos de inversión inicial.
Alta confiabilidad en los módulos (> 20 años)	Menor fiabilidad en los dispositivos que integran el balance del sistema.
Modular (pequeños o grandes incrementos). Rápida instalación. Pueden ser integrados dentro de nuevos o existentes edificios o estructuras. Pueden ser instalados cerca del punto de uso	Largo tiempo de retorno de la inversión
Picos de producción diarios muchos coinciden con la demanda local. Alta aceptación de la población. Excelente registro de seguridad	Sistemas de almacenamiento de energía poco eficientes y costos altos de los mismos

Las celdas solares se fabrican al unir íntimamente dos semiconductores uno positivo (tipo P) y otro negativo (tipo N), comúnmente llamada unión P-N la cual crea un campo eléctrico en el interior de la unión. La energía de la luz solar que es transportada por partículas llamadas fotones es absorbida por dichos semiconductores, y en este proceso, dicha energía se transfiere a electrones de valencia que se liberan de sus átomos, siendo arrastrados por el campo eléctrico hacia el semiconductor "N" acumulándose y creando un potencial eléctrico negativo. Por otra parte el estado vacío que dejó el electrón de valencia se comporta como una carga positiva, que derivado del campo eléctrico se presenta un movimiento aparente hacia el semiconductor tipo "P" en donde se acumula formando un potencial eléctrico positivo. La diferencia de potencia que se genera en las terminales de la celda solar derivado de la absorción de luz puede ser medida con un voltímetro recibiendo el nombre de voltaje en circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Si a las terminales de la celda solar se le coloca una resistencia de carga, la diferencia de potencial impulsará un flujo de electrones hacia la resistencia poniéndose de manifiesto en la misma al entregar trabajo eléctrico; es decir la celda solar crea un fotovoltaje y una fotocorriente que se puede medir y detectar en una resistencia de carga. Este fenómeno es llamado efecto fotovoltaico.

La Fig. 2.7 muestra un diagrama esquemático de los componentes que integran a una celda

solar.

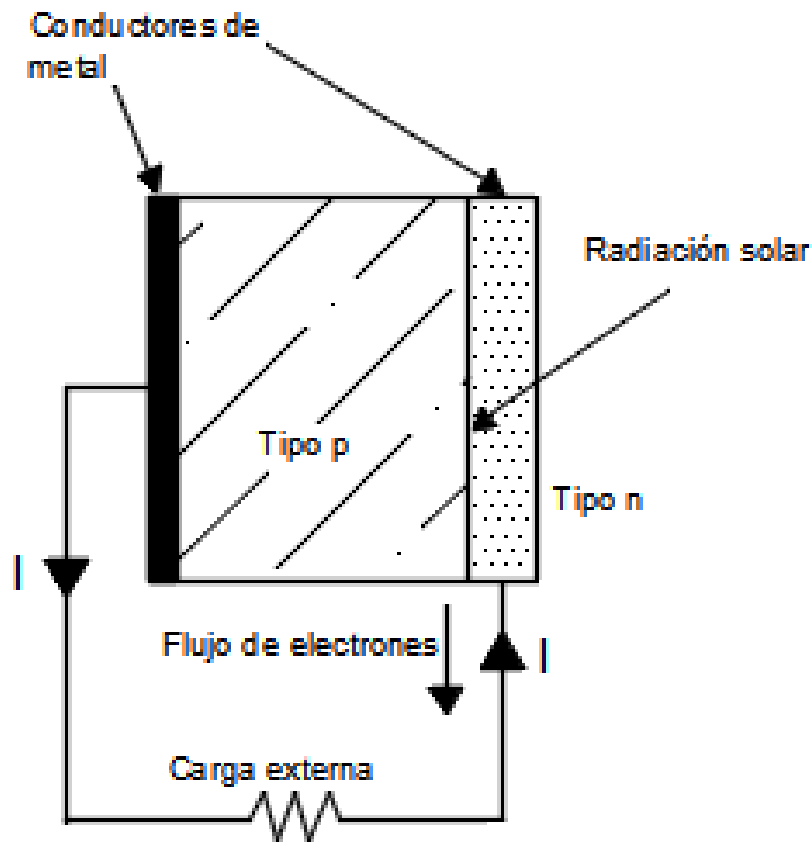


Fig. 2.7. Corte transversal de una celda solar mostrando el efecto fotovoltaico.

En el caso de una celda solar formada con semiconductor de silicio cristalino el espesor de la capa de tipo "N" típica es de aproximadamente 0,5 mm, mientras que el de la capa de tipo "P" es de aproximadamente 0,25 mm.

### 2.3. Parámetros eléctricos de la celda solar

Una celda solar ideal se puede representar como una fuente de corriente conectada en paralelo a un diodo, este modelo ideal tiene dos resistencias que representan las pérdidas, la Fig. 2.8 muestra el circuito equivalente de la celda. (Markvart & Castañer, 2012)



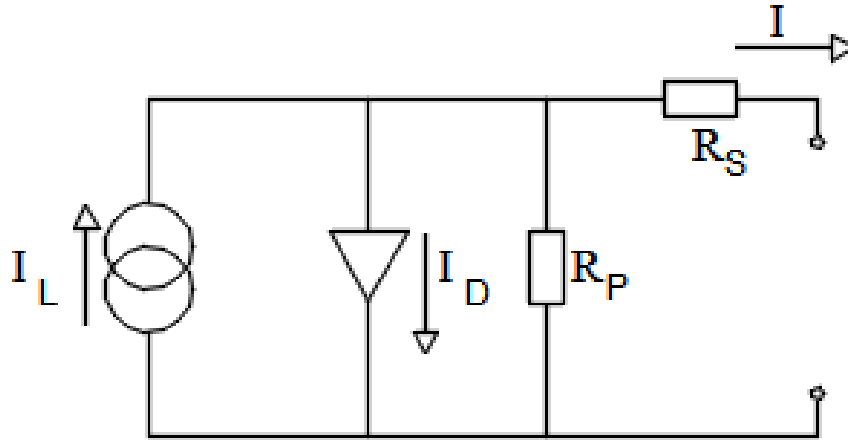


Fig. 2.8. Circuito eléctrico equivalente de una celda solar.

Las correspondientes características  $I - V$  del circuito equivalente de la celda solar se define mediante la siguiente ecuación 2.2:

$$I = I_L - I_D \quad (2.1)$$

$$I = I_L - I_0 \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{nK_B T}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_P} \quad (2.2)$$

En donde  $I_L$  es la corriente fotogenerada entregada por la fuente de corriente constante;  $I_0$  es la corriente inversa de saturación correspondiente al diodo;  $R_s$  es la resistencia en serie que tiene en cuenta las pérdidas en la soldadura de la celda, en los bornes de conexión, etc.;  $R_P$  resistencia en paralelo que tiene en cuenta la fuga de corriente a través de la unión  $P - N$ ; y  $n$  que es el factor de idealidad.

Cada elemento incluido en el circuito equivalente implica un parámetro que debe determinarse. La curva del comportamiento corriente-tensión, de aquí en adelante curva  $I-V$  (ver Fig. 2.9) esta bien reproducida por el circuito equivalente de la celda. Los cinco puntos característicos de la curva  $I - V$  son mostrados en la Fig. 2.9 y estos son: corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ), voltaje a circuito abierto ( $V_{oc}$ ), puntos de máxima potencia ( $P_{mp}$ ), voltaje máximo  $V_{mp}$  y corriente máxima.

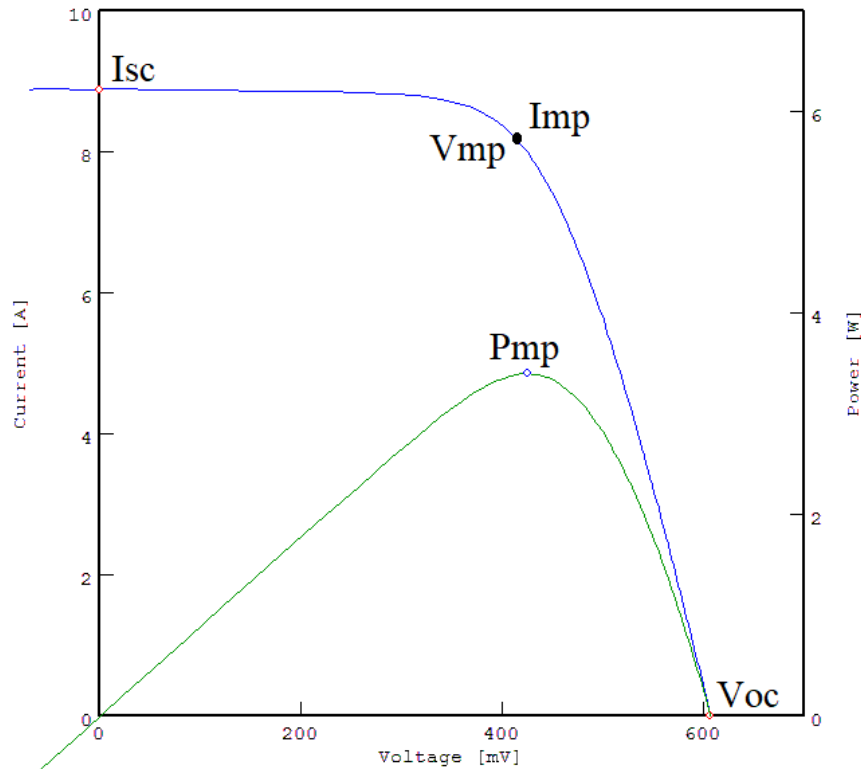


Fig. 2.9. Curva I-V de una celda solar.

La condición de corto circuito ( $I_{sc}$ ) es cuando  $V = 0$ , y su valor o magnitud depende de:

- La potencia de la radiación solar absorbida que es el producto de la magnitud de la irradiancia por la superficie  $S$  de la celda solar, área de la celda.
- Las propiedades ópticas de la celda (absorción y reflexión)

La condición de voltaje a circuito abierto ( $V_{oc}$ ) es cuando  $I = 0$ , en este caso  $R_p$  tiende a  $(\infty)$ . El voltaje a circuito abierto incrementa logarítmicamente cuando la irradiancia aumenta,  $V_{oc}$  depende de la corriente de saturación de la celda solar y de la corriente de iluminación.

Punto máximo de operación: si las terminales de la celda son conectadas a una resistencia variable  $R$ , el punto de operación será determinado por la intersección en la curva  $I - V$ , una carga resistiva tiene un comportamiento lineal con una pendiente  $1/R$  (en donde  $I/V = 1/R$ ). La potencia entregada por una celda solar es proporcional a su área y a la intensidad de la radiación solar que incide en ella, y es medida en Watt pico ( $Wp$ ). Una celda solar de  $1 Wp$  de potencia, suministraría una potencia de  $1 W$ .

Las condiciones  $STC$  se definen cuando la irradiancia global es de  $1000 W/m^2$ , AM de 1.5 y la temperatura de operación de la celda es de  $25^\circ C$ , las cuales rara vez las tendremos cuando el sistema fotovoltaico opere bajo condiciones reales, por lo que, por convención internacional, se han establecido otras condiciones de medición, las llamadas Condiciones Normales de

Operación, (*NOCT*)( por sus siglas en ingles: Normal Operation Cell Temperature) que son cuando la irradiancia es de  $800W/m^2$ , la temperatura es de  $25^{\circ}C$  y una AM de 1.5, entonces en realidad las celdas producen entre un 60-70 % de su potencia pico. (Mohanty & Tyagi, 2015)

El factor de forma se define como la relación del punto de máxima potencia de la celda y el producto de  $V_{oc}$  e  $I_{sc}$ . Se expresa como:

$$FF = \frac{V_m * I_m}{V_{oc} * I_{sc}} \quad (2.3)$$

Como se muestra en la Fig. 2.10,  $FF$  es la relación de la medida del cuadrado que se forma a partir de la curva  $I - V$  y del área del rectángulo más grande que cabrá en la curva  $I - V$ . La resistencia ( $R_s$ ) reduce el  $FF$ .

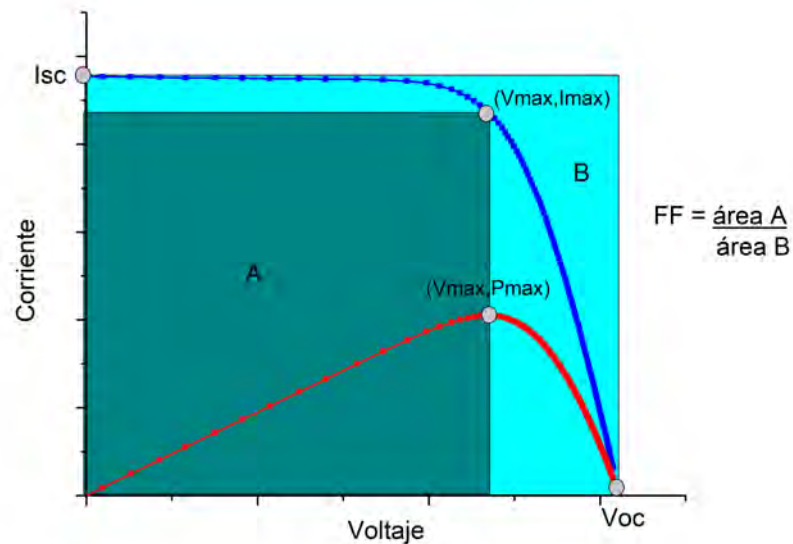


Fig. 2.10. Factor de forma.

## 2.4. Tecnología Fotovoltaica

La producción de material fotovoltaico es un legado de la industria de la microelectrónica basada en silicio, los materiales usados en los módulos FV no requieren la misma pureza que los utilizados para la microelectrónica y la industria ha desarrollado formas menos costosas

de crear celdas fotovoltaicas. Cada material tiene una técnica de producción única, en general los materiales más eficientes son más caros que los menos eficientes.(Brooks, 2013)

El rendimiento de una celda solar depende tres factores clave:

- El tipo de material absorbente utilizado (como diferentes semiconductores) que absorben la energía de la luz solar (fotones) y en el proceso de absorción se crean en pares electrón-hueco.
- El tipo de unión entre los semiconductores que forman la celda solar, que separa los portadores fotogenerados.
- Los contactos en la parte frontal y posterior de la celda que permiten que la corriente fluya la circuito externo.

El progreso de la tecnología fotovoltaica puede medirse de varias maneras. Los investigadores utilizan su comprensión de los parámetros conocidos del dispositivo, por ejemplo: voltaje a circuito abierto, corriente de corto circuito, factor de forma, etcétera, para ayudar a guiar las mejoras del dispositivo. La eficiencia de la celda es el punto de referencia del potencial tecnológico, la Fig. 2.11 presenta una instantánea del cambio tecnológico en las últimas tres décadas para varias celdas, en este caso para dispositivos de investigación que se han medido bajo condiciones estándar en diversos laboratorios al rededor del mundo. (Kazmerski, 2012)

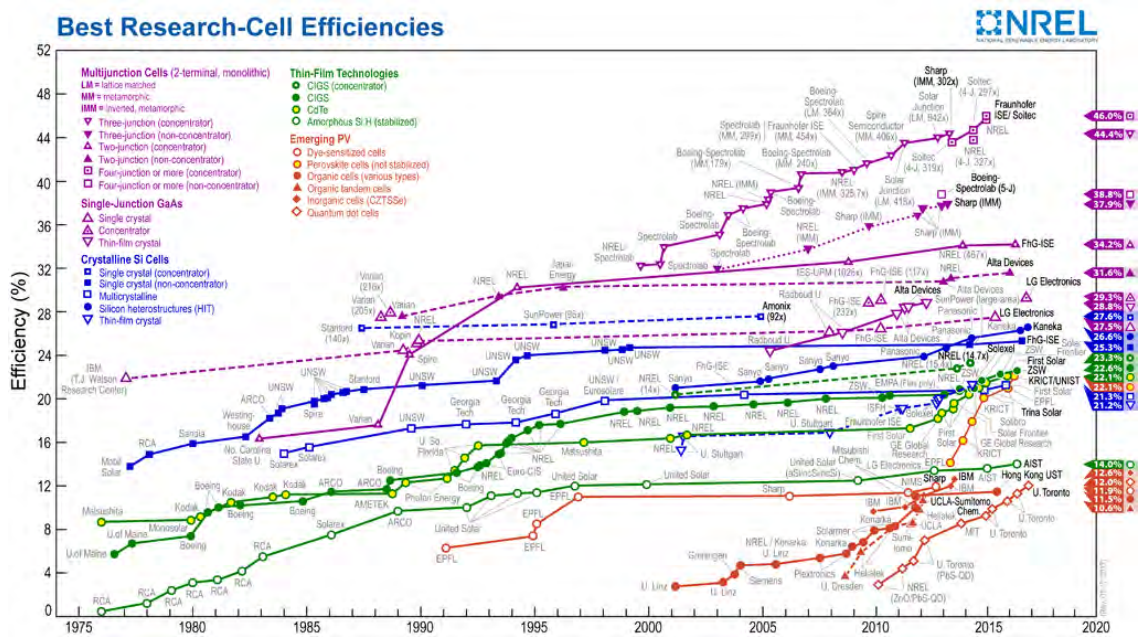


Fig. 2.11. Línea del tiempo reportando eficiencias de conversión de energías de las celdas fotovoltaicas desde 1976 (National Renewable Energy Laboratory).

La Tabla 2.2 muestra los resultados más actuales de las tecnologías fotovoltaicas, el criterio

más importante para la inclusión de los resultados en las tablas es que deben de haber sido medidos independientemente por un centro de pruebas reconocido, se hace una distinción entre tres diferentes definiciones elegibles de área de celda: superficie total, área de abertura y área de iluminación designada. Los resultados se informan para las celdas y módulos fabricados de diferentes semiconductores y para subcategorías dentro de cada agrupación de semiconductores. La Tabla 2.2 muestra los mejores resultados medidos para celdas y submódulos. (Green *et al.*, 2015)

Tabla 2.2. Eficiencias confirmadas de celdas y submódulos medidos bajo el espectro de AM 1.5, irradiancia global  $1000W/m^2$  a  $25^\circ$  C (IEC60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global).

Clasificación	Eficiencia (%)	Area ( $cm^2$ )	$V_{oc}$ (V)	$J_{sc}$ ( $mA/cm^2$ )	Fill factor (%)	Test centre (date)	Descripción
<b>Silicio</b>							
Si (crystalline cell)	$25.6 \pm 0.5$	143.7 (da)	0.740	41.8 <sup>a</sup>	82.7	AIST(2/14)	Panasonic HIT, rear junction
Si (multicrystalline cell)	$21.3 \pm 0.4$	242.74 (t)	0.6678	39.8 <sup>b</sup>	80.0	FhG – ISE(11/15)	Trina Sola
Si (thin transfer submodule)	$21.2 \pm 0.4$	239.7 (ap)	0.687 <sup>c</sup>	38.50 <sup>c</sup>	80.3	NREL(4/14)	Solexel (35 $\mu$ m thick)
Si (thin film minimodule)	$10.5 \pm 0.3$	94.0(ap)	0.429 <sup>c</sup>	29.7 <sup>c</sup>	72.1	FhG – ISE(8/07)	CSG Solar (-12 $\mu$ m on glass)
<b>III-V cells</b>							
GaAs (thin film cell)	$28.8 \pm 0.9$	0.9927(ap)	1.122	29.68 <sup>f</sup>	86.5	NREL(5/12)	Alta Devices
GaAs (multicrystalline)	$18.4 \pm 0.5$	4.011(t)	0.994	23.2	79.7	NREL(11/95)	RTI, Ge substrate
InP (crystalline cell)	$22.1 \pm 0.7$	4.02(t)	0.878	29.5	85.4	NREL(11/95)	Spire, epitaxial
<b>Thin Film Chalcogenide</b>							
CIGS (cell)	$21.0 \pm 0.6$	0.9927(ap)	0.757	35.70 <sup>g</sup>	77.6	FhG – ISE(4/14)	Solibro, on glass
CIGS (minimodule)	$18.7 \pm 0.6$	15.892(da)	0.701	35.29 <sup>c</sup>	75.6	FhG – ISE(9/13)	Solibro, 4 serial cells
CdTe (cell)	$21.0 \pm 0.4$	1.0623(ap)	0.8759	30.25 <sup>d</sup>	79.4	Newport(8/14)	First Solar, on glass
CZTSSe (cell)	$98.1 \pm 0.2$	1.115(da)	0.5073	31.95 <sup>i</sup>	60.2	Newport(4/16)	IMRA Europe
CZTS (cell)	$7.6 \pm 0.1$	1.067(da)	0.6585	20.43 <sup>i</sup>	56.7	NREL(4/16)	UNSW
<b>Amorphous/microcrystalline</b>							
Si (amorphous cell)	$10.2 \pm 0.3$	1.001(da)	0.896	16.36 <sup>d</sup>	69.8	AIST(7/14)	AIST
Si (microcrystalline cell)	$11.8 \pm 0.3$	1.044(da)	0.548	29.39 <sup>g</sup>	73.1	AIST(10/14)	AIST
<b>Perovskite</b>							
Perovskite (cell)	$19.7 \pm 0.6$	0.9917(da)	1.104	24.67 <sup>i</sup>	73.2	Newport(3/16)	KRICT/UNIST
<b>Dye sensitised</b>							
Dye (cell)	$11.9 \pm 0.4$	1.005(da)	0.744	22.47 <sup>n</sup>	71.2	AIST(9/12)	Sharp
Dye (minimodule)	$10.7 \pm 0.4$	26.55(da)	0.754	20.19 <sup>c</sup>	69.9	AIST(2/15)	Sharp, 7 serial cells
Dye (submodule)	$8.8 \pm 0.3$	398.8(da)	0.697	18.42 <sup>c</sup>	68.7	AIST(9/12)	Sharp, 26 serial cells
<b>Organic</b>							
Organic (cell)	$11.2 \pm 0.3$	0.992(da)	0.780	19.30 <sup>i</sup>	74.2	AIST(10/15)	Toshiba
Organic (minimodule)	$9.7 \pm 0.3$	26.14(da)	0.806	16.47 <sup>c,g</sup>	73.2	AIST(2/15)	Toshiba (8 series cells)
<b>Multijunction</b>							
Five junction cell (bonded) (2.17/1.68/1.40/1.06/0.73 eV)	$38.8 \pm 1.2$	1.021(ap)	4.767	9.564	85.2	NREL(7/13)	Spectrolab
InGaP/GaAs/InGaAs	$37.9 \pm 1.2$	1.047(ap)	3.065	14.27 <sup>p</sup>	86.7	AIST(2/13)	Sharp
GaInP/GaInAs/Ge; Si (minimodule)	$34.5 \pm 2.0$	27.83(ap)	2.66/0.65	13.1/9.3	85.6/79.0	NREL(4/16)	UNSW/Azur/Trina
GaInP/GaAs (monolithic)	$31.6 \pm 1.5$	0.999(ap)	2.538	14.18 <sup>i</sup>	87.7	NREL(1/16)	Alta Devices
GaInP/Si (mech. stack)	$29.8 \pm 1.5$	1.006 (da)	1.46/0.68	14.1/22.7	87.9/76.2	NREL(10/15)	NREL/CSEM, 4-terminal
a-Si/nc-Si/nc-Si (thin film)	$13.60 \pm 0.4$	1.043(da)	1.901	9.92 <sup>g</sup>	72.1	AIST(1/15)	AIST
a-Si/nc-Si (thin film cell)	$12.7 \pm 0.4$	1.000(da)	1.342	13.45 <sup>d</sup>	70.2	AIST(10/14)	AIST

La Fig. 2.12 nos muestra las diferentes tecnologías de las celdas fotovoltaicas.



Fig. 2.12. Clasificación de tecnologías de las celdas solares.

## 2.5. El modulo fotovoltaico de silicio y su construcción

Una vez que se prepara la oblea de silicio, se emplean varios procesos de fabricación para convertirla en una celda solar. Los procesos de fabricación usados son los siguientes:

- Formación de la unión  $P - N$ : La oblea formada es del tipo “ $N$ ” o del tipo “ $P$ ”. Se puede crear una unión “ $P - N$ ” mediante procesos de difusión de alta temperatura o mediante un proceso de implantación iónica, que es un proceso de unión en frío. Las ventajas del proceso de unión en frío sobre el proceso de alta temperatura son un menor consumo de energía, una automatización completa y un menor costo en general.
- Posible retroceso  $P+$ : Se puede formar una región posterior  $P+$  para mejorar el rendimiento de la celda creando un campo de superficie posterior, que reduce la pérdida de recombinación del portador en la superficie posterior.
- Formación del contacto eléctrico (contacto de metal frontal y posterior): El contacto

eléctrico en la superficie frontal (a través del cual pasa la luz) debe hacerse de tal forma que pueda recoger la mayor cantidad posible de portadores de energía y al mismo tiempo no sombrear la superficie de la celda. El contacto de la superficie posterior puede ser simplemente hojas de metal.

- Deposición de capa antirreflectante: El silicio no tratado refleja mas del 30% de la luz incidente. Sin embargo, una delga capa de material transparente puede depositarse sobre la celda antes y después del contacto de metal, lo que puede reducir la reflectividad de la superficie y absorber tanta luz como sea posible.

Durante el proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico, hay variaciones en la calidad de las celdas y es muy difícil mantener la calidad exacta para todas las celdas. Después de medir la eficiencia de cada celda terminada se ordenan par minimizar las perdidas por acoplamiento (mismatch) en la interconexión de módulos. Para aumentar el voltaje, las celdas solares se conectan en serie para hacer un módulo.

Los módulos de silicio cristalino consisten en celdas individuales conectadas entre sí y encapsuladas entre un frente transparente, generalmente vidrio y un material de respaldo. La encapsulación no solo proporciona resistencia mecánica a las celdas, si no que también las protege de las aves, suciedad, polvo, penetración de humedad, etc. También protege las interconexiones y los contactos metálicos del clima.

El material utilizado para la encapsulación debe de ser resistente a los rayos UV y ser capaz de soportar temperaturas extremas y un choque térmico. La cubierta superior debe ser transparente a la radiación solar, la parte posterior del módulo está cubierta por una capa de Tedlar o vidrio, un marco de aluminio u otro material compuesto proporcionan la estabilidad mecánica necesaria para el módulo.

Las diferentes capas que componen el módulo se muestran en la Fig.2.13 un cristal de 2 a 3 *mm* de espesor se utiliza como un súper estrato que proporciona rigidez mecánica y protección al módulo mientras que permite dejar pasar la luz, debe de ser de bajo contenido de hierro o de lo contrario la transmisión de la luz será baja.(Hegedus & Luque, 2010)

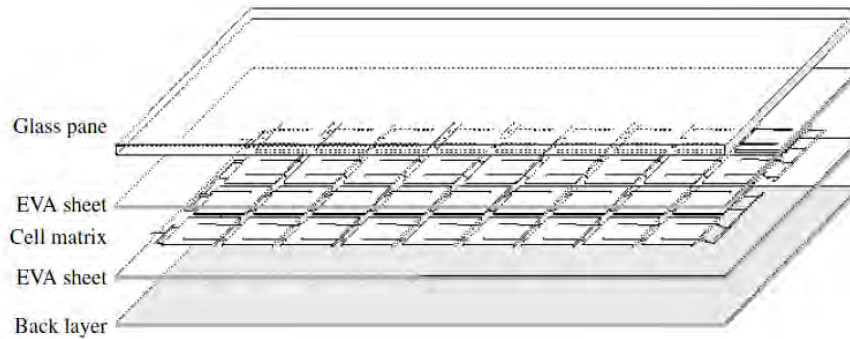


Fig. 2.13. Componentes de un módulo fotovoltaico.

La Fig. 2.14 muestra el esquema de construcción de un módulo.

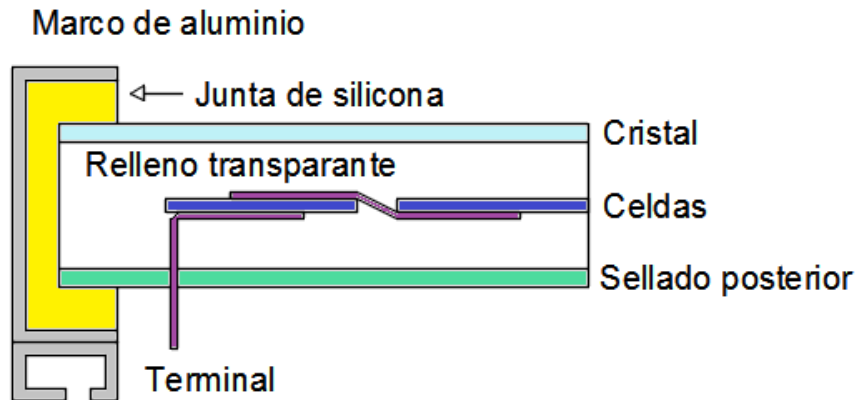


Fig. 2.14. Vista lateral de un módulo fotovoltaico.

## 2.6. Efecto de la temperatura, irradiancia y sombreado

La luz solar es el combustible básico para para un módulo solar. Cualquier pérdida de luz significa una pérdida de energía también. Un módulo fotovoltaico puede seguir trabajando al rededor de unos 20-30 años, lo mejor de un módulo es que no tiene partes móviles, entonces nada se desgastará con el tiempo, pero hay una serie de factores que que afectan el funcionamiento de un sistema solar.

### Orientación

La cara frontal de un módulo debe estar siempre perpendicular a los rayos solares para una máxima captación y absorción de la luz. Esto significa que, en el transito diario solar, el MFV debe seguir al Sol manteniendo dicha condición geométrica de orientación: la “cara” viendo hacia el Sol. Como nuestro país esta en el hemisferio norte, un observador “v” al sol hacia el



Sur, y para que los rayos solares incidan perpendicularmente, el MFV debe estar inclinado a un ángulo igual  $90 - \text{Latitud } a$ , siendo  $a$ , el ángulo de elevación solar a cada instante en el tránsito solar diario. Para el caso de que el MFV no tengas un sistema de seguimiento solar, y éste fijo, la orientación óptima para captar la máxima radiación solar a año es aquella en la que la cara del MFV esta viendo hacia el sur geográfico con un ángulo de elevacion solar igual a la Latitud del lugar. Es claro que cualquier otra orientación o cualquier error en el ángulo de inclinación provoca la pérdida de cierta cantidad de energía.

### Sombreamiento

Los módulos fotovoltaicos se deben instalar en donde no estén expuestos a sombras producidas por objetos cercanos tales como: ramas de arboles, plantas, antenas, anuncios, edificio, etc. La Fig.2.15 muestra el efecto neto del sombreado en la potencia esperada de una celda solar.

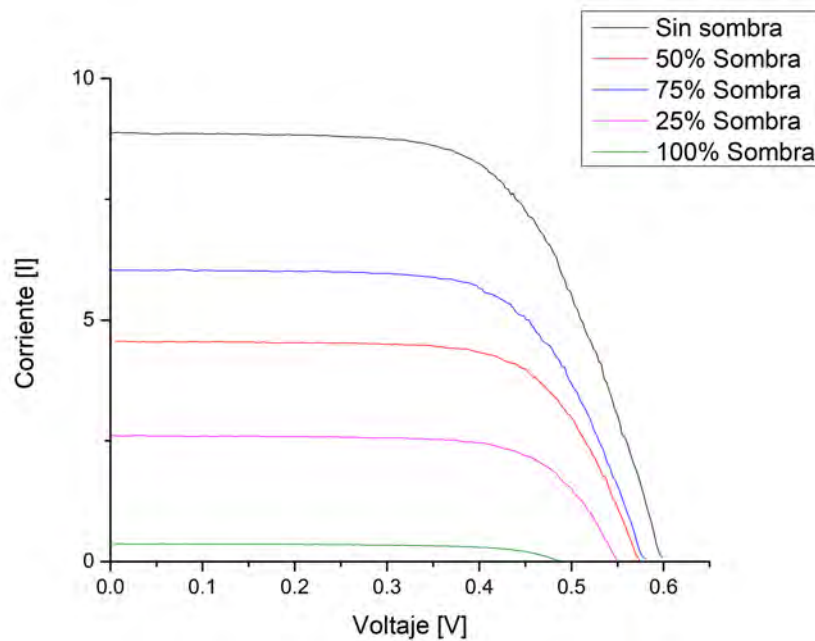


Fig. 2.15. Efecto del sombreado en una celda de Silicio.

Un módulo FV se fabrica con una cadena de celdas solares individuales. Estas están conectadas en serie una con otra, la corriente de salida del módulo completo esta limitada por la corriente de la celda. En la Fig.2.15 se muestra el efecto del sombreado para una celda, se comparan las curvas  $I - V$  sin sombrar y con sombras, las cuales van aumentando gradualmente. Se observa que las diferencias más importantes vienen dadas por la corriente eléctrica y la tensión varía muy poco, la Tabla 2.3 muestra la variación de los parámetros.(Mohanty & Tyagi, 2015)

Tabla 2.3. Efecto del sombreado en una celda fotovoltaica

Sombra	Corriente [A]	Tensión [V]	Potencia [W]
Sin Sombra	8.87	0.598	5.304
75 %	6.02	0.580	3.491
50 %	4.55	0.574	2.611
25 %	2.60	0.549	1.427
100 %	0.367	0.486	0.178

### Intensidad de la luz

Cuanto más brillante sea al luz solar, más potencia producirá el panel fotovoltaico. Entonces si hay  $1000 \text{ W/m}^2$  de luz solar, se tendrá casi la salida nominal completa del panel. Pero, si solo hay  $500 \text{ W/m}^2$  se obtendrá la mitad de la potencia nominal del panel. La Fig. 2.16 muestra el efecto del cambio de magnitud de la irradiancia sobre la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  generada en el módulo obteniéndose que ésta es directamente proporcional a la magnitud de la irradiancia. Para el caso de la tensión generada, esta varía muy poco con dicho cambio, teniendo una disminución en el  $V_{oc}$  que varía logaritmicamente con el cociente de la  $I_{sc}$  e  $I_0$ .

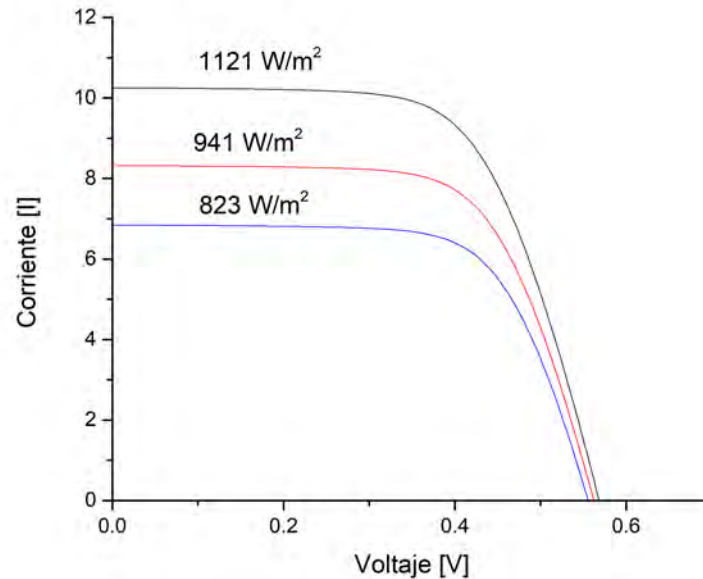


Fig. 2.16. Curva I-V a diferentes irradiancias.

### Temperatura

Los módulos se prueban a una temperatura estándar de  $25^\circ\text{C}$ . Cuanto más alta es la temperatura, menor es la potencia de salida del módulo, un módulo pierde potencia a temperaturas

más altas, la Fig.2.17 muestra el comportamiento de la temperatura en la curva I-V.

Es importante tener en cuenta que la tensión esta determinada por la temperatura de las celdas que no es la misma que la temperatura ambiente, la temperatura de una celda puede alcanzar valores cercanos a los 70°C bajo la luz del sol. La potencia en el caso de las celdas de silicio cristalino disminuyen aproximadamente 0.04 – 0.05 % por cada °C de aumento en la temperatura por encima de 25°C. (Mohanty & Tyagi, 2015)

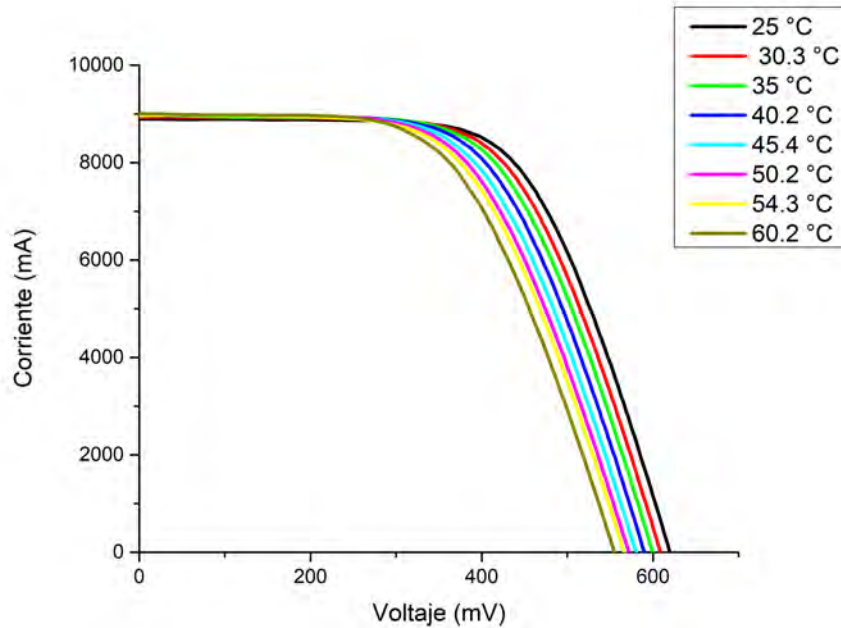


Fig. 2.17. Curva I-V a diferentes temperaturas.

## Polvo

La acumulación de polvo en los módulos fotovoltaicos se conoce como "soiling" (ensuciamiento) y es una causa de pérdida de energía, después de la irradiancia y la temperatura, el ensuciamiento es el parámetro más importante que afecta la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos.(John *et al.*, 2015)

La estimación de las pérdidas por ensuciamiento son difíciles de evaluar debido a variaciones geográficas y condiciones climáticas. El estudio del ensuciamiento natural es un proceso muy lento.

El polvo se define como cualquier partícula de menos de  $500\mu m$  de diámetro, que entran a la atmósfera desde diferentes fuentes como: polvo arrastrado por el viento, de los escapes de los vehículos, erupciones volcánicas y contaminación del aire. El polvo puede contener pequeñas cantidades de polen, fungicidas y comúnmente minerales orgánicos como arena, arcilla y caliza.(Darwish *et al.*, 2015)

## 2.7. Conclusiones

La celda solar es la unidad mínima de generación de energía fotovoltaica, con las cuales se fabrican los módulos fotovoltaicos, a la integración de módulos fotovoltaicos para el uso, almacenamiento y acondicionamiento de energía se les llama sistemas fotovoltaicos (SVF).

Una parte muy importante fue conocer las normas con las cuales se evalúan los módulos y celdas fotovoltaicas, ya que todo el trabajo se basó en la norma IEC:60904-1 Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos y en la norma IEC 60891 Dispositivos fotovoltaicos. Procedimientos de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.

Una vez conocida la información de los procedimientos y requerimientos para medir las curvas  $I - V$  en las celdas proporcionada por las normas, fue necesario conocer los efectos de las condiciones ambientales a las cuales estuvieron expuestas las celdas.

Se describieron los parámetros más importantes del comportamiento eléctrico en las celdas solares como lo son: la corriente de corto circuito ( $I_{sc}$ ), el voltaje a circuito abierto ( $V_{oc}$ ), los puntos de voltaje máximo y corriente máxima ( $V_{max}$ ) e ( $I_{max}$ ) y el punto de máxima potencia ( $P_{max}$ ), los cuales los veremos representados en la curva I-V y es muy importante poder identificarlos, ya que estos parámetros como lo indica la norma serán de mayor importancia la caracterización de las celdas fotovoltaicas y su posterior análisis bajo las condiciones de intemperie.

En este capítulo se revisó el efecto que tiene la temperatura en las celdas fotovoltaicas, el cual hace que a mayor temperatura la celda disminuya su voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$ , la temperatura no afecta a la corriente de corto circuito  $I_{sc}$ .

El efecto del sombreado en las celdas, se ve reflejado en la cantidad de irradiancia directa están dejando de captar lo cual se ve reflejado en la corriente de corto circuito  $I_{sc}$ , pero también debe de tenerse en cuenta que hay una contribución de la irradiancia difusa que es la que la celda está absorbiendo, el voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$  no se ve afectado por las sombras, pero sí afecta directamente al punto de máxima potencia  $P_{max}$  y esto afecta a su rendimiento.

De aquí que las celdas sean muy sensibles ante los cambios de irradiancia, temperatura y sombreado, lo que los hacen sistemas de producción de energía intermitentes, cuidando estos factores y teniendo un buen diseño del sistema se puede generar energía de manera limpia y confiable.

as

---

# Capítulo 3

## Instrumentación

---

### 3.1. Procedimiento para inspección visual

La inspección visual en celdas solares y MFV es un procedimiento que se debe realizar primero antes de llevar a cabo experimentos que estén relacionados con su desempeño eléctrico, seguridad y durabilidad. Su objetivo es identificar visualmente defectos que pudieran afectar la generación de potencia eléctrica. Para la inspección visual de las celdas se requiere de una mesa en donde se coloque la tecnología y una fuente de iluminación de al menos **1000 lux** para poder revisar las siguientes condiciones:

- Superficies externas agrietadas, dobladas, desalineadas o desgarradas.
- Interconexiones o juntas defectuosas.
- Huecos o corrosión visible de cualquiera de las capas de película delgada del circuito activo.
- Corrosión visible de las conexiones de salida, interconexiones y barras colectoras.
- Falla en los enlaces adhesivos.
- Burbujas o delaminaciones que forman una trayectoria continua entre una celda y el borde del módulo.
- Superficies pegajosas de materiales plásticos.
- Terminaciones defectuosas, partes eléctricas vivas expuestas.
- Cualquier otra condición que pueda afectar al rendimiento.

Se debe de tomar nota y fotografía la naturaleza y cualquier posición de grietas, burbujas o delaminaciones, etc, todo aquello que pueda afectar negativamente el rendimiento del módulo en pruebas posteriores.

Es importante documentar todos los defectos visibles, para poder darles un seguimiento adecuado mediante una lista de control de inspección para la evaluación de los defectos en campo, a continuación se muestran algunos de los defectos antes mencionados:

- Celda rota, debido a un mal manejo de la celda o a caídas. Fig. 3.1

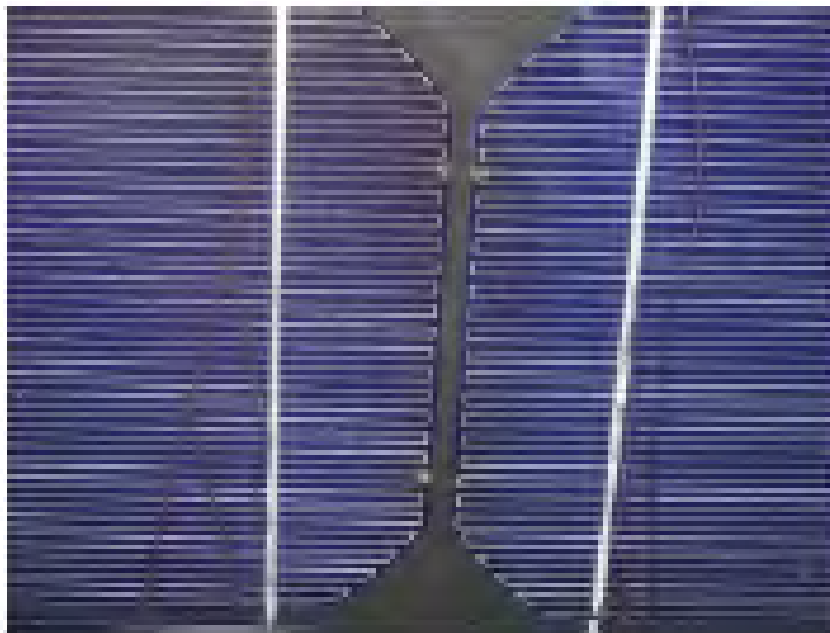


Fig. 3.1. Celda fracturada.

- Burbujas en el laminado, esta falla indica un fallo en el proceso del fabricante, estas burbujas pueden provocar corrosión en los elementos conductores de las celdas y originar puntos calientes. Fig. 3.2

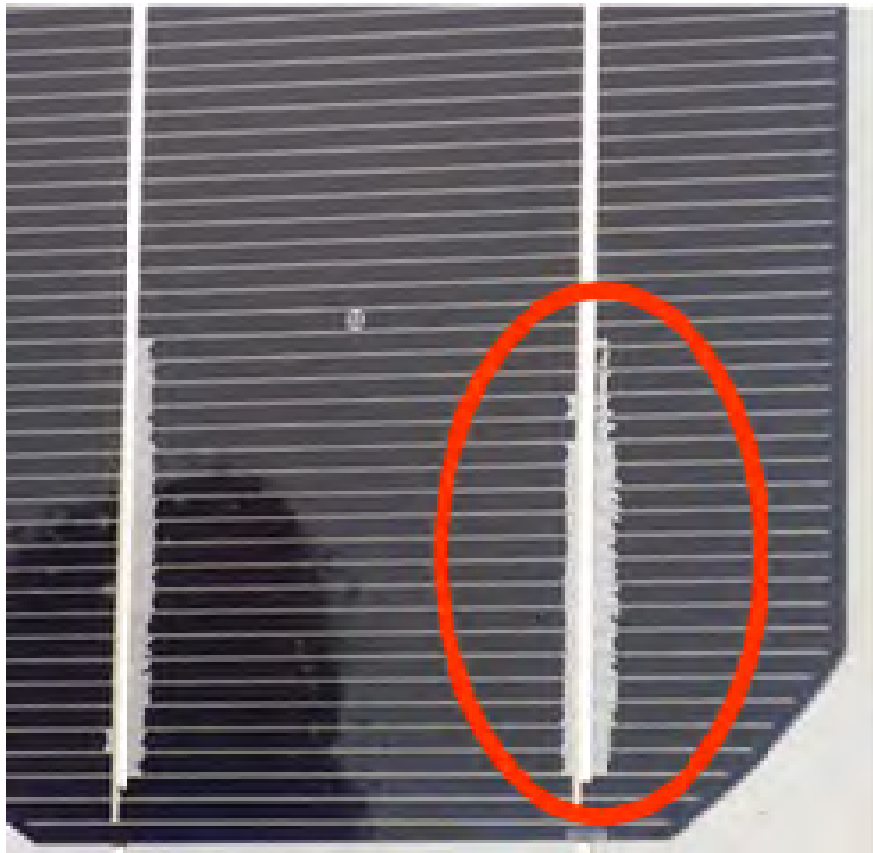


Fig. 3.2. Burbujas en el laminado.

- Defectos en la caja de conexiones, la caja debe de estar perfectamente pegada a la parte posterior de la celda o módulo, con una pasta de silicón u otro adhesivo. los cables deben de ser del tipo fotovoltaico.





Fig. 3.3. Caja de conexión con falla.

Se debe de tener mayor precaución en el transporte y la instalación de los módulos ya que son las etapas mas críticas para el producto; la cubierta de vidrio puede romperse debido a las vibraciones ya sea por transporte o por un mal manejo pero lo más crítico son las microfisuras en la celda que se producen por golpes en el empaquetamiento y que NO es posible identificarlas a simple vista, requiriéndose imágenes de electroluminiscencia para poder identificarlas, por lo cual, se requiere de un equipo especial para dicho experimento y evaluar el daño.

### 3.2. Equipos y prueba de electroluminiscencia

La prueba de electroluminiscencia se realiza en un ambiente oscuro por que la cantidad de radiación infrarroja cerca de  $1150nm$  emitida por el módulo es baja en comparación con la radiación emitida por la iluminación de fondo. El entorno oscuro es necesario para disminuir el ruido de fondo durante la toma de imagen de electroluminiscencia, la resolución de la cámara debe ser al menos lo suficientemente alta como para que los buses de interconexión puedan ser claramente identificados.

El uso la prueba de electroluminiscencia permite detectar grietas en las celdas, las grietas aparecen como líneas oscuras en la imagen, especialmente en las celdas de silicio policristalino los defectos cristalográficos típicamente también aparecen como líneas oscuras, por esta razón es difícil detectar las grietas en las celdas, es necesario estar bien capacitado para esta actividad, a continuación se definen algunos parámetros a tomar en consideración al momento de analizar las imágenes de la prueba de electroluminiscencia:

- Una grieta en la celda aparece como una línea gris oscura en la image, la anchura y la escala de grises deben ser sobre todo constantes en toda la longitud de la grieta.
- Una grieta orientada en un ángulo de  $\pm 45^\circ$  aproximadamente  $\pm 5^\circ$  de los buses de interconexión debería correr en paralelo a los buses de interconexión.
- Las obleas que han sido vecinas en el lingote se pueden encontrar en el módulo fotovoltaico, estas se pueden utilizar para comprobar si una línea gris es fractura o un defecto de la celda.
- Es bastante improbable encontrar una grieta de la celda que no empiece o termine en la barra colectora o el en centro, excepto por las grietas cruzadas, las grietas cruzadas se encuentran muy probablemente en el centro de la celda.

A continuación se muestra algunos detalles detectables por medio de la prueba de electroluminiscencia que no son fallas, son defectos en la oblea:

- Celda sin fallos Fig. 3.4

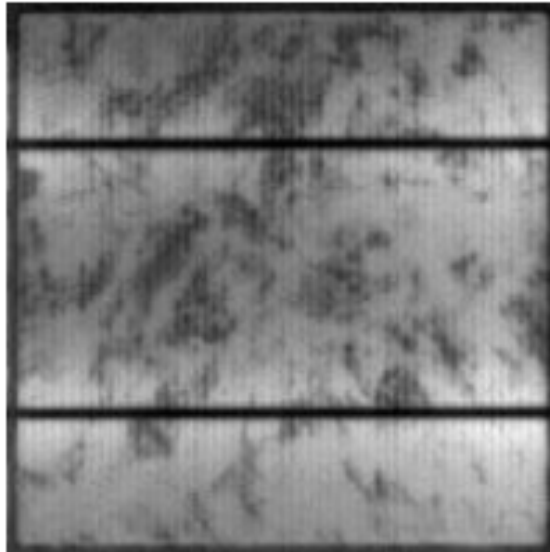


Fig. 3.4. Presenta dislocaciones de cristales celda de silicio policristalino.

- Celda sin fallos Fig. 3.5
-

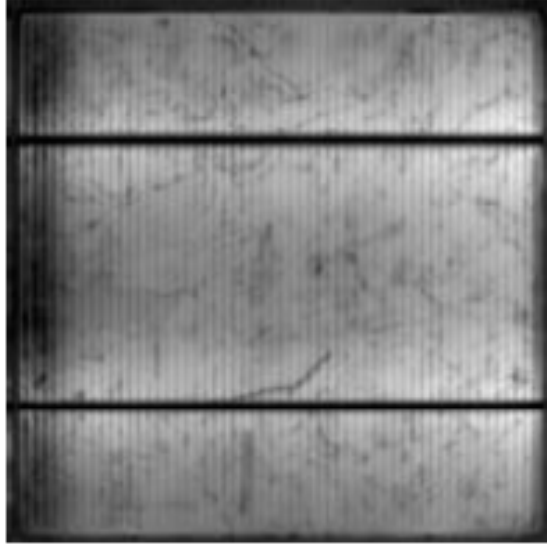


Fig. 3.5. Presenta un borde oscuro en la celda.

A continuación se muestran las fallas mas comunes en las celdas:

- Celda con grieta Fig. 3.6

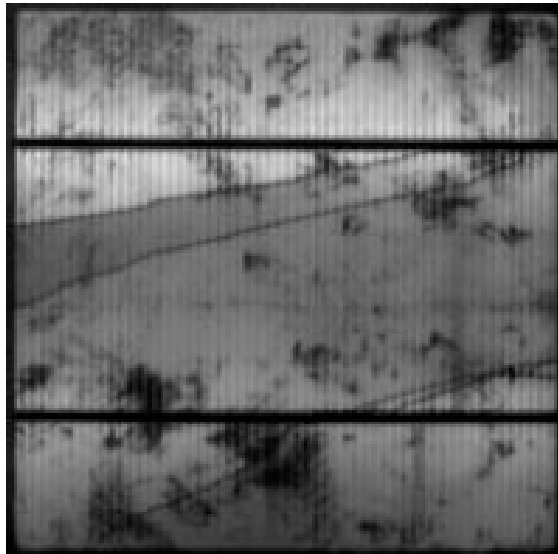


Fig. 3.6. Celda con una grieta la cual no influye en el flujo de la corriente sobre la grieta, es decir, ninguna resistencia sobre la grieta.

- Celda con grietas Fig. 3.7

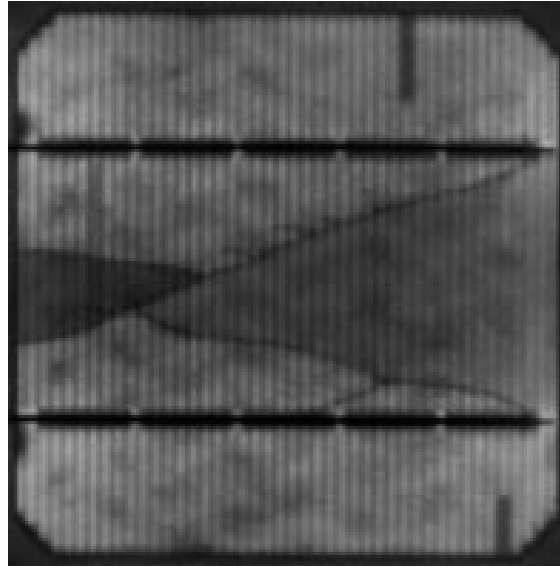


Fig. 3.7. La celda muestra grietas las cuales influyen en el flujo de la corriente hacia la cinta de interconexión de la celda, sin embargo la celda todavía esta conectada.

- Celda con grieta que aísla los buses de interconexión Fig. 3.8

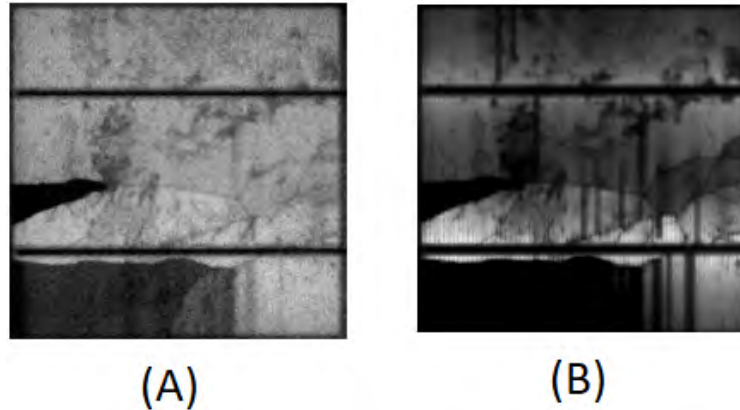


Fig. 3.8. La celda tiene una grieta y la grieta aísla completamente la(s) parte(s) a los buses de interconexión, una imagen tomada aproximadamente 1/10 veces la corriente nominal del módulo (A) es más capaz de revelar partes de la celda aisladas como una tomada a la corriente nominal (B), esto se observa en la parte inferior de las figuras.

- Celda con corrosión Fig. 3.9

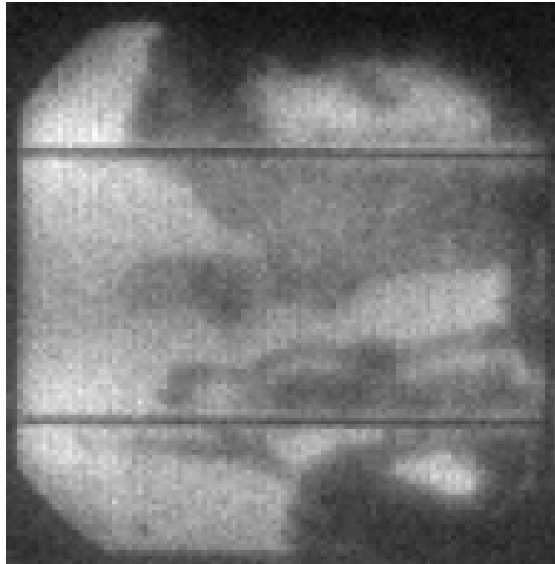


Fig. 3.9. La celda muestra corrosión debido a la humedad.

- Celda con conexiones en paralelo Fig. 3.10

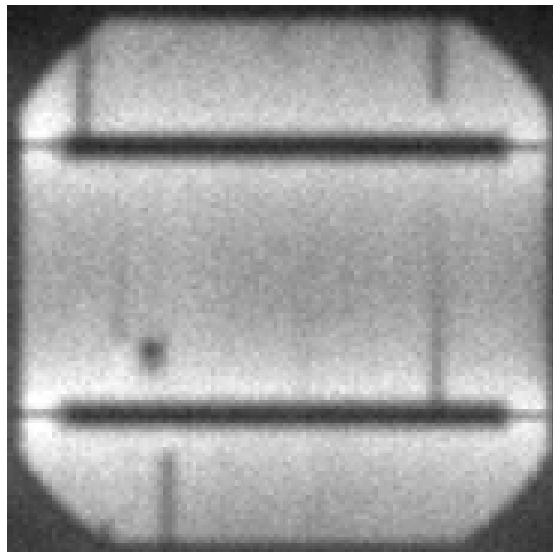


Fig. 3.10. En la celda se aprecia que los buses de interconexión tienen una conexión en paralelo.

- Celda con buses de interconexión desconectados Fig. 3.11

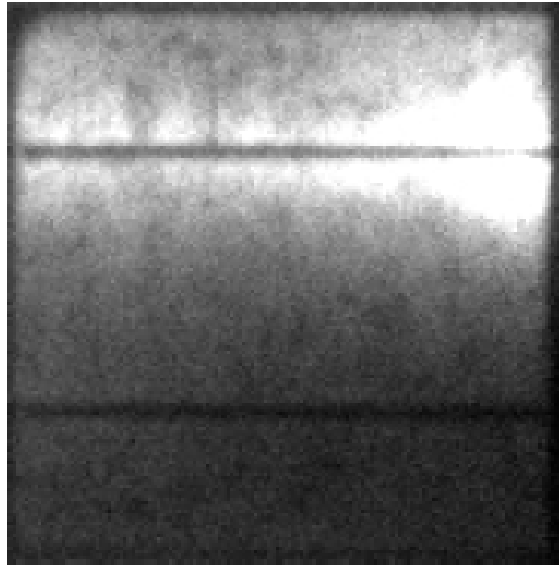


Fig. 3.11. En la celda se aprecia que los buses de interconexión no tienen continuidad, es decir, están desconectados.

Las pruebas de electroluminiscencia fueron realizadas con el equipo Genesys TDK lambda GEN 60-55 Fig.3.12, la cual es una fuente regulable y programable; se inyectó una corriente de  $13.5\text{ A}$  y  $600\text{ mV}$  a la celda.



Fig. 3.12. Fuente programable Genesys TKD lambda GEN 60-55.

Las imágenes fueron tomadas con la cámara Sensovation HR-830 Fig. 3.13, es una cámara CCD refrigerada la cual incorpora el sistema de refrigeración SensHermetic sellado herméticamente y libre de mantenimiento para mejorar su eficiencia y un bajo nivel de ruido de lectura que contribuyen a su excepcional sensibilidad.



Fig. 3.13. Cámara Sensovation HR-830.

### 3.3. Equipos de medición para curva I-V

Para la determinación de coeficientes de la celda, se realizó la prueba en condiciones controladas en el laboratorio, se realizaron con la ayuda de dos equipos Oriol Sol3A Solar Simulator sólo se utilizó su lámpara que proporciona ( $1000W/m^2$ ) debido que su rango de operación es de máximo  $5A$ , debido a esto se ocupó un trazador de curvas de la marca EKO INSTRUMENTS Fig. 3.1 el cual si tiene la capacidad de operar hasta  $10A$ . La tabla 3.1 muestra las características del equipo EKO.



Fig. 3.14. Trazador de curvas I-V EKO MP-160.

Tabla 3.1. Especificaciones del trazador de curva EKO MP-160

Especificaciones	MP 160
Rango de medida	300v,30V,3V / 10A,3A,0.3A,0.03A
Potencia nominal del dispositivo fotovoltaico	Max. 300W
Número de datos	Max. 256 puntos
Alimentación	AC 100 a 240 V, 50 / 60 hz, max. 200VA

El trazador de curvas ECKO requiere de una conexión de cuatro puntas (4 terminales) para una alta precisión en las mediciones, a medida que aumenta el flujo de corriente, la tensión disminuye por la ley de Ohm y conducirá a un error de medición, minimizando así el la resistencia del contacto en el punto de contacto con la terminal del electrodo de la celda tanto como sea posible.

Para realizar la conexión con el método de cuatro puntas, en el EKO se conectan los cables más grueso en la conexión marcada con las letras +S como se muestra en la Fig. 3.15

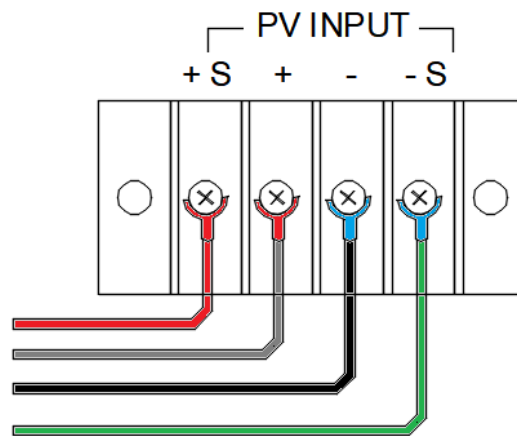


Fig. 3.15. Terminales de conexión en el Eko para el método de 4 puntas.

Cuenta con dos terminales para conectar termopares, solo se utilizo una entrada de un termopar para medir la temperatura de la celda en las pruebas realizadas, la Fig. 3.16 muestra las conexiones de los termopares, cabe hacer mención de que cuenta con una terminal puenteada que indica "no tocar", esta terminal es para hacer referencia de los termopares que se conecten al equipo y no se tiene que modificar.



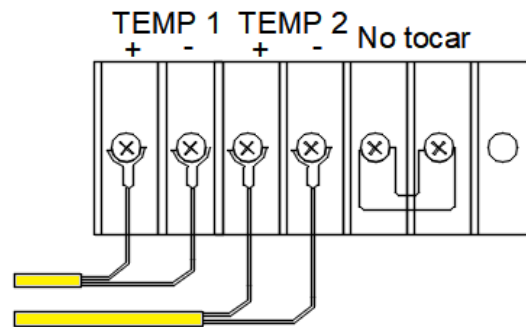


Fig. 3.16. Conexión de termopares.

Estas son las características principales del trazador de curvas Eko.

Se utilizó la lámpara del equipo Oriol SOL3A Fig. 3.17, para poder tener controlada la irradiancia ( $1000W/m^2$ ). El simulador Oriol está certificado según las normas IEC 60904-9 edición 2, para irradiancia uniforme, no uniformidad de irradiancia e inestabilidad temporal de la radiación. Por convención, la clase AAA se uniforma con la primera letra que representa el rendimiento espectral, la segunda letra la uniformidad de la irradiancia y la tercera la estabilidad temporal.

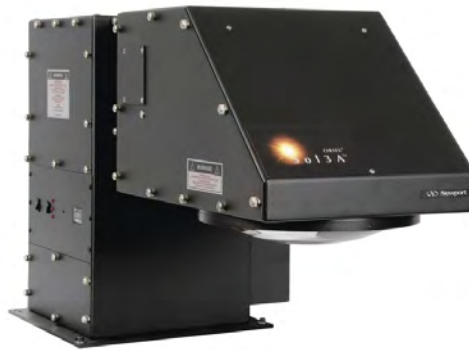


Fig. 3.17. Simulador solar Oriol Sol3A.

La tabla 3.2 muestra las especificaciones de la lámpara utilizada.

Tabla 3.2. Especificaciones de equipo Oriol Sol3A

Simulador clase	AAA
Tipo de lámpara	Xenon
Watts de la lámpara	1000 W
Tamaño del haz de salida	152.4 x 152.4 mm
Uniformidad del haz	$\pm 2\%$
Potencia de salida	$(1000W/m^2) \pm 20\%$ ajustable

La Fig.3.18 nos muestra la configuración del Eko a la computadora, es necesario antes de realizar cualquier medición de curva I-V, configurar el piranometro que se utilizara y dar de alta su constante, revisar que los termopares estén midiendo correctamente y configurar la carpeta en donde se guardaran los datos de cada curva y su correspondiente imagen, revisar que la comunicación este correcta y que la polaridad de los cables de la celda al Eko sea la adecuada de lo contrario no medirá la curva I-V.



Fig. 3.18. Configuración del software del Eko.

La Fig.3.19 nos muestra la toma de una curva I-V, se observa como cada uno de los equipos esta funcionando de manera adecuada.



Fig. 3.19. Toma de una curva I-V.

### 3.4. Instalación de las celdas en el exterior

Después de las pruebas realizadas en el laboratorio, las celdas se instalaron en el exterior. Se diseñó un sistema el cual nos permite inclinar las celdas a cualquier ángulo que se requiera Fig.3.20, se realizó una simulación de la mesa de trabajo en Sketchup, para verificar las distancias optimas entre celdas y que no hubiera problemas de sombreado de las mismas y de las estructuras cercanas a la mesa de trabajo, la Fig. 3.21 muestra el diseño.



Fig. 3.20. Estructura a base de rotulas la cual permite inclinar las celdas a cualquier ángulo.

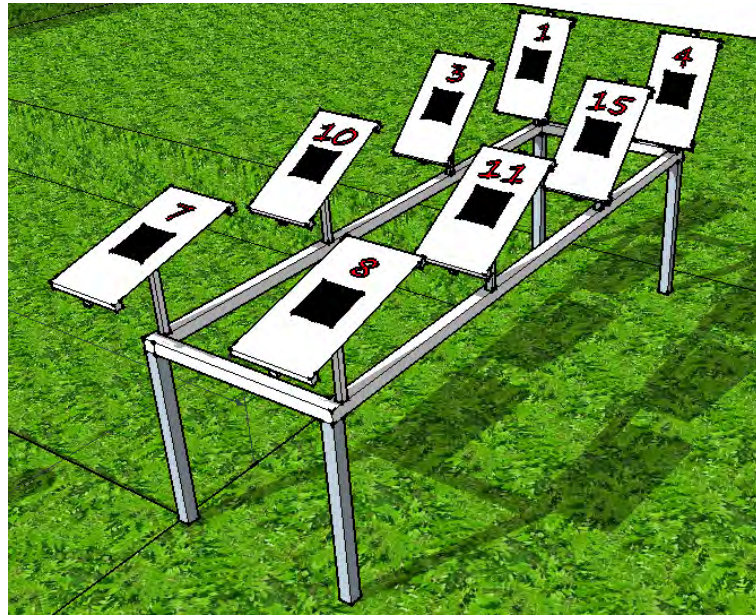


Fig. 3.21. Análisis de sombras de las celdas 21 de diciembre.

Las celdas se colocaron como lo indica la tabla 3.3, con el fin de tener pares de celdas y poder analizar el efecto del ensuciamiento.

Tabla 3.3. Ángulos de inclinación de las celdas

Limpia	Sucia	Angulo de inclinación
7	8	15°
10	11	30°
3	15	45°
1	4	60°

El periodo de limpieza era diario para las celdas de la fila de las limpias y la fila de las sucias no se tocaron durante todo el experimento.

Para dejar las celdas a la inclinación deseada, se utilizó un equipo llamado Seaward Solar Survey 200R, este equipo cuenta con una celda de referencia para medir irradiancia y también mide ángulos de inclinación, como se observa en la Fig. 3.22.



Fig. 3.22. Procedimiento usado para dejar inclinadas las celdas.

La Fig.3.23 muestra como quedaron instaladas las celdas en la mesa de trabajo, también se colocaron a cada una de las celdas, termopares tipo "K" para poder estar censando la temperatura, los termopares se pegaron a la celda con cemento térmico, adicionalmente a las terminales de la celda se colocaron un par de cables para poder censar el voltaje de cada celda con una resistencia calibrada de  $4 \Omega$ , con esto se puede calcular la corriente de manera indirecta.



Fig. 3.23. Celdas instaladas en mesa de trabajo.

### 3.5. Instalación de una estación meteorológica

Se instaló una estación de mediciones de condiciones ambientales, la norma *IEC* 60904 – 1 Dispositivos fotovoltaicos-Parte 1: Medición de las características corriente-tensión de los dispositivos fotovoltaicos y la norma *IEC* 60904 – 2 Dispositivos fotovoltaicos-Parte 2: Requisitos



para dispositivos solares de referencia, nos indican que debemos de tener mediciones de: temperatura ambiente, temperatura de la celda, velocidad del viento, irradiancia, al momento de realizar las mediciones en el exterior.

Para la estación se utilizó un datalogger campbell CR3000 Fig.3.24, las características de este equipo se muestran en la tabla 3.4.

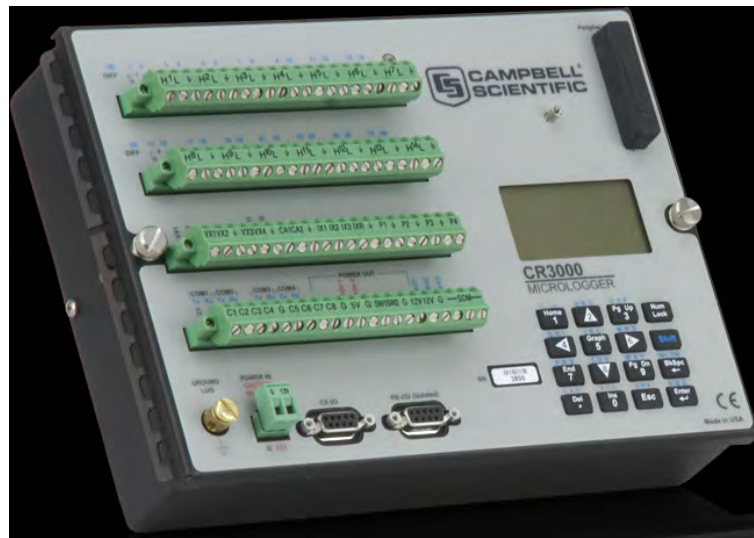


Fig. 3.24. Datalogger CR 3000.

Tabla 3.4. Especificaciones Datalogger Campbell CR 3000

Características	
Entradas analógicas	28 simples o 14 diferenciales
Contadores de pulso	4
Terminales de excitación de voltaje	4 (VX1 a VX4)
Puertos de comunicación	RS-232, puerto paralelo, CS I/O
Alimentación	10 a 16 Volts
Rango de voltaje de entrada	$\pm 5$ Volts
Bits conversor <i>A/D</i>	16

Adicionalmente se instaló un multiplexor *AM16/32B* para incrementar el número de entradas y con eso poder colocar mas sensores, el multiplexor se conecta directamente al datalogger, dependiendo el tipo de sensor, puede multiplexar 16, 32 o 48 sensores, Fig.3.25.



Fig. 3.25. Multiplexor *AM16/32B*.

La estación se diseñó para que fuera autónoma y cuenta con un módulo fotovoltaico ERDM Solar Fig.3.26 con una potencia de 20W, el cual está conectado a un controlador de carga Condumex y a una batería Steren de 12 Ah Fig.3.27.



Fig. 3.26. Módulo fotovoltaico.



Controlador de carga



Batería

Fig. 3.27. Controlador de carga y batería.

Para lograr una conexión por medio de Wifi, se colocó un arduino Yún Fig.3.28, el cual soporta red cableada ethernet y Wifi, dispone de dos conexiones de red, que puede conectarse como cliente o como punto de acceso, se alimente con 5V los cuales los toma del datalogger *CR3000*. La tabla 3.5 nos muestra las especificaciones del arduino Yún.



Fig. 3.28. Arduino Yún para conexión Wifi.



Tabla 3.5. Aduino Yún

Características	
Microcontrolador	ATmega23U4
Alimentación	5V
Pines digitales <i>I/O</i>	20
Salida PWM	7
Ethernet	802, 310 / 100Mbit / s
Wifi	802.11b / g / n 2.4 Ghz
Lector de tarjeta	Micro-SD

Los sensores instalados en la estación meteorológica son los siguientes:

- Temperatura ambiente

El sensor de temperatura ambiente es un Termopar tipo "T", es una sonda con funda y el tipo "d" unión es a tierra, lo que significa que los alambres del termopar están físicamente unidos en el interior de la pared de la sonda Fig. 3.29.



Fig. 3.29. Sensor de temperatura ambiente.

- Irradiancia

El sensor de irradiancia es una celda Spektron 210 de la marca TRITEC de silicio monocristalino, su constante de calibración es de  $77.29 \text{ mV}$  a  $1000 \text{ W/m}^2$ , cuenta con un cable de dos hilos resistente a los rayos UV, Fig.3.30 y Fig.3.31.



Fig. 3.30. Celda Spektron 210.



Fig. 3.31. Datos de calibración celda Spektron 210.

- Velocidad y dirección del viento

El sensor de dirección y velocidad del viento es un Wind Sentry 03002, cuenta con un anemómetro de 3 cazoletas y una veleta montados en el mismo brazo, se conecta directamente al datalogger sin necesidad de un circuito extra. La rotación de las cazoletas produce una onda sinusoidal de CA que es directamente proporcional a la velocidad del viento, la frecuencia de la señal de corriente alterna se mide por un canal de contado de pulso. La dirección del viento es detectada por un potenciómetro, la señal de salida es directamente proporcional al ángulo de la dirección del viento Fig.3.32. La tabla 3.6



Fig. 3.32. Wind Sentry 03002.

Tabla 3.6. Especificaciones Wind Sentry 03002

Especificaciones	Anemómetro	Veleta
Rango	0 a $50 \text{ ms}^{-1}$	$360^\circ$
Sensor	12 cm de diámetro	paleta de equilibrio, 16 cm
Exactitud	$\pm 5 \text{ ms}^{-1}$	$\pm 5$
Dimensiones	Diámetro de la cazoleta 12 cm	longitud de la veleta 22 cm

La tabla 3.7 muestra la forma en que debe conectarse el sensor Wind Sentry 03002.

Tabla 3.7. Diagrama de conexiones en el datalogger CR 3000

Diagrama de conexiones		
Color	Etiqueta del cable	CR3000
Rojo	WS Signal	P1
Negro	WS Reference	Tierra
Claro	Shield	Tierra
Verde	WD Signal	SE1
Azul	WD Volt Excit	VX1
Blanco	WD Reference	Tierra

- Termopares tipo K

Cuenta con termopares tipo K de la marca Omega, para medir la temperatura de las celdas, están pegadas a las celdas por medio de cemento térmico.

La Fig.3.33 muestra la estación completa.



Fig. 3.33. Estación para mediciones ambientales, se muestran las conexiones.

### 3.6. Conclusiones

Al momento de recibir las celdas se procedió a realizar la prueba de inspección visual en la que no se encontraron defectos o fallas en la celda, por las características eléctricas que muestra la celda, se deben de colocar un cables calibre 8 AWG el cual es muy grueso en comparación con las terminales ubicadas en la caja de conexiones de la celda, por lo que se tubo que realizar un ajuste en las terminales y colocar un bus de conexión de puesta a tierra al lado de las terminales de la celda, en el cual se podrían conectar los cables sin poner en riesgo la integridad física de las terminales de la celda, para asegurar un contacto adecuado las terminales se soldaron.

Una vez realizado este ajuste en la celdas se procedió a realizar la prueba de electro luminiscencia en la que el principal objetivo fue detectar fracturas en la celda, en el proceso de electroluminiscencia no es fácil poder identificar las fallas o defectos que muestran las fotografías, se utilizó para el análisis de las fotografías de electroluminiscencia una guía del TÜV para electroluminiscencia en la cual se especifican las fallas más comunes, del análisis de electroluminiscencia se detecto la celda 11 una grieta en una esquina, el resto de las celdas estuvieron bien.

El siguiente paso fue medir las curvas I-V de cada una de las celdas en un simulador solar, en base a las normas, lo más importante al momento de realizar las mediciones fue que el trazador de curvas ECKO cuenta con el método de cuatro puntas para poder tomar la curva I-V, en el cual es necesario contar con cuatro cables para realizar la prueba, el equipo es muy especifico en hacerlo con los cuatro cables, y por ese motivo se realizó la modificación en la caja de conexiones.

Para seleccionar el calibre adecuando del cable, se realizo un calculo en el cual se proponían distintos calibres de conductores a diferentes distancias, se encontró que el mejor calibre sería un calibre 00 AWG el cual es imposible conectar en las celdas, se opto por un calibre 8 AWG y una distancias de 1.2 metros, esta combinación nos da una cada de tension del 4% que era lo mejor que se podría lograr.

Posteriormente se tomaron las curvas I-V para cada una de las celdas en el Simulador Solar Oriel Sol3A bajo las condiciones STC, se encontraron comportamientos eléctricos iguales en todas las celdas, esto fue muy importante ya que las celdas en este punto no habían sido expuestas a la luz solar.

Para poder instalar las celdas en el exterior se construyó una mesa en la cual se colocaron las celdas, se diseñó una rotula de aluminio la cual permitiría poder inclinar la estructura diseñada con ángulos de 0 a 90 grados, la rotula se realizo en el taller del IER-UNAM.

Para medir las condiciones ambientales se instaló una estación la cual podría medir: temperatura de las celdas, temperatura ambiente, irradiancia, velocidad y dirección del viento, y el voltaje que generaban las celdas. La estación se construyo del tal manera que fuera autónoma, contaba con un módulo FV, un controlador de carga y un batería, todos estos instrumentos estaban conectados a un datalogger Campbell CR3000 el cual posteriormente se cambio por un CR1000, lo importante que se realizo fue que se logro hacer una interfaz con un Arduino YÚN el cual servia como módem, no fue sencillo realizar la conexión del Arduino YÚN con el Datalogger Campbell, pero al final se logro hacer con la ayuda de Héctor Daniel Cortéz González quien realizó toda la programación, y con esto se podía tener acceso a los datos del Datalogger de manera inalámbrica, la ventaja de este sistemas de monitoreo de condiciones ambientales es que era toltalmente autónomo y no necesitaba ninguna conexión de cables de alimentación o para conectarse a la red.

# Capítulo 4

## Resultados

---

### 4.1. Inspección visual

Se recibieron las celdas fotovoltaicas de la empresa Solartec, la cual fabrica módulos y celdas es una empresa de capital 100% mexicano. En la Fig. 4.1 se muestra físicamente la celda, la cual es de silicio policristalino, con un espesor de  $200 \mu\text{m} \pm 20 \mu\text{m}$ , la terminal negativa tienen un bus de plata de  $1.5\text{mm}$ , con un revestimiento antireflejante de nitrato de silicio. En la parte trasera cuenta con unas terminales de  $2.3\text{mm}$  de plata, soldadas a terminales de aluminio para la conexión.

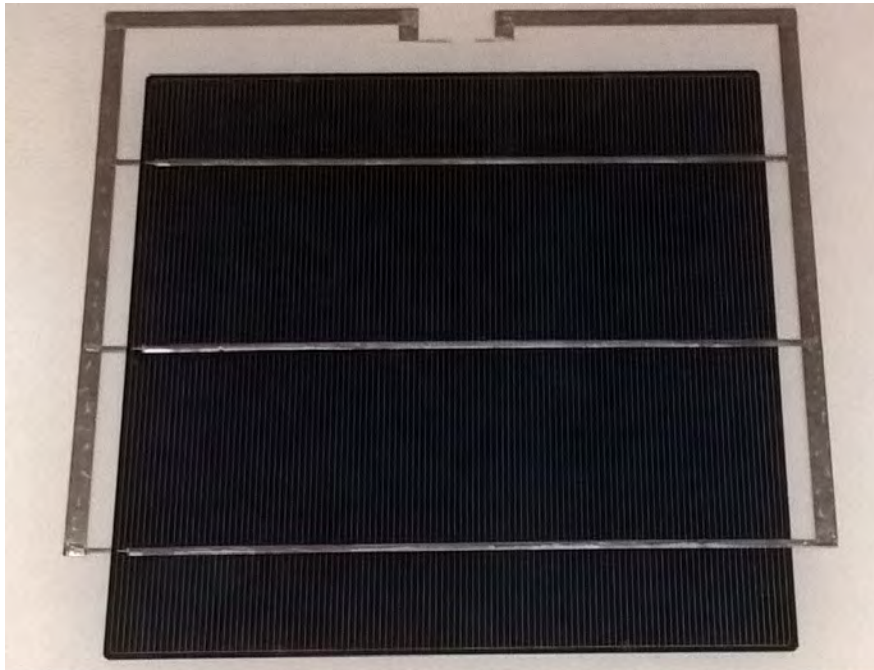


Fig. 4.1. Celda proporcionada por Solartec.

La Fig. 4.2 muestra las medidas físicas de la celda.

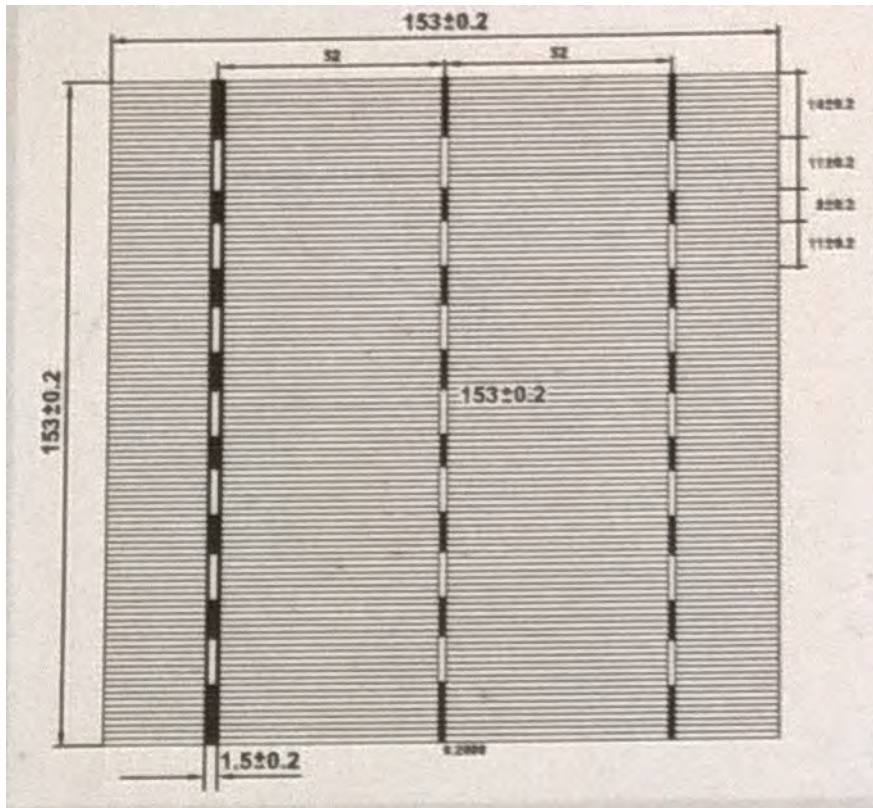


Fig. 4.2. Medidas de la celda fotovoltaica.

Las celdas seleccionadas para el experimento se revisaron y visualmente no se encontró ninguna anomalía, se tuvo que realizar una modificación en las terminales de plata Fig4.3; debido a que son muy delgadas, por las características eléctricas de la celda y por el método de medición a cuatro puntas, era necesario conectar un cable de calibre grueso, el cual mecánicamente no era posible conectar en la celda y podría romperse.



Fig. 4.3. Modificación en las terminales de conexión de las celdas.

El cable se selecciono de acuerdo a la tabla 4.1, en la que se muestra la caída de voltaje en porcentaje, las distancias del cable y el calibre del mismo. Se realizó este cálculo basado en las ecuaciones de cálculo de calibre de conductores 4.1.

$$S = \rho \left( \frac{L}{R} \right) \quad (4.1)$$

En donde  $\rho$  es la resistencia específica de cada material, para el cobre es de  $1/58$  y para el aluminio es de  $1/36 \Omega mm^2/m$ ,  $S$  es la sección transversal del conductor en  $mm^2$ ,  $L$  es la distancia del conductor en metros, y  $R$  es la resistencia que se calcula por caída de tensión en  $\Omega$  por medio de la ecuación 4.2, en donde  $E$  es la caída de tensión.

$$R = \frac{E}{I} \quad (4.2)$$

La tabla 4.1 indica el calibre del conductor de la columna de 1.2 metros, que es la distancia óptima para trabajar y el calibre elegido es el calibre 8 AWG, debido a que mecánicamente ya no se puede conectar otro cable más grueso tanto en la celda como en el trazador de curvas.



Tabla 4.1. Cálculo de calibre de conductores

caida		V2	R	L = 5 m	L=2 m	L=1.2 m	Calibre
%	V	V	$\Omega$	S	S	S	AWG
0.5 %	0.003	0.5970	0.00033	258.62	103.44	62.068	00
1 %	0.006	0.5940	0.00066	129.31	51.72	31.03	2
2 %	0.0120	0.5880	0.00133	64.65	25.86	15.51	4
3 %	0.0180	0.5820	0.002	43.10	17.24	10.34	6
4 %	0.0240	0.5760	0.0026	32.32	12.93	7.85	8
5 %	0.0300	0.5700	0.0033	25.86	10.34	6.20	10
6 %	0.0360	0.5640	0.004	21.55	8.62	5.17	12

## 4.2. Electroluminiscencia

Posterior a la inspección visual se realizó una prueba de electro luminiscencia, la prueba consiste en hacer pasar una corriente continua para estimular la recombinación radiativa en las celdas solares, esta emisión de electroluminiscencia es detectada por una cámara de dispositivo de acoplamiento cargado (cámara CCD).

A las celdas que se seleccionaron para el experimento se les realizó la prueba de electroluminiscencia en el equipo, Genesys TKD lambda GEN 60-55, el objetivo de esta prueba fue encontrar fracturas en las celdas, como ayuda para el análisis de las imágenes y se utilizó un manual de TÜV (Köntges *et al.*, 2014) de electroluminiscencia, el cual muestra algunas de las fallas más comunes y muestra ejemplos para poder clasificarlas:

- En la celda UNO se puede apreciar dislocaciones de cristales que no afecta el funcionamiento de al celda Fig. 4.4

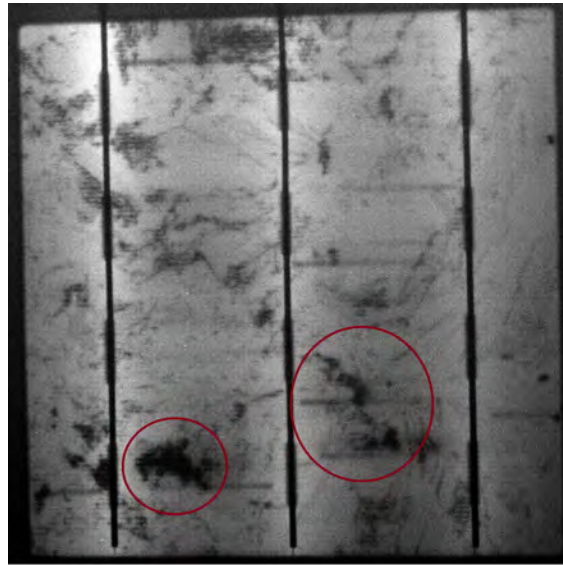


Fig. 4.4. Ceda número UNO.

- En la celda TRES se puede apreciar dislocaciones de cristales Fig. 4.5

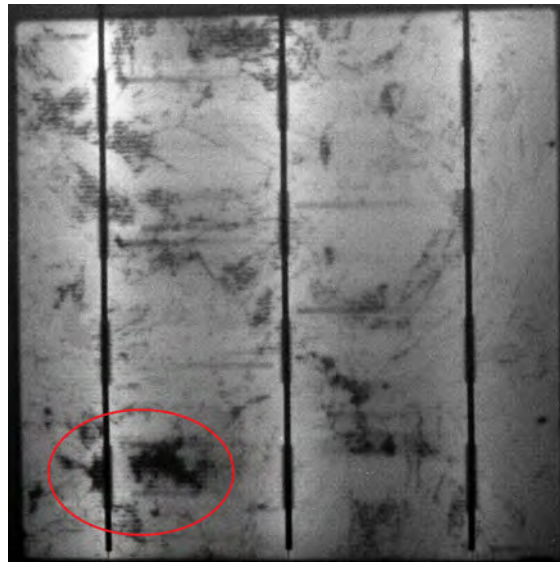


Fig. 4.5. Celda número TRES.

- En la celda CUATRO se puede apreciar una grieta en la parte superior que no es muy grande Fig. 4.6

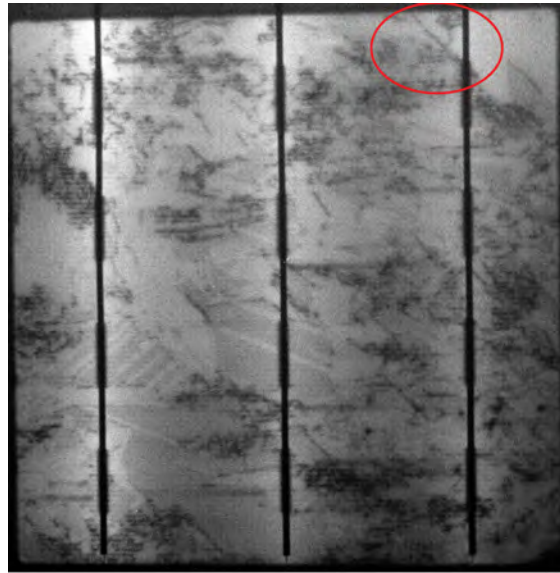


Fig. 4.6. Celda número CUATRO.

- En la celda SEIS se puede apreciar una pequeña grieta en la parte superior y en la parte inferior se aprecia bordes en la oblea. Fig. 4.7



Fig. 4.7. Celda número SEIS.

- En la celda SIETE se puede apreciar dislocación de cristales Fig. 4.8

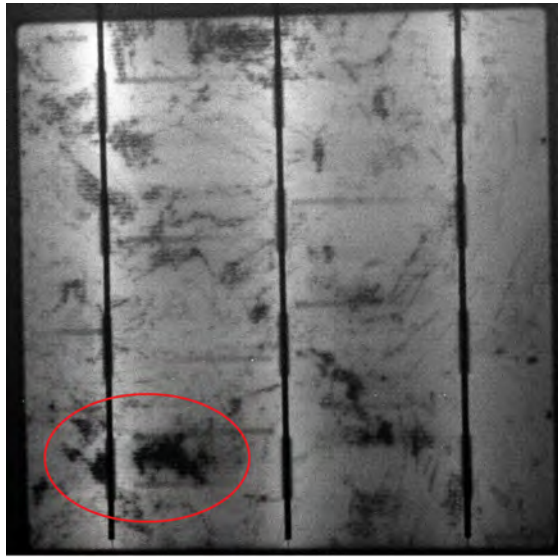


Fig. 4.8. Celda número SIETE.

- En la celda DIEZ se puede apreciar una pequeña fractura Fig. 4.9

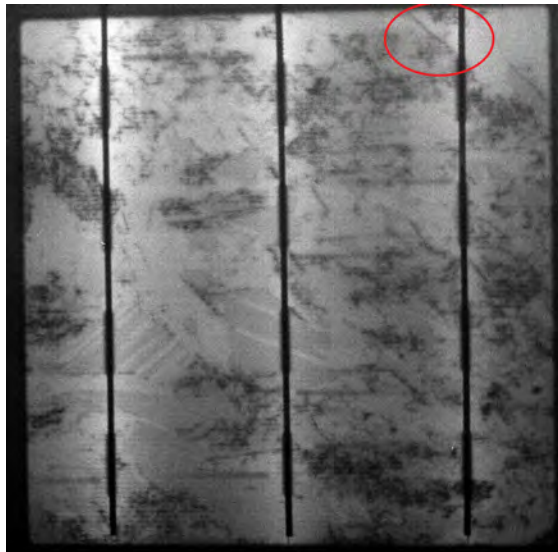


Fig. 4.9. Celda número DIEZ.

- En la celda ONCE se puede apreciar en la parte superior derecha una fractura, en la parte inferior derecha le falta un pedazo a la celda y en la parte inferior izquierda se aprecia una fractura considerable que esta en al bus de interconexión Fig. 4.10

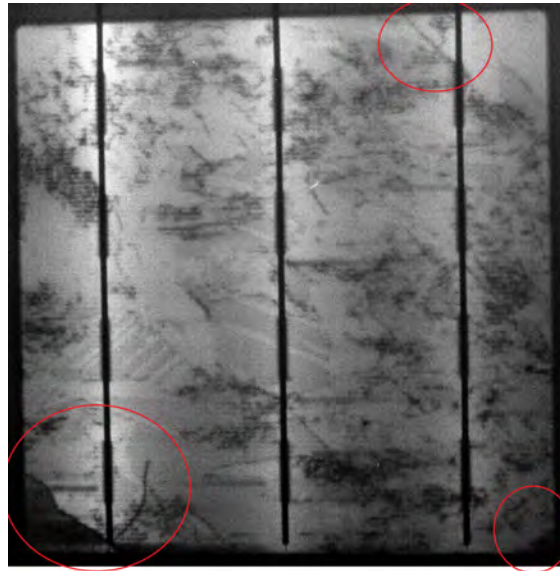


Fig. 4.10. Celda número ONCE.

- En la celda QUINCE se puede apreciar dislocaciones de cristales Fig. 4.11



Fig. 4.11. Celda número QUINCE.

Como se observa la prueba de electroluminiscencia nos permite ver fallas y fracturas en las celdas que a simple vista no son apreciables y que están presentes en las celdas.

### 4.3. Determinación de coeficientes

Una vez elegido el calibre del conductor se realizaron las mediciones de curva  $I - V$  en laboratorio, la Fig.4.12 nos muestra la forma en la que se conectó el trazador de curvas y la lámpara utilizada para medir las curvas  $I - V$ .

La Fig. 4.13 nos muestra el diagrama de conexiones del sistema de medición a cuatro puntas, como se observa en la Fig. 4.13 la resistencia B se representa de menor capacidad debido a que estos conductores son por los cuales se mide la tensión y prácticamente la corriente que circula por ello es casi cero, la resistencia A se representa de mayor capacidad ya que en estos conductores se medirá la corriente y los cables son de calibre 8AWG.



Fig. 4.12. Conexión de los equipos y de la celda para la toma de curva I-V.

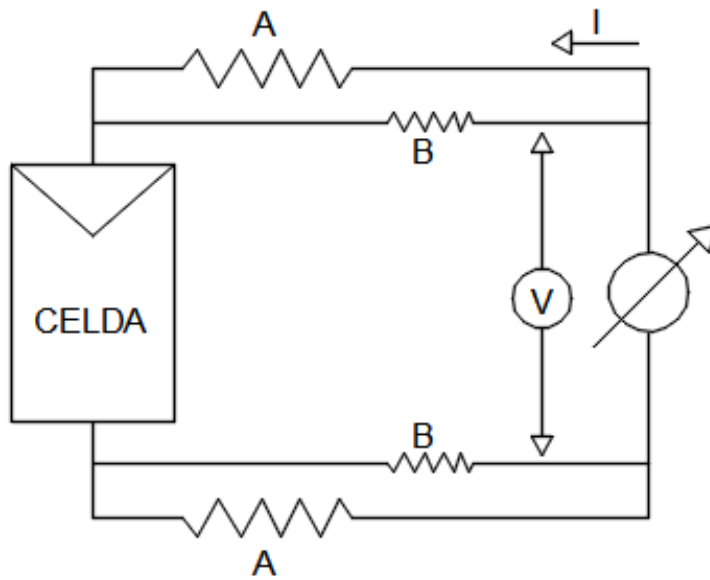


Fig. 4.13. Diagrama de conexión del sistema de medición a cuatro puntas.

Se tomo la curva I-V para cada una de las celdas, esto es para tener una referencia de su comportamiento antes de ser expuesta al sol, a continuación se presentan las curvas tomadas:

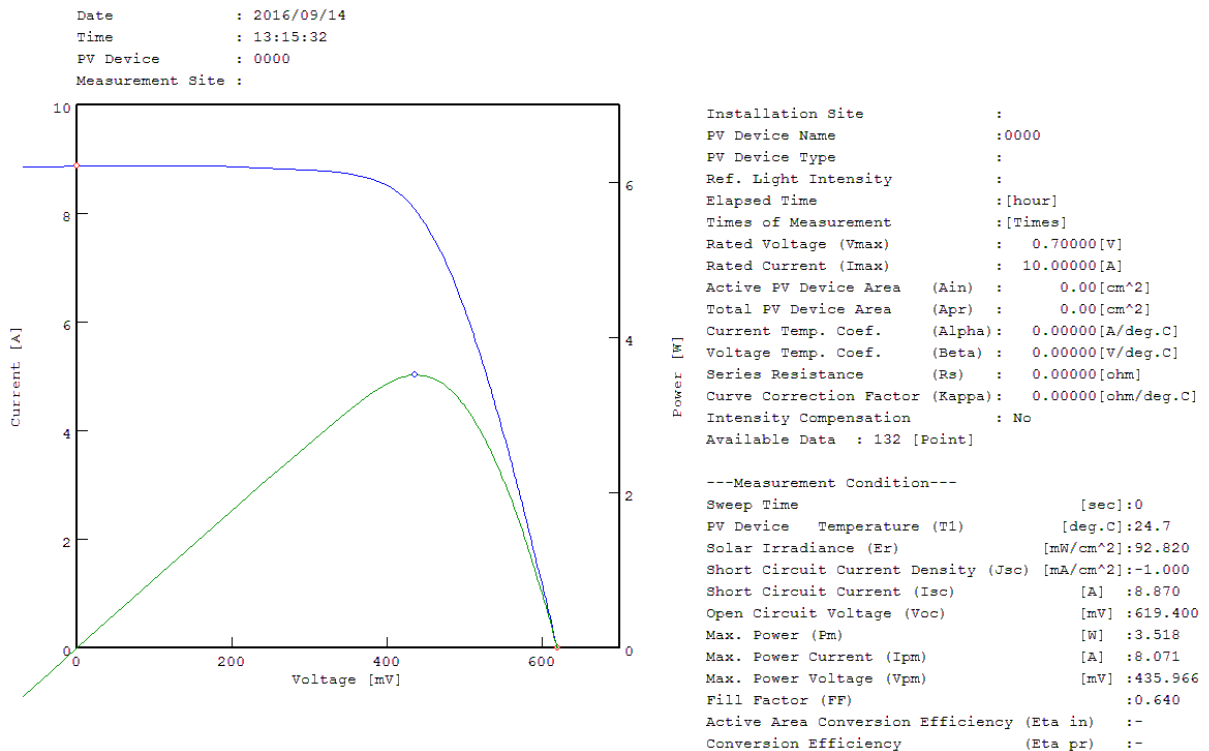


Fig. 4.14. Curva I-V de la celda 1.

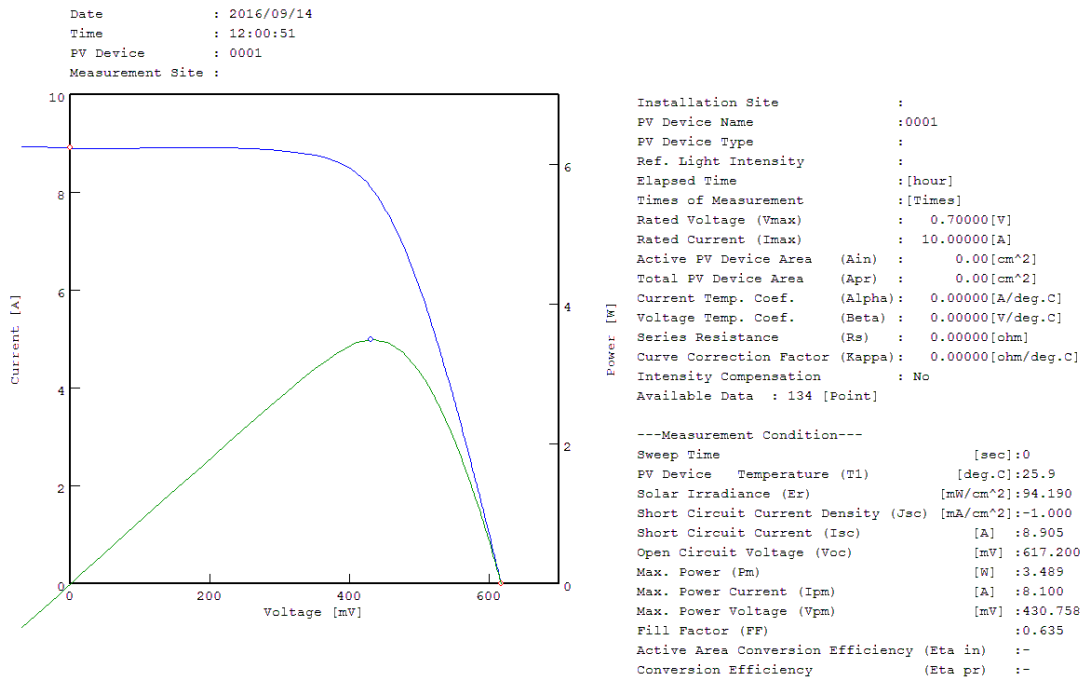


Fig. 4.15. Curva I-V de la celda 3.

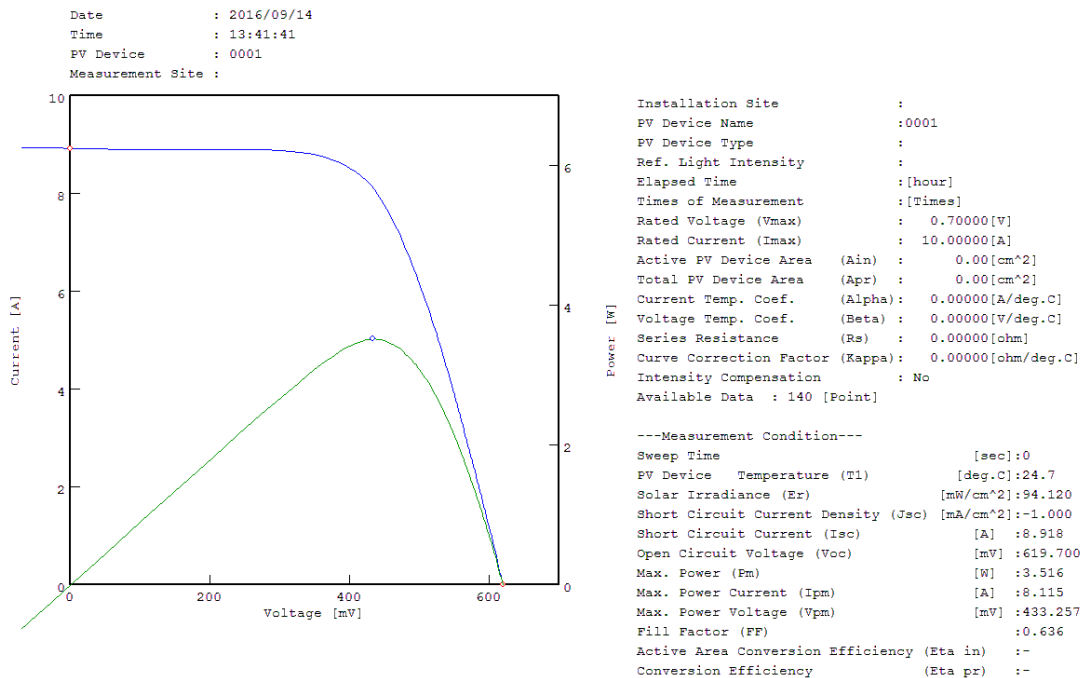


Fig. 4.16. Curva I-V de la celda 4.



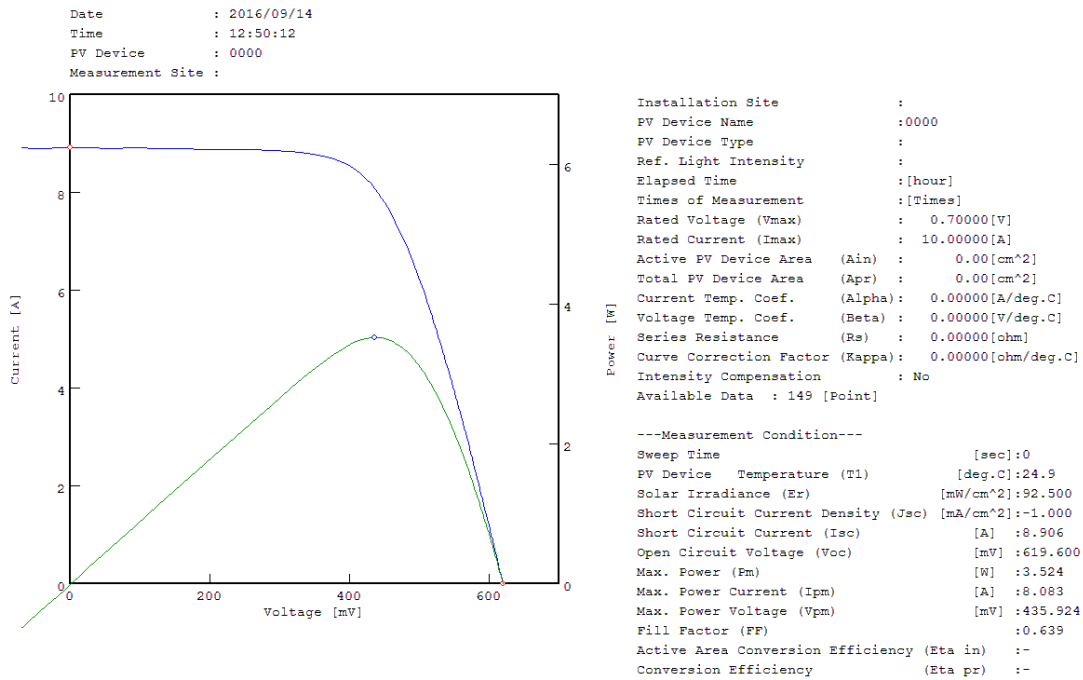


Fig. 4.17. Curva I-V de la celda 6.

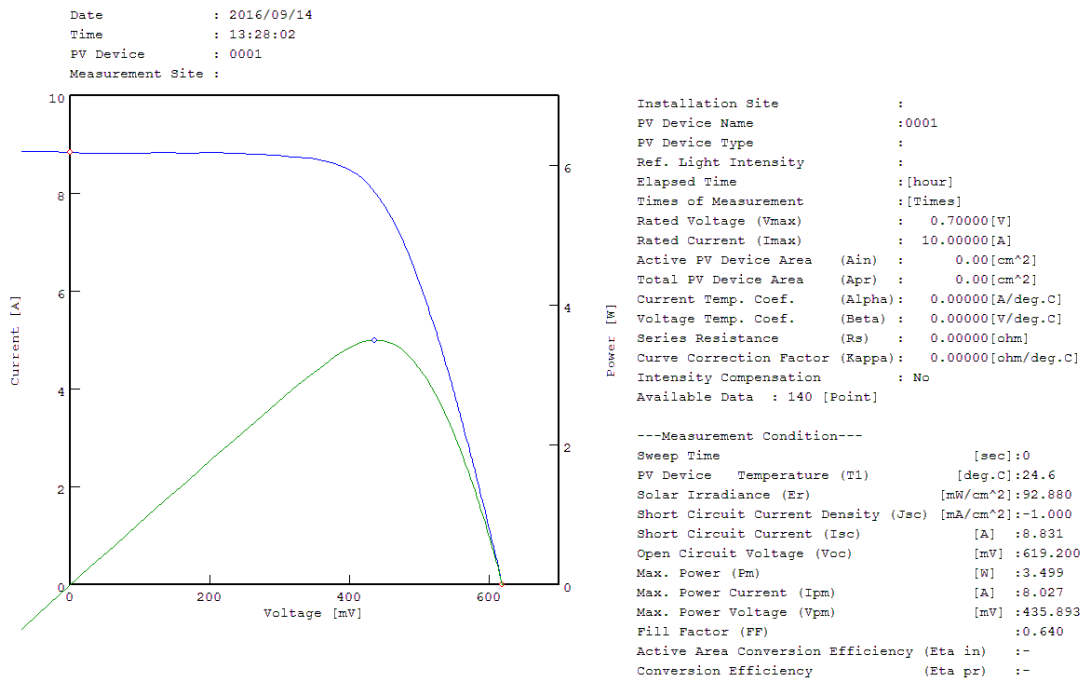


Fig. 4.18. Curva I-V de la celda 7.

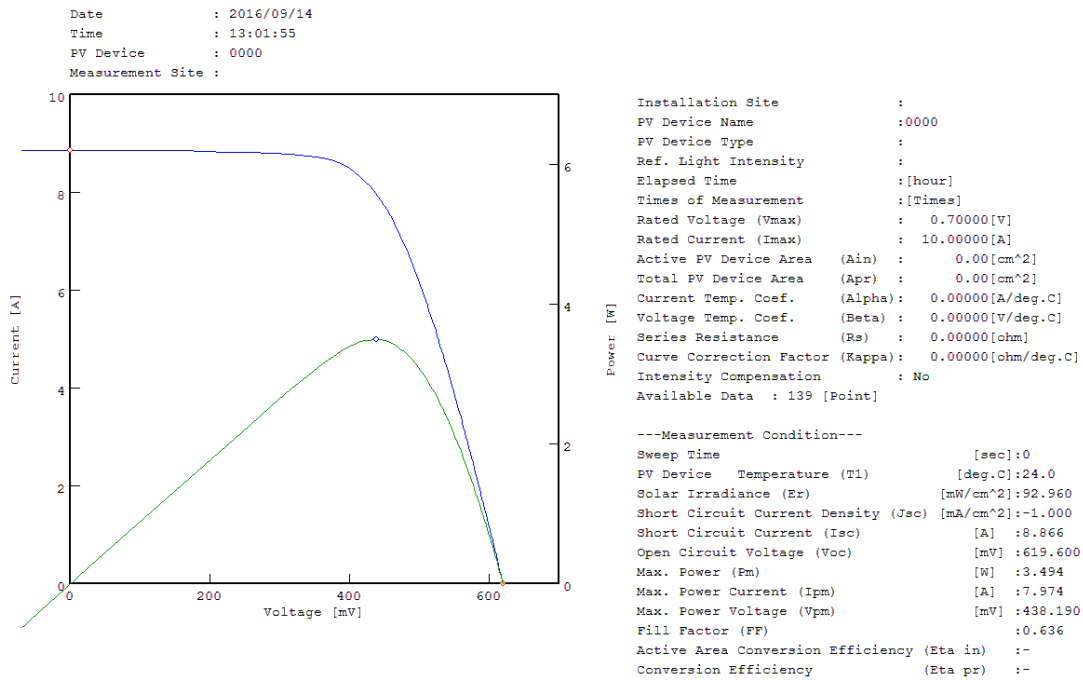


Fig. 4.19. Curva I-V de la celda 10.

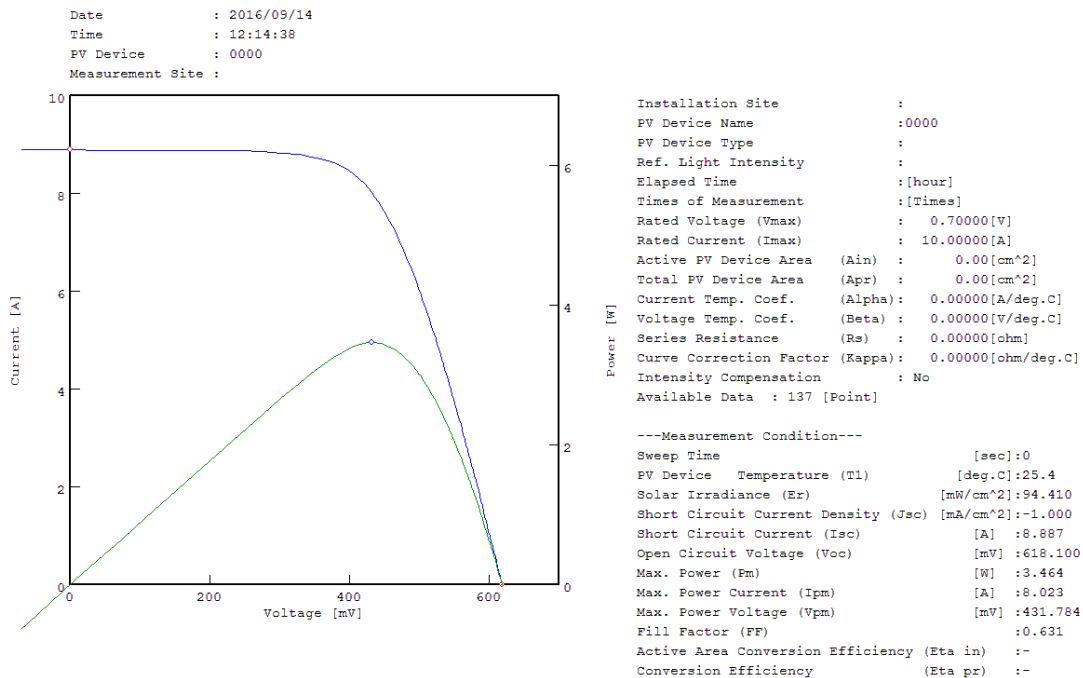


Fig. 4.20. Curva I-V de la celda 11.

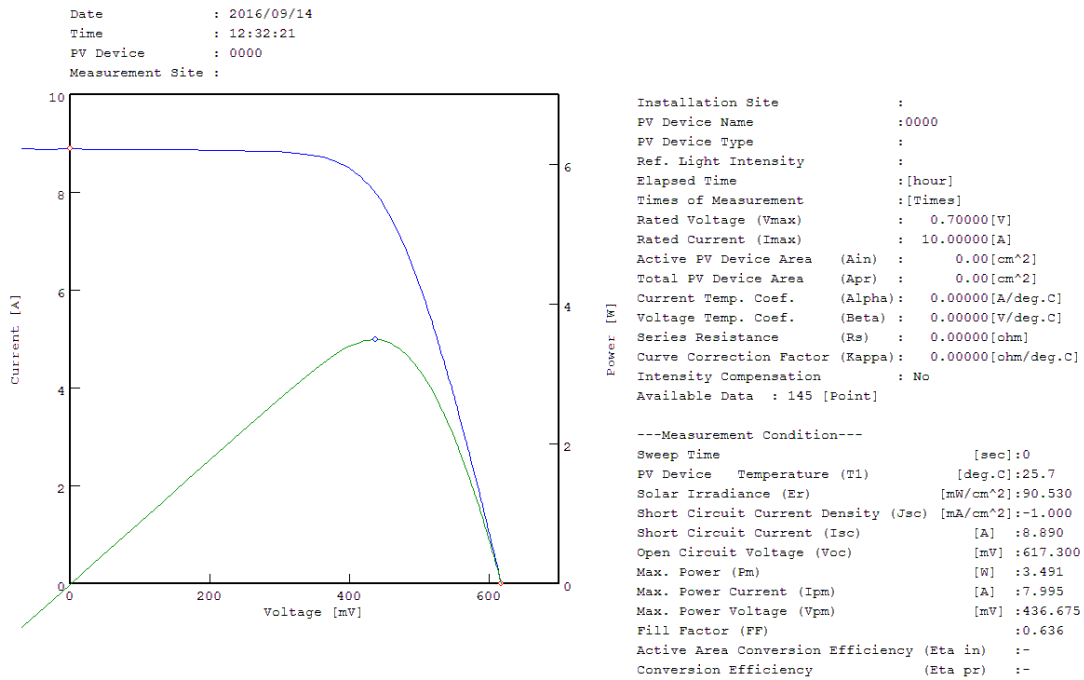


Fig. 4.21. Curva I-V de la celda 15.

Como se observa en las ocho celdas los parámetros eléctricos son similares, se selecciono la celda cuatro para sacar una curva en oscuridad Fig. 4.22.

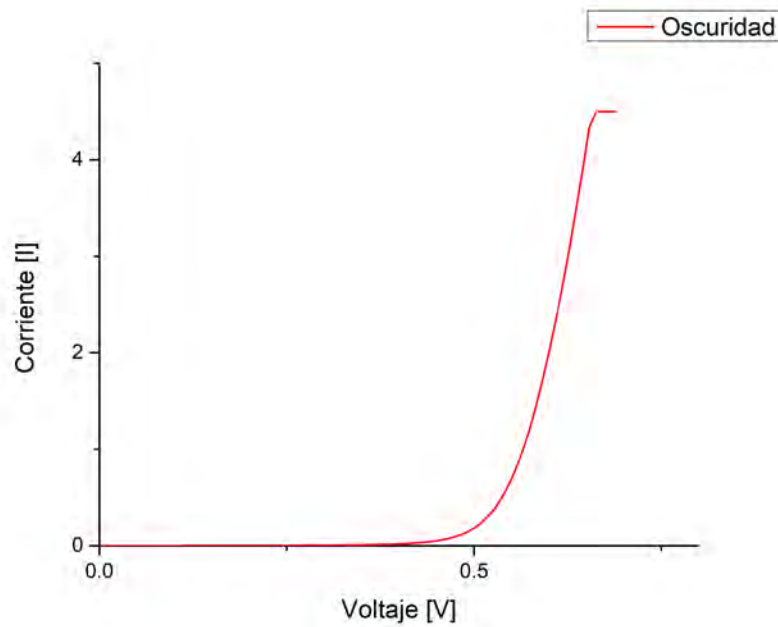


Fig. 4.22. Curvas I-V en oscuridad.

Para observar el efecto de la temperatura en las celdas, la irradiancia se mantiene constante y la temperatura fue aumentando debido al calentamiento proporcionado por la lámpara, se tomaron curvas I-V cada 5°C aproximadamente. La Fig. 4.23 muestra el comportamiento de la temperatura.

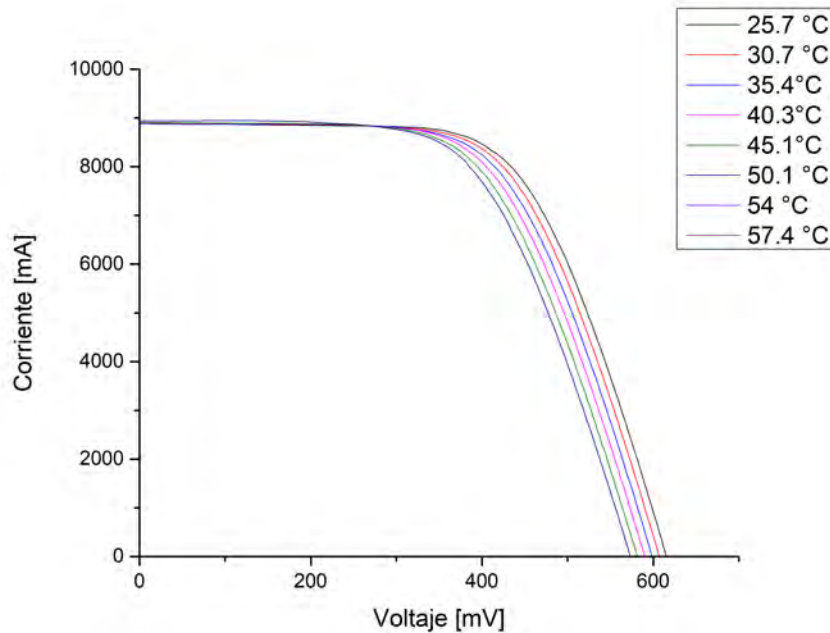


Fig. 4.23. Curvas I-V a diferentes temperaturas celda 4.

Como se observa en la Fig. 4.23 la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  no varía mucho, los parámetros que se ven afectados son la tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  y por lo tanto también el punto de máxima potencia  $P_{max}$ .

En base a la norma IEC 60891 Dispositivos fotovoltaivos procedimiento para la corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos, la cual define los procedimientos para determinar las constantes utilizadas para la corrección de curvas.

Para el cálculo de coeficientes de temperatura se representan los valores de  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$  y  $P_{max}$  en función de la temperatura del dispositivo y se realiza un ajuste por mínimos cuadrados para cada conjunto de datos; a partir de las pendientes del ajuste por mínimos cuadrados, se dibujan líneas rectas para la corriente, tensión y  $P_{msx}$ . Se calcula el coeficiente de temperatura de la corriente de corto circuito ( $\alpha$ ) Fig. 4.24, el coeficiente de la temperatura la tensión a circuito abierto ( $\beta$ ) Fig. 4.25 y el coeficiente de temperatura para el punto de máxima potencia ( $\gamma$ ) Fig. 4.26.

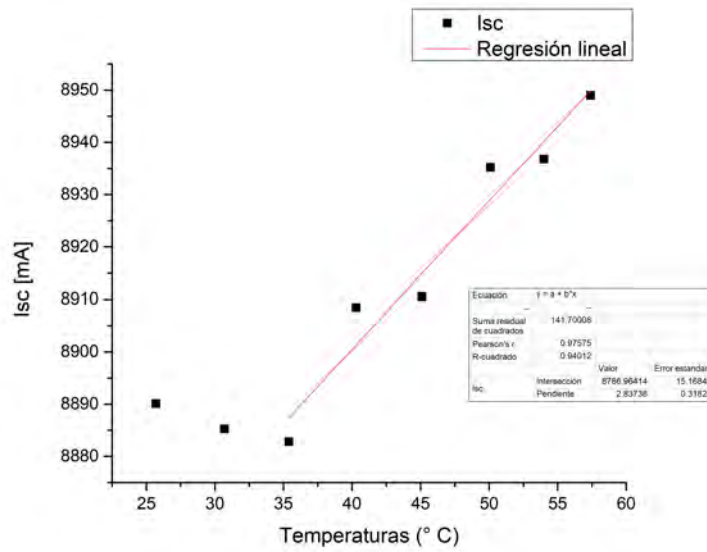


Fig. 4.24. Coeficiente  $\alpha$  0.3524.

La desviación estándar de la medición de  $I_{sc}$  es de 25.58 mA

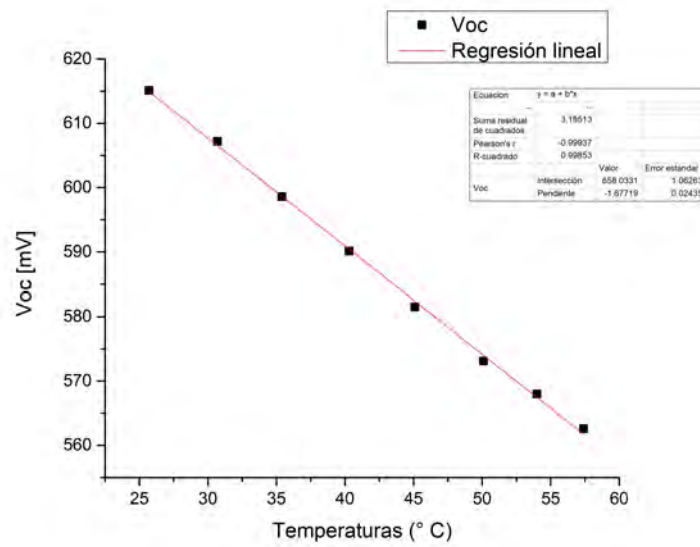


Fig. 4.25. Coeficiente  $\beta$  -0.5962.

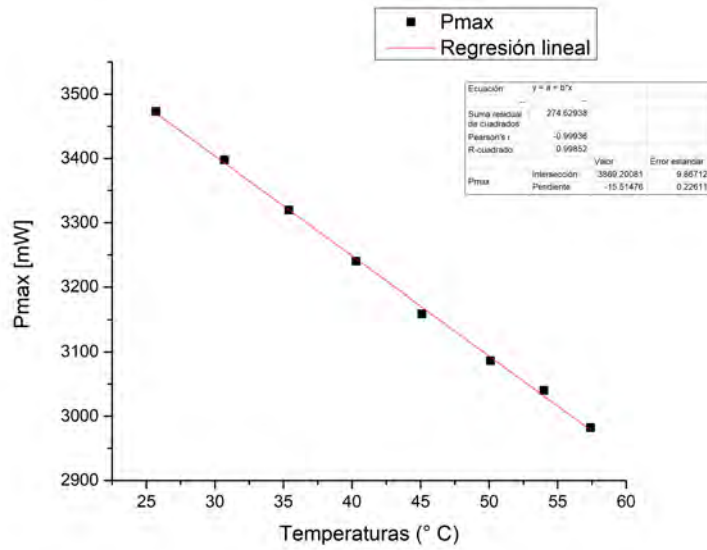


Fig. 4.26. Coeficiente  $\gamma$  -0.0644.

Para la obtención del coeficiente  $\kappa$  se propone tomar el valor más cercano al  $V_{oc}$  de cada una de las curvas  $I - V$  a diferentes temperaturas Fig.4.23 , sacar el 3% de ese valor y elegirlo como el límite para sacar su pendiente, el valor de está pendiente dividirla entre dos y graficar estos valores contra la temperatura y así obtener el coeficiente  $\kappa$ .

La Tabla 4.2 muestra los cálculos realizados.

Tabla 4.2. Cálculos de las pendientes de secciones elegidas del 3% de  $V_{oc}$

Limites		Pendiente	Pendiente/2
$V_{oc}$ mV	3% de $V_{oc}$ mV		
615.1	596.647	-60.32964	0.00829
607.1	588.887	-58.45870	0.00855
598.9	580.933	-58.71722	0.00852
590.2	572.494	-58.24868	0.00858
581.6	564.152	-57.17237	0.00875
573.3	556.101	-57.27965	0.00873
568.3	551.251	-56.53934	0.00884
562.5	545.625	-55.71508	0.00897

La Fig. 4.27 muestra los datos graficados a los cuales se les hace un ajuste por mínimos cuadrados, la pendiente de esta gráfica es el valor de la constante  $\kappa$  que es de  $1.81392E - 5$ .

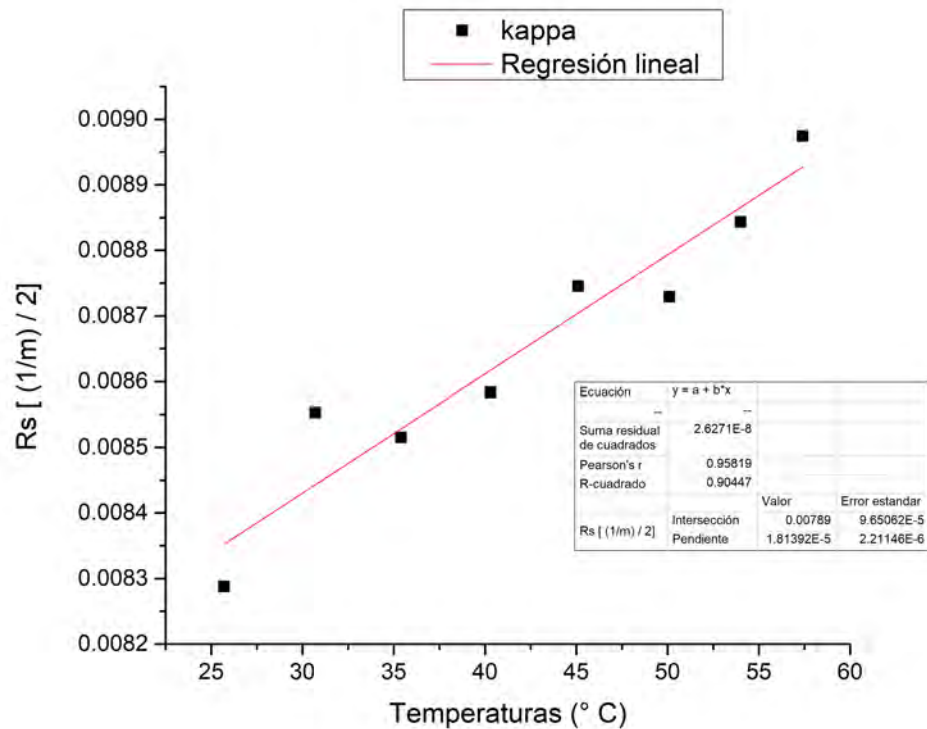


Fig. 4.27. El valor de la pendiente corresponde a la constante  $\kappa$  1.81392E-5.

Para la obtención de la  $R_s$  de las celdas se selecciona la curva I-V que más se acerque a los 25°C, y se sigue el procedimiento que describe (Yordanov, 2011) basado en el modelo de la celda de un solo diodo, y en las ecuaciones de (Yordanov & Midtgard, 2011) para encontrar el valor de  $RS$ .

El primer paso es elegir el último valor de la curva I-V de  $V_{oc}$  y sacarle un 3% y elegir el valor que más se aproxime a este, en nuestro caso el último valor de  $V_{oc}$  es 0.6151V y el valor que esta dentro del tres por ciento es de 0.5159V que es de donde comenzaremos a realizar los cálculos, le cual se basa en la comparación de la siguiente ecuación 4.7:

$$\ln = \left( \frac{I_{sc} - I}{I_{sc}} \right) vs \left( \frac{V + I * R_s}{N_s} \right) \quad (4.3)$$

En donde en nuestro caso  $N_s$  es el número de celdas que es uno, los valores de  $R_s$  se propondrán desde 0 hasta 0.02, en intervalos de 0.001, la Fig. 4.28 muestra la comparación de los valores de la ecuación 4.7.

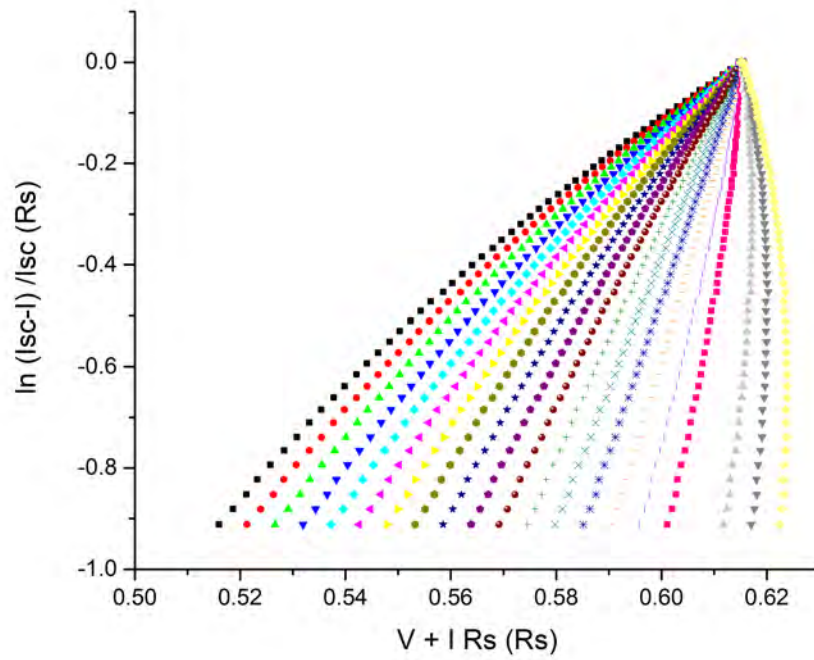
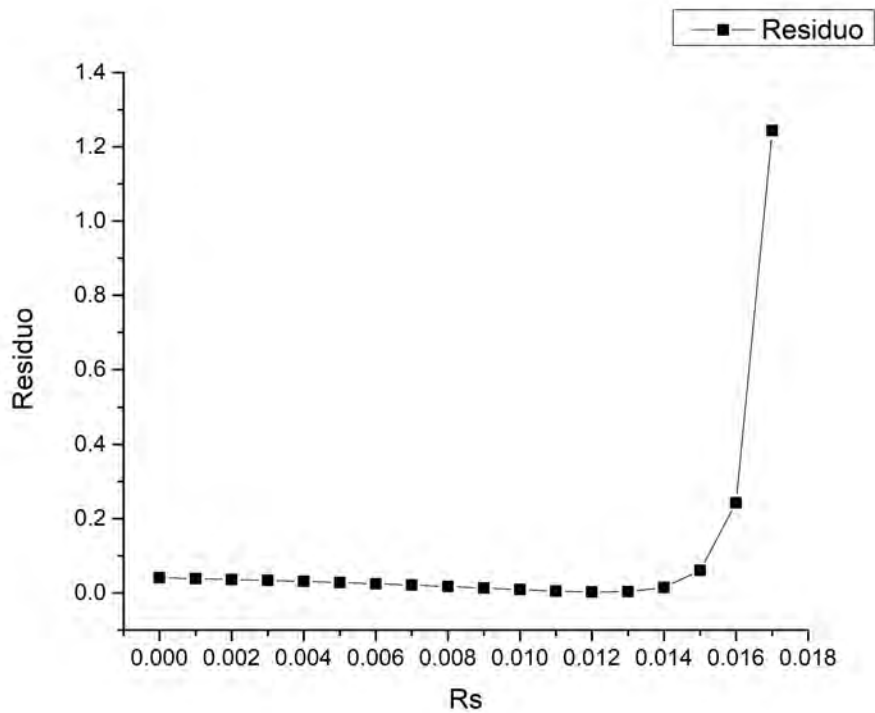


Fig. 4.28. Gráficas de todas las  $R_s$ .

A continuación se deben de graficar cada una de las  $R_s$  propuestas y realizar ajustes por mínimos cuadrados y obtener su residuo la Fig. 4.29 muestra el análisis realizado.



Fig. 4.29. Residuo Vs  $R_s$ .

La Tabla 4.3 nos muestra los valores del residuo y el valor más bajo como lo indica la gráfica es el valor de  $R_s$  es de 0.012.

Tabla 4.3. Se muestran los valores de  $R_s$  y su residuo después de aplicar ajustes por mínimos cuadrados dando como resultado una  $R_s$  de 0.012.

$R_s$	Residuo	$R_s$	Residuo
0.000	0.04063	0.010	0.009
0.001	0.03858	0.011	0.00494
0.002	0.03633	0.012	0.00209
0.003	0.03387	0.012	0.00209
0.004	0.03117	0.013	0.00296
0.005	0.0282	0.014	0.01467
0.006	0.02494	0.015	0.06079
0.007	0.02137	0.016	0.24236
0.008	0.01748	0.017	1.24376
0.009	0.01331		

Para obtener el valor de la  $R_s$  exacto se tiene que graficar la sección en la cual se aprecia la curva en la gráfica de los residuos 4.29 tal y como se muestra en la Fig. 4.30 y se debe de

realizar un ajuste de curvas, en este caso se propone un polinomio de cuarto grado el cual muestra un ajuste adecuado.

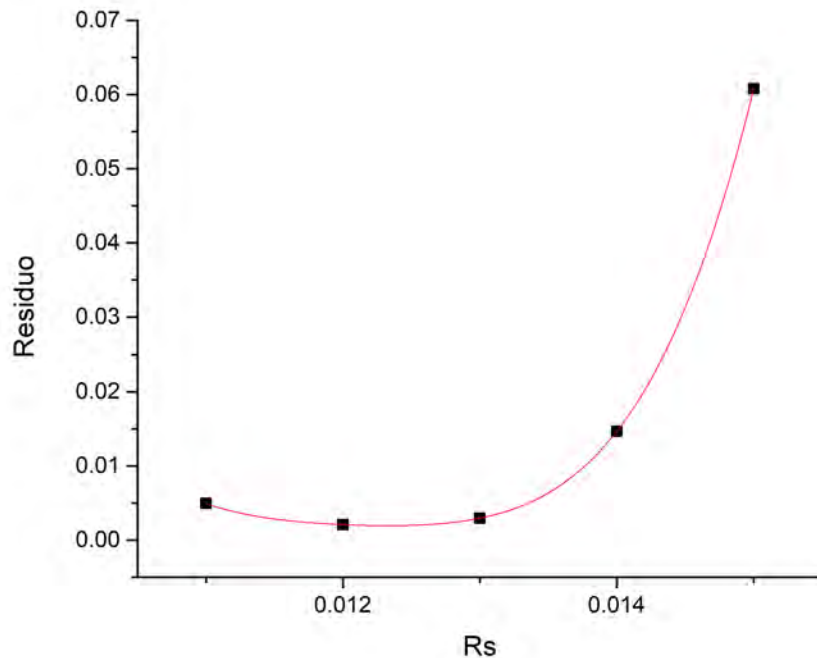


Fig. 4.30. Ajuste de la curva por medio de un polinomio de cuarto grado.

El polinomio de cuarto grado es el siguiente  $Y = 14.712 - 4846.155X + 600004.583X^2 - 3.30842E^7X^3 + 6.85417E^8X^4$ , a este polinomio se le saca su primer derivada quedando un polinomio de tercer grado  $Y' = -4846.156 + 1200009.167X - 99252600X^2 + 2741668000X^3$  para posteriormente obtener sus raíces, se utilizó una calculadora <sup>1</sup> dando como resultado el valor de la raíz de 0.0123 que es valor de la  $R_s$ .

Esta  $R_s$  es global ya que como se mencionó anteriormente se utilizó un cable calibre 8 AWG con una longitud de 1.2m para realizar las mediciones con el EKO, este cable tiene un valor de resistencia de  $3.6m\Omega$  el cual se midió en el equipo Keithley 2400, tal y como se muestra en la Fig. 4.31.

<sup>1</sup>[www.ingenieriaycalculos.com](http://www.ingenieriaycalculos.com)



Fig. 4.31. Resistencia de cable calibre 8 AWG.

La distancia del cable es de  $1.2m$  en total es de  $2.4m$  (ida y vuelta) y la resistencia por lo tanto es de  $7.2m\Omega$ , con este valor de resistencia se hace una diferencia entre la  $R_s$  global y la resistencia del cable, obteniendo el valor de  $4.8m\Omega$  que es el valor de la  $R_s$  de la celda.

Con el valor de  $R_s$  de la celda, se procede a realizar un ajuste de las curvas  $I - V$ , se eligió la curva  $I - V$  de  $25.7^\circ C$ , en la Fig. 4.32 se muestra el efecto de la  $R_s$  la cual afecta principalmente al punto de máxima potencia de la curva.

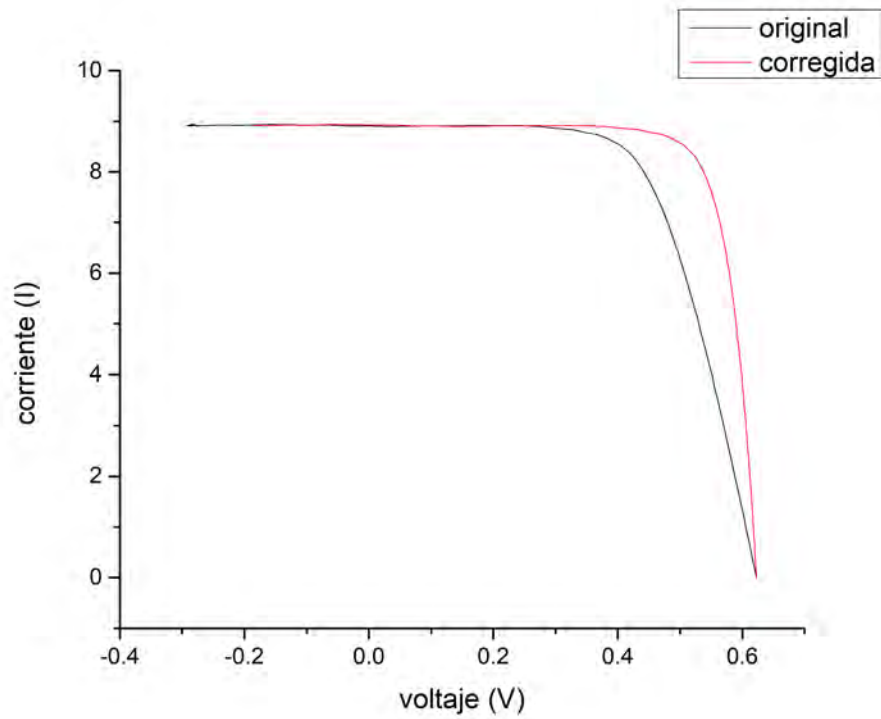


Fig. 4.32. Efecto de la  $R_s$  en la curva I-V.

El efecto es más evidente en la curva  $P - V$  Fig. 4.33 en la cual vemos que es casi un 1 Watt el que se está perdiendo por efecto de la  $R_s$ .

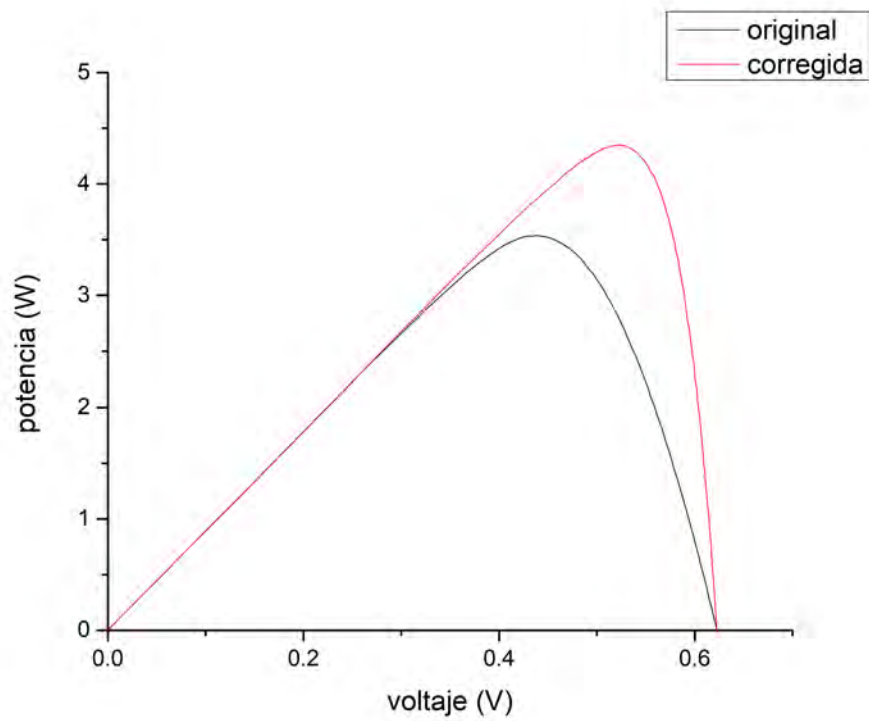


Fig. 4.33. Efecto de la  $R_s$  en la curva I-V.

Con esta nueva curva corregida al valor de  $R_s$  se realiza el mismo procedimiento para obtener el valor de  $R_s$  de forma analítica, se gráfica la ecuación 4.7, como se muestra en le Fig.4.34.

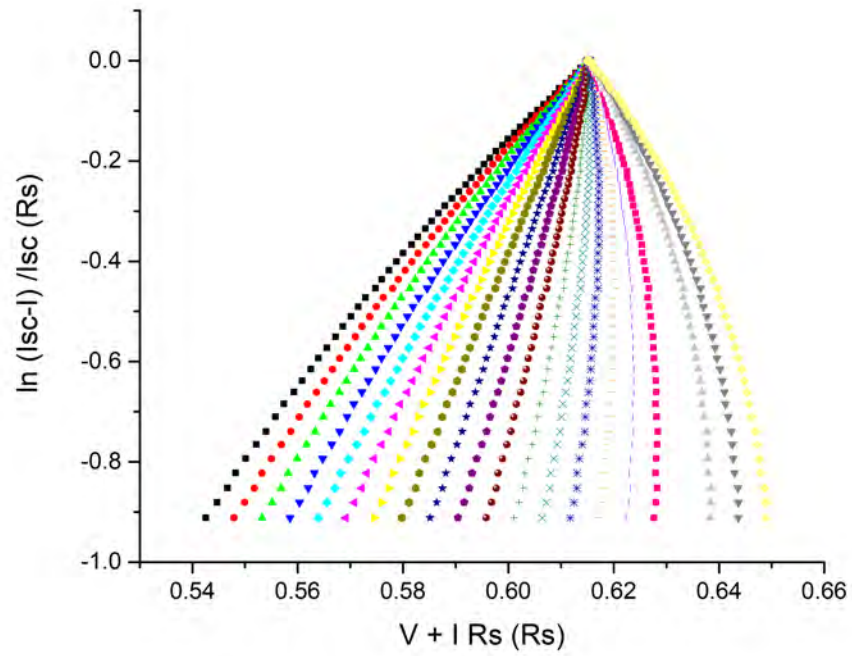


Fig. 4.34. Gráficas de todas las  $R_s$ .

Se graficaron las  $R_s$  propuestas y se realizó un ajuste por mínimos cuadrados para obtener al gráfica 4.35.

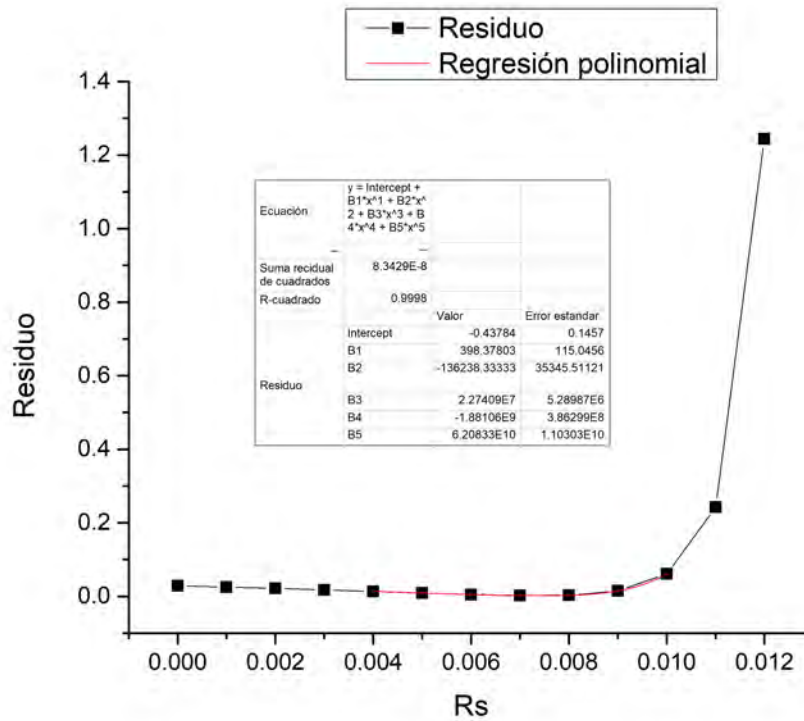


Fig. 4.35. Residuo vs  $R_s$ .

La gráfica 4.35 nos muestra también la sección en la cual se obtiene un polinomio de quinto grado  $Y = -0.43784 + 398.37X - 136238.33x^2 + 2.27409E^7 X^3 - 1.88106E^9 X^4 + 6.20833E^{10} X^5$ , se realiza el mismo procedimiento para obtener el valor de  $R_s$  y el resultado de las raíces muestran un valor de  $R_s$  de  $0.006\Omega$

Para los cálculos de los coeficientes solo el se evalúa nuevamente el coeficiente " $\gamma$ " que tiene relación con el punto de máxima potencia, como se observa en la Fig.4.36 se muestra el nuevo coeficiente  $\gamma$  -0.01642.

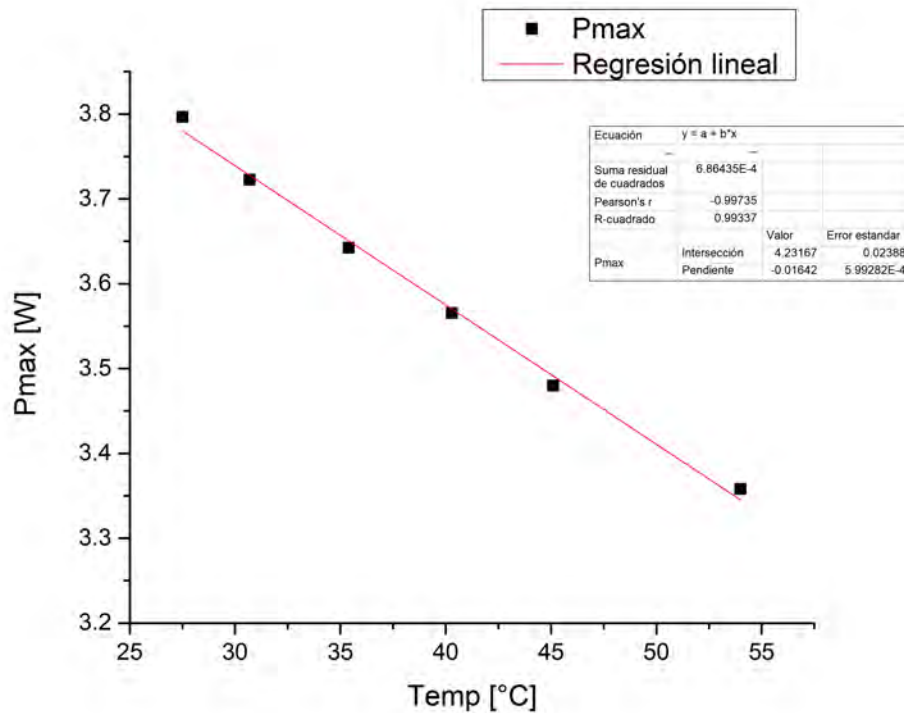


Fig. 4.36. Cálculo del coeficiente  $\gamma$  ya con el ajuste de  $R_s$ .

La norma EIC 60891: 2009 - Dispositivos fotovoltaicos-Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos, indica un procedimiento para calcular  $R_s$  en el cual se deben de trazar curvas I-V a una temperatura constante y a tres o más irradiancias diferentes, cubriendo el rango de interés dentro del cual se realizará la traslación de la curva. Durante las medidas de las curvas I-V, la temperatura debe permanecer estable dentro de  $\pm 2^\circ\text{C}$ .

Lo que indica la norma es tomar el valor de  $I_{sc1}$  de la curva I-V con la irradiancia más alta como el valor de  $G_1$  y trasladar secuencialmente todas las curvas I-V de irradiancias más bajas, utilizando  $R_s = 0\Omega$ .

Se varía  $R_s$  en pasos de  $10m\Omega$  en dirección positiva o negativa. El valor correcto de  $R_s$  será determinado cuando los valores de de la potencia máxima de salida de las curvas I-V trasladadas coinciden dentro de  $\pm 5\%$  o mejor.

Para calcular la  $R_s$  como lo indica la norma se tomaron tres curvas  $I - V$  a diferentes irradiancias como se muestra en la gráfica 4.37.



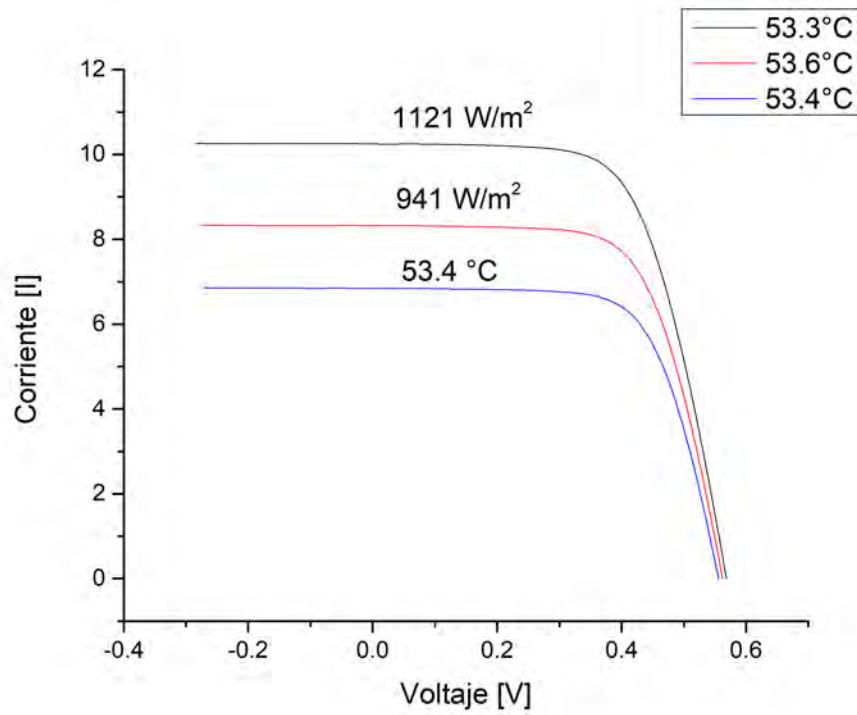


Fig. 4.37. Curvas  $I - V$  a diferentes irradiancias y a una temperatura  $\pm 2^\circ\text{C}$ .

Se corrigieron las curvas  $I - V$  a la resistencia del cable y se procedió a hacer el ajuste de las curvas, cambiando al valor de  $R_s$  en  $0.01\Omega$  y los resultados fueron los siguientes:

La gráfica 4.38 nos muestra el valor de  $R_s=0$ . Como se observa las curvas no se ajustan al valor de  $R_s=0$ .

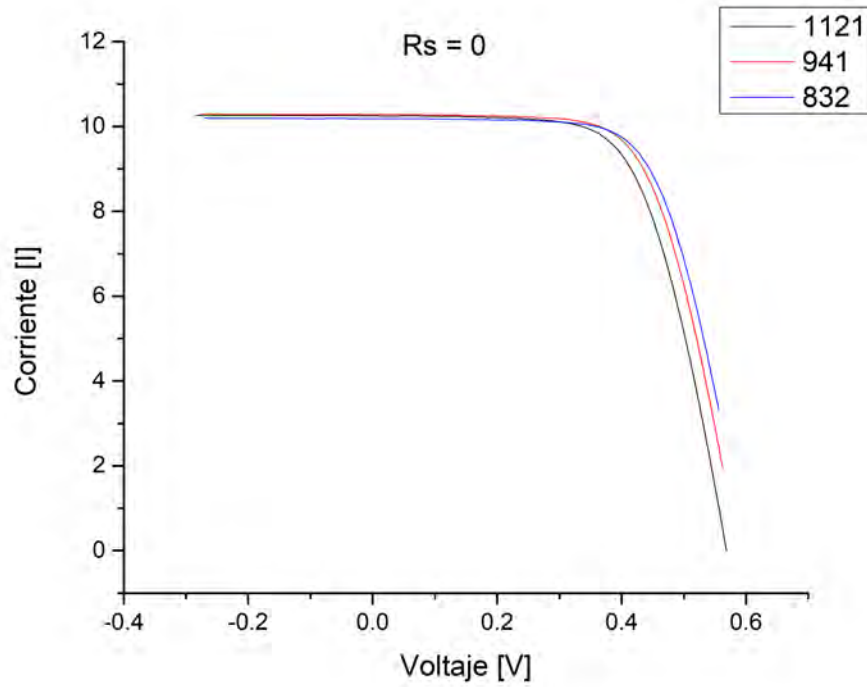


Fig. 4.38. Curvas  $I - V$  con valor de  $R_s=0$ .

La gráfica 4.39 nos muestra el valor de  $R_s = 0.01$ . Como se observa las curvas se ajustan a valor de  $R_s = 0.01$  conforme a lo que indica la norma.

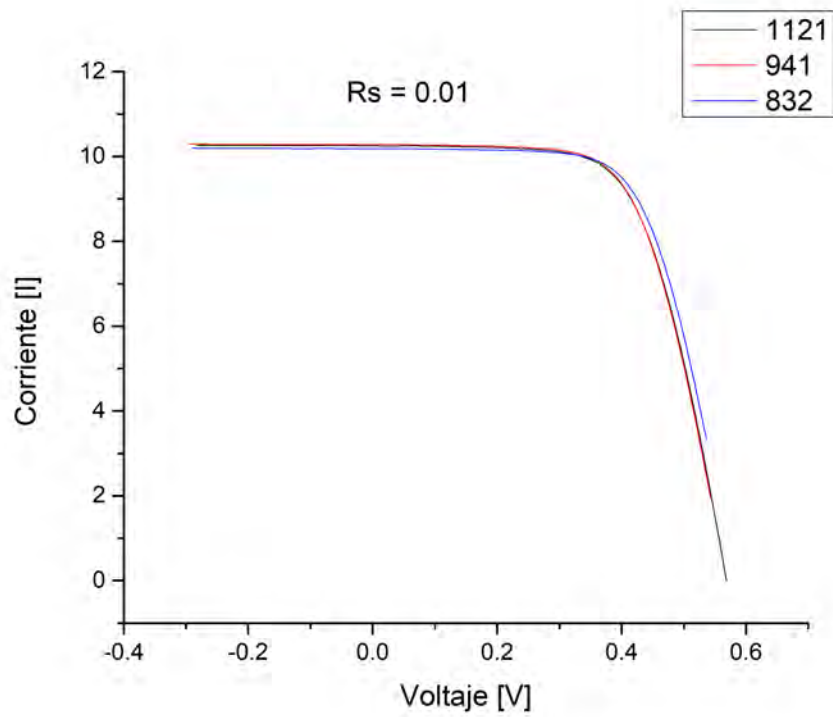


Fig. 4.39. Curvas  $I - V$  con valor de  $R_s = 0.01$ .

La norma indica pasos de  $0.01\Omega$ , se trazó una curva con el valor de  $R_s = 0.02$  gráfica 4.40 y con el valor de  $R_s = 0.03$  gráfica 4.41. Como se observa las curvas no se ajustan a estos valores de  $R_s$ .

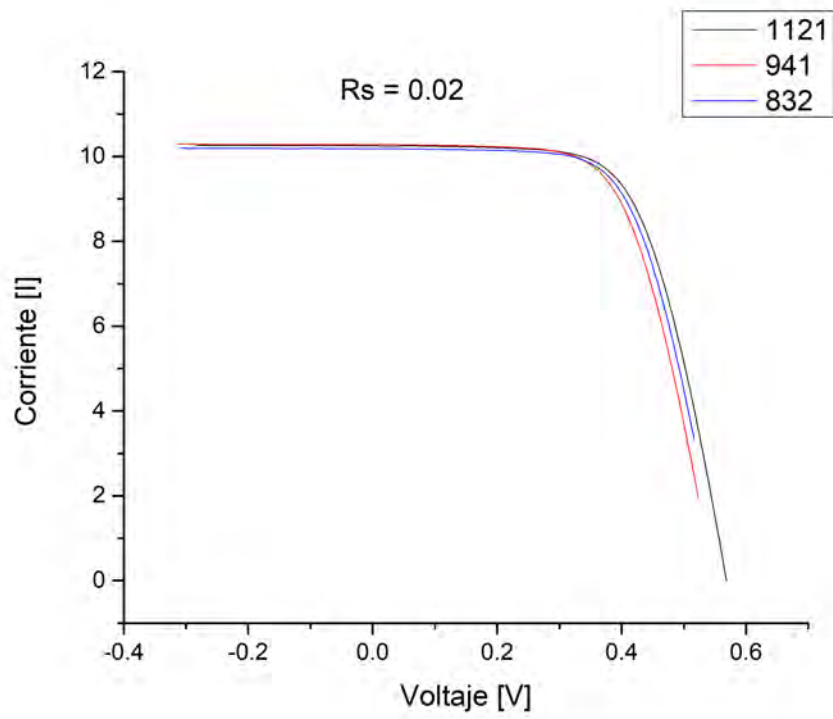


Fig. 4.40. Curvas  $I - V$  con valor de  $R_s = 0.02$ .

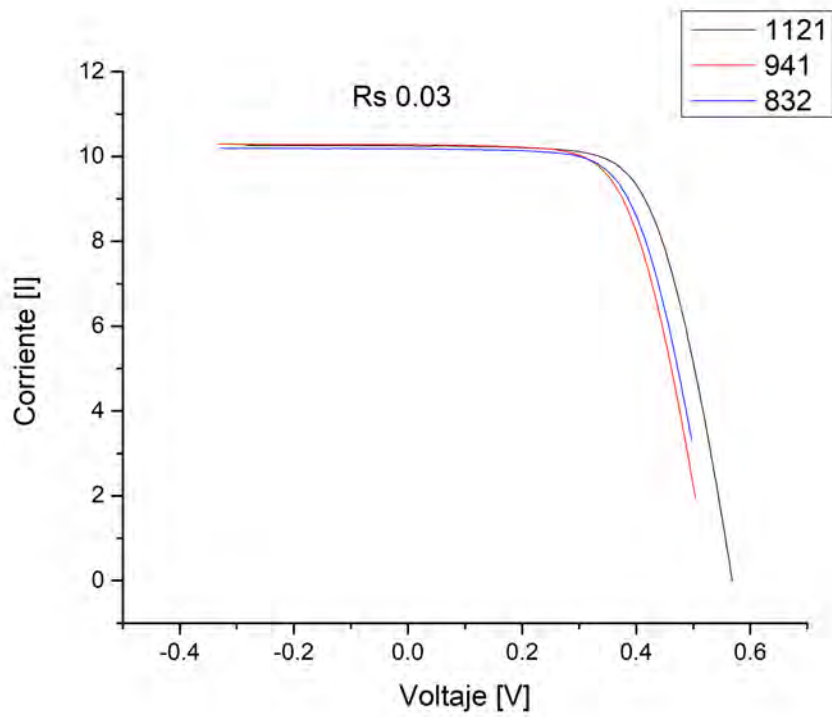


Fig. 4.41. Curvas  $I - V$  con valor de  $R_s = 0.03$ .

Se tomó una curva  $I - V$  con el valor de  $R_s = 0.006$  gráfica 4.42 que es el valor dado por el primer método, como se observa en el punto de máxima potencia se aprecia que se ajustan las curvas, pero no es tan clara la respuesta.

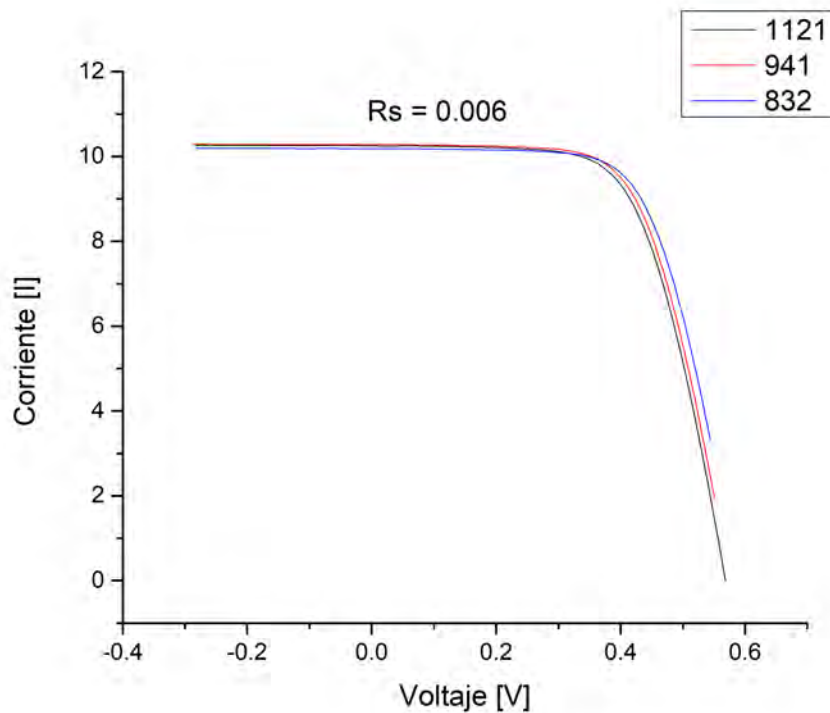


Fig. 4.42. Curvas  $I - V$  con valor de  $R_s = 0.006$ .

Con el cálculo realizado en base a la norma no se llega al valor óptimo para  $R_s$  debido a que los pasos que se hacen para calcular  $R_s$  son muy grandes para celdas y se deben de tener al menos tres curvas  $I - V$  a diferentes irradiancias, el primer método es más analítico y nos da un valor cercano a  $R_s$  no importando que sea un valor muy pequeño, se debe de tener en cuenta la resistencia del cable que se está utilizando para trazar las curvas  $I - V$  debido a que esto aumenta la  $R_s$  de la celda y por lo tanto afecta el punto de máxima potencia.

#### 4.4. Método para la obtención de $R_s$

Se presenta el método detallado para la obtención de  $R_s$  a partir de curvas  $I - V$  medidas, este procedimiento se basa en el ajuste lineal de curvas semilogarítmicas. Este procedimiento demuestra una nueva técnica para estimar la resistencia en serie  $R_s$  de una celda o módulo fotovoltaico con una alta precisión, como resultado también se puede determinar la corriente de saturación inversa y el factor de idealidad.

Algunos autores han utilizado gráficos semilogarítmicos de datos  $I - V$  para uniones "P - N" en las cuales ha sido posible distinguir porciones lineales de los gráficos semilogarítmicos cuando domina uno de los términos exponenciales, la clave es que si los gráficos no se

compensan correctamente para los efectos de resistencia en serie, se observan las desviaciones características de la linealidad a niveles de corriente más elevados. (Yordanov *et al.*, 2010)

Para el análisis se utiliza la ecuación de la celda con un solo diodo :

$$I = I_L - I_o \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{AKT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (4.4)$$

Consideramos que la corriente  $I_{sc} \approx I_L$ . Si consideramos que  $R_p$  tiende a infinito, nos queda la ecuación:

$$I = I_{sc} - I_o \left( e^{\frac{q(V+IR_s)}{AKT}} - 1 \right) \quad (4.5)$$

Reordenando y dividiendo la ecuación 4.5 por  $I_{sc}$  obtendremos la ecuación:

$$\ln \frac{(I_{sc} - I)}{I_{sc}} = \ln \left( \frac{I_o}{I_{sc}} \right) + \frac{q}{AKT} (V + IR_s) \quad (4.6)$$

La ecuación 4.6 si observamos bien, es la ecuación de una recta  $Y = mX + b$ , en donde:

$$\mathbf{Y} = \ln \left( \frac{I_{sc} - I}{I_{sc}} \right)$$

$$\mathbf{b} = \ln \left( \frac{I_o}{I_{sc}} \right)$$

$$\mathbf{m} = \frac{q}{AKT}$$

$$\mathbf{X} = (V + IR_s)$$

De acuerdo con (Yordanov *et al.*, 2010), la gráfica de  $\frac{(I_{sc}-I)}{I_{sc}}$  VS  $(V + IR_s)$ , será lineal si se conoce el valor correcto de  $R_s$ . Para esta regresión lineal, la intersección con el eje vertical es  $\ln \frac{I_o}{I_{sc}}$  y  $\frac{q}{AKT}$  es la pendiente.

Un valor incorrecto de  $R_s$  dará como resultado una gráfica semilogarítmica que se desviara de la linealidad, se puede extraer el valor correcto  $R_s$  con un algoritmo que varia  $R_s$  de bajo de cierto rango y encuentra la mejor linealidad. Este método aplica para módulo PV y solo hay que dividir la  $V + IR_s$  por "N" que equivale al número de celdas con las que cuenta el módulo.

Se debe tomar una curva  $I-V$  a  $25^\circ\text{C}$  o muy cercana a está temperatura. De la curva obtenida hay que tomar el valor del 3% de  $V_{oc}$ , esto nos sirve para que tengamos los puntos a analizar, posteriormente se gráficán cada una de las propuesta de valores de  $R_s$  hasta encontrar la que sea más lineal, Fig.4.43

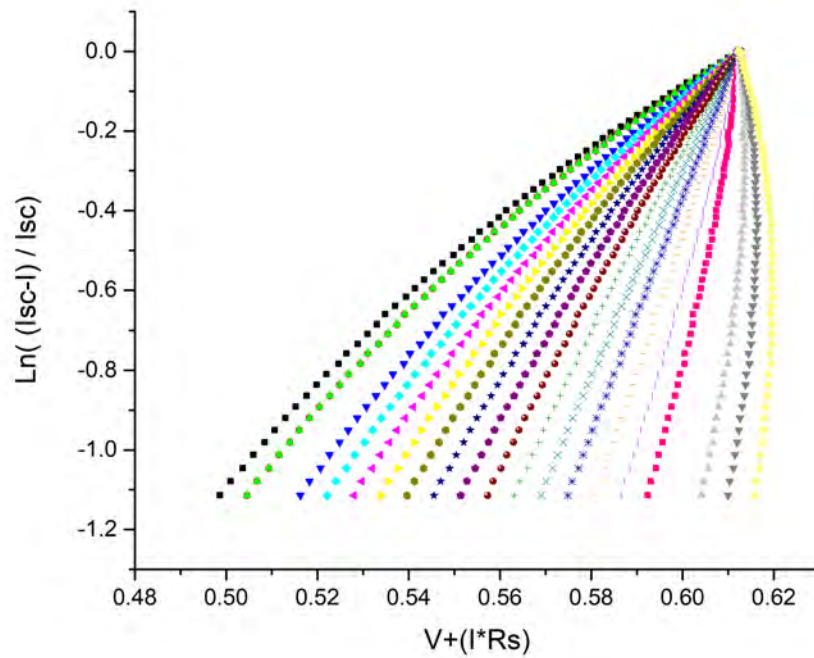


Fig. 4.43. Curvas  $I - V$  los valores de  $R_s$ , desde 0 hasta 2.0.

Para encontrar el valor de  $R_s$  más lineal, se trazan ajustes de curvas por mínimos cuadrados a cada uno de los valores propuestos para  $R_s$ .

Posteriormente se tienen que graficar los residuos de cada una de los valores de  $R_s$ , contra el valor de cada  $R_s$  propuesta, la desviación de los puntos de la una línea es mayor para los valores mas alejados de la correcta. Por lo tanto, el mínimo de las curvas trazadas coincide con la mejor estimación para  $R_s$ , Fig.4.44



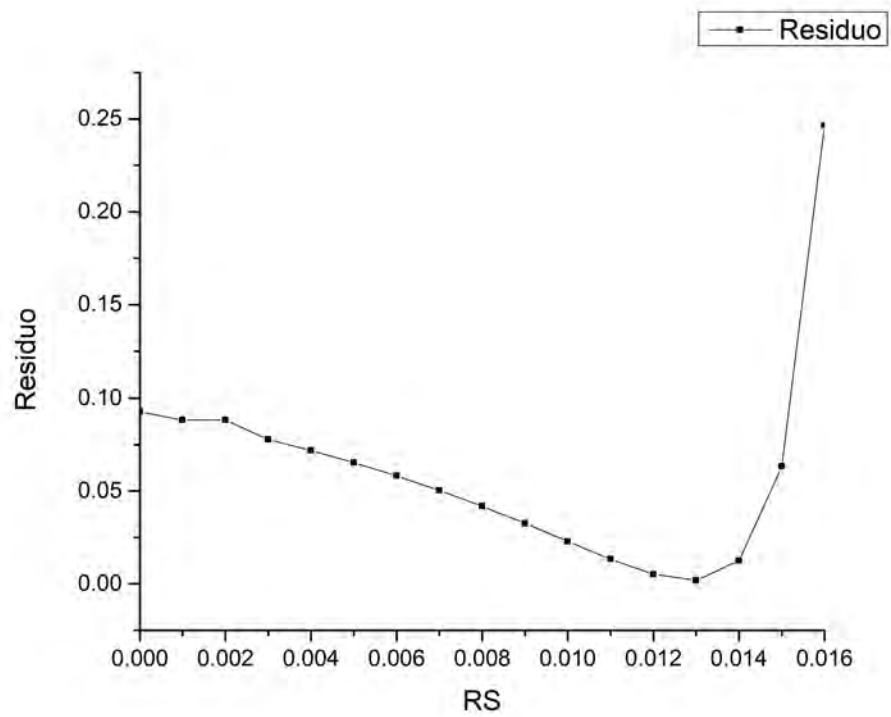


Fig. 4.44. Residuos Vs  $R_s$ .

Se selecciona la región con los valores mínimos de la gráfica anterior y se elige un polinomio que se ajuste a los puntos de preferencia de más de tercer grado, para que pueda ajustar bien los puntos, como se muestra en la Fig.4.45.

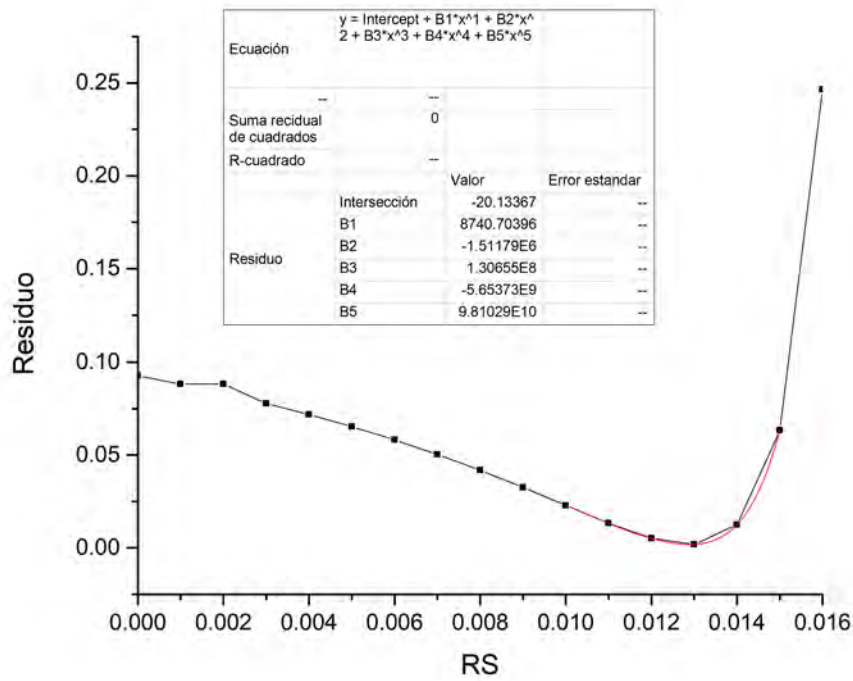


Fig. 4.45. Curva con el polinomio del cual obtendremos el valor de  $R_s$ .

Derivando y encontrando las raíces de este polinomio, se encontrará el valor de  $R_s$ .

Para obtener el punto de máxima potencia de las curvas  $I - V$  corregidas al valor correcto de  $R_s$ , es necesario hacer una gráfica  $P - V$  y seleccionar la cresta de la curva, y proponer un polinomio al menos de tercer grado, para que se ajuste a los puntos de la cresta, como lo muestra la Fig.4.46

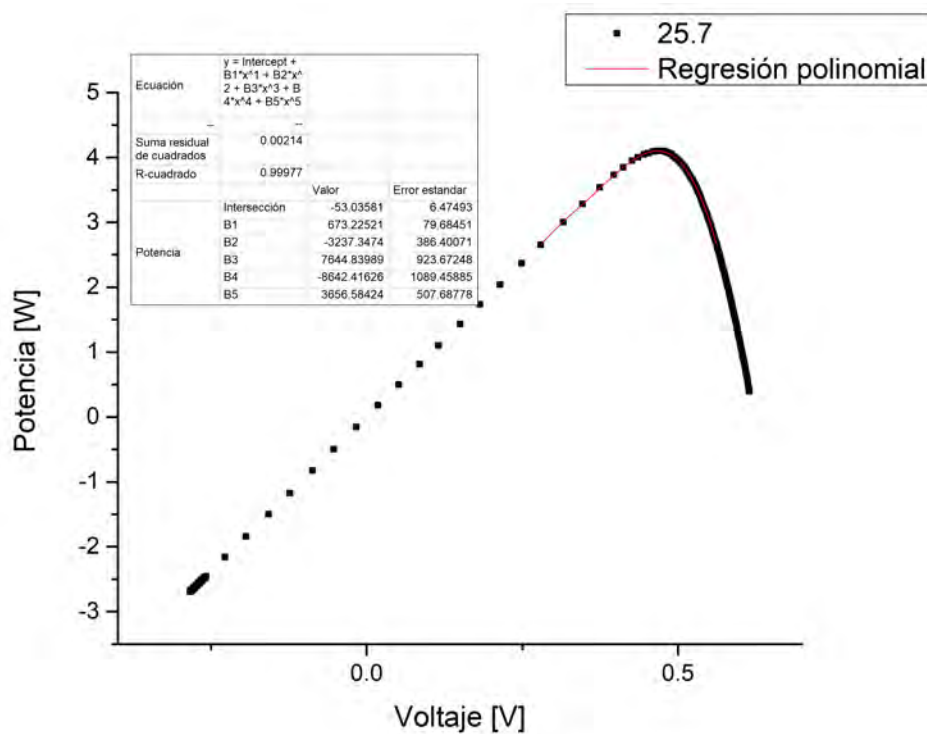


Fig. 4.46. Curva  $P - V$  para determinar el punto de máxima potencia.

El polinomio obtenido, se tendrá que sacar su derivada y posteriormente, obtener las raíces, para así obtener el punto de máxima potencia, en el resultado de las raíces  $X$  corresponderá al voltaje máximo ( $V_{max}$ ),  $Y$  que es la solución del polinomio, corresponderá al valor de la potencia máxima ( $P_{max}$ ) y por consecuencia conociendo el voltaje máximo ( $V_{max}$ ) y la potencia máxima ( $P_{max}$ ), se puede obtener la corriente máxima ( $I_{max}$ ).

Es importante recalculer los puntos de máxima potencia, debido a que  $R_s$  controla el punto de máxima potencia, por lo tanto controla la corriente y la tensión máximas, a medida que aumenta la resistencia en serie, el punto de máxima potencia se mueva hacia abajo y hacia la izquierda. Como se menciono anteriormente, obteniendo el valor optimo de  $R_s$  en este procedimiento adicionalmete podemos obtener el valor de la corriente en iluminación ( $I_o$ ) de la ecuación  $b = \ln\left(\frac{I_o}{I_{sc}}\right)$ , en donde "b" es la intersección del ajuste por mínimos cuadrados. Y de la ecuación  $m = \left(\frac{q}{AKT}\right)$  se puede obtener el valor de el factor de idealidad, en donde "m" es la pendiente de la curva de  $R_s$ .

## 4.5. Parámetros ambientales y ensuciamiento

Como se mencionó en el Capítulo 3 Instalación de las celdas en el exterior, se dejaron las 8 celdas expuestas a la intemperie, una hilera de celdas se tenía que limpiar todos los días (las celdas 7,10,13 y 1) y las otras cuatro celdas (8,11,15 y 4) no se limpiaron.

Se aprovechó que se estaban haciendo trabajos de construcción en la plataforma, lo cual favoreció al ensuciamiento de las celdas más rápido Fig.4.47. Las celdas se montaron el 8 de diciembre 2016.



Fig. 4.47. Plataforma en donde se colocaron las celdas.

Se tomaron curvas  $I - V$  en la plataforma el día 8 de marzo del 2017, que fue el máximo ensuciamiento de las celdas que se logró tener Fig.4.48, debido a que las lluvias se presentaron en marzo, cuando deberían de ser en los meses de junio, julio, agosto y septiembre que son los meses de lluvias en Temixco, debido a esto no se pudo recolectar el polvo que las celdas sucias acumularon en este tiempo.



Fig. 4.48. Ensuciamiento máximo en las celdas.

La recolección de polvo es importante debido a que el rendimiento del módulo fotovoltaico disminuye al ensuciarse la superficie, y la pérdida de potencia aumenta con un aumento en la cantidad de ensuciamiento en el módulo. También es necesario medir el polvo presente en las celdas, tanto en peso como en tamaño de la partícula, para poder hacer un análisis más completo del efecto de ensuciamiento.

A continuación se muestra la comparación entre las curvas  $I - V$  sucias y limpias a las diferentes inclinaciones.

La Fig.4.49 nos muestra las celdas que estaban inclinadas a  $15^\circ$ , se observa que la curva  $I - V$  de la celda sucia es menor a la de la celda limpia, por la parte de el voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$  no se nota mucha diferencia, caso contrario a la corriente corto circuito  $I_{sc}$  que es en donde se ve claramente como la corriente de corto circuito es mas baja en el caso de la celda sucia, claramente afectado el punto de máxima potencia. La disminución de potencia es más evidente en la Fig.4.50 que es una curva  $P - V$  en la cual se compra la potencia de las celda limpia y las sucia a la inclinación de  $15^\circ$

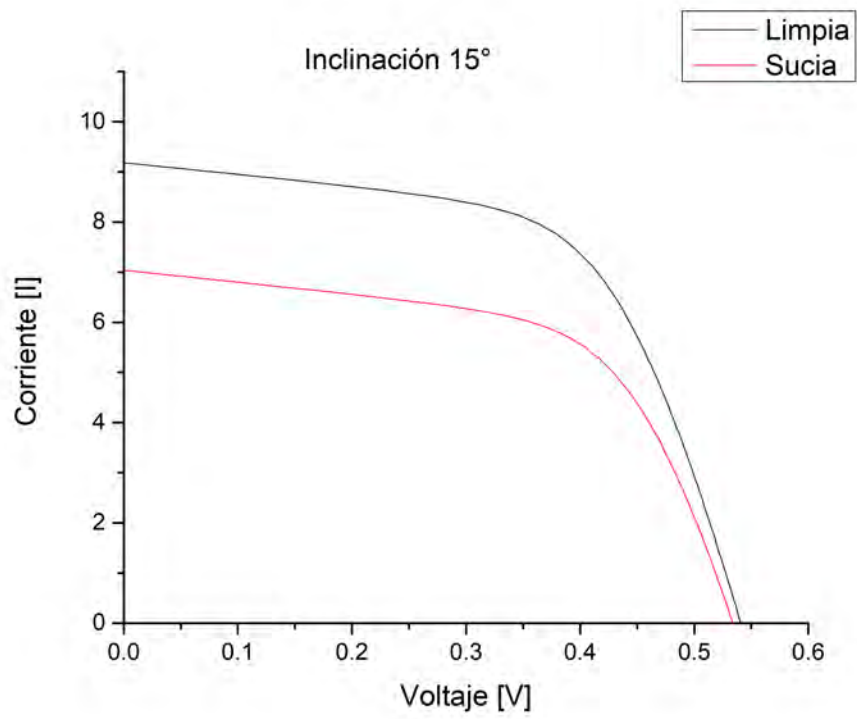
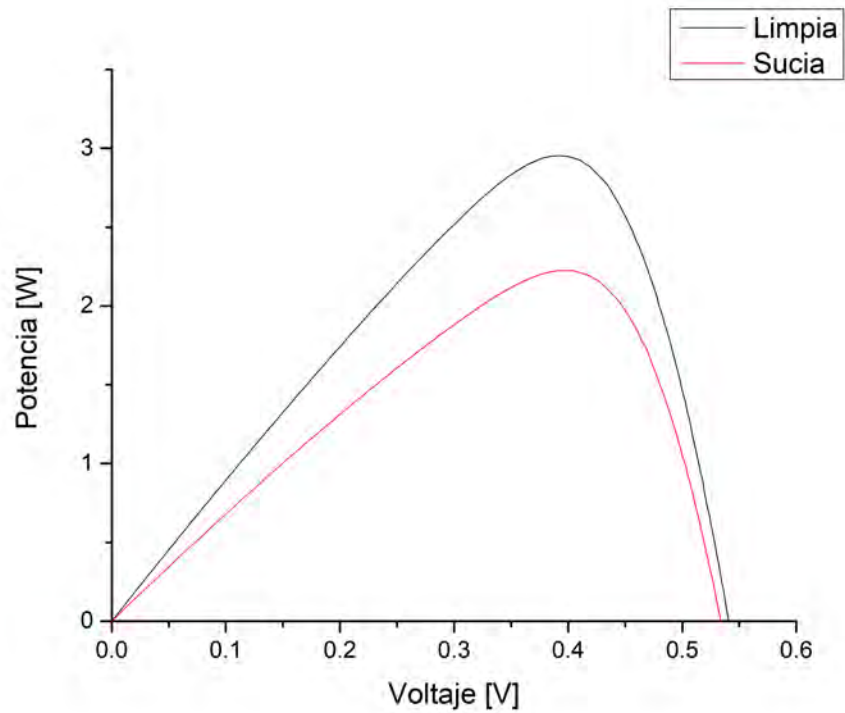


Fig. 4.49. Curva  $I - V$  de celdas inclinadas a 15°.

Fig. 4.50. Curva  $P - V$  de celdas inclinadas a  $15^\circ$ .Tabla 4.4. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a  $15^\circ$ 

Celdas inclinadas $15^\circ$		
Parámetro	limpia	Sucia
$V_{oc}$ [V]	0.054	0.534
$I_{sc}$ [A]	9.078	6.953
$V_{mp}$ [V]	0.365	0.375
$I_{mp}$ [A]	7.316	5.522
FF	0.545	0.557
Eficiencia	11.91 %	9.21 %

La Fig.4.51 muestra las celdas que estaban inclinadas a  $30^\circ$ , se observa que la curva  $I - V$  de la celda sucia es menor a la de la celda limpia, por parte del voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$  no se nota mucha diferencia, pero en el caso de al corriente de corto circuito  $I_{sc}$  se ve claramente la disminución en la corriente de la celda sucia afectado el punto de máxima potencia, la Fig. 4.52 muestra una curva  $P - V$  en la que es más evidente la pérdida de potencia debido al ensuciamiento.

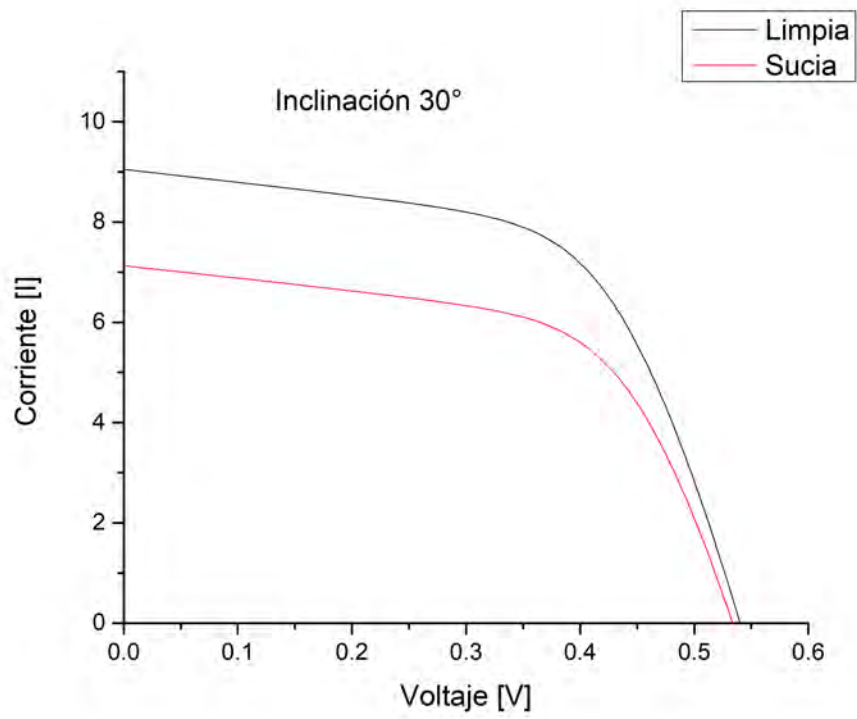


Fig. 4.51. Curva  $I - V$  de celdas inclinadas a 30°.



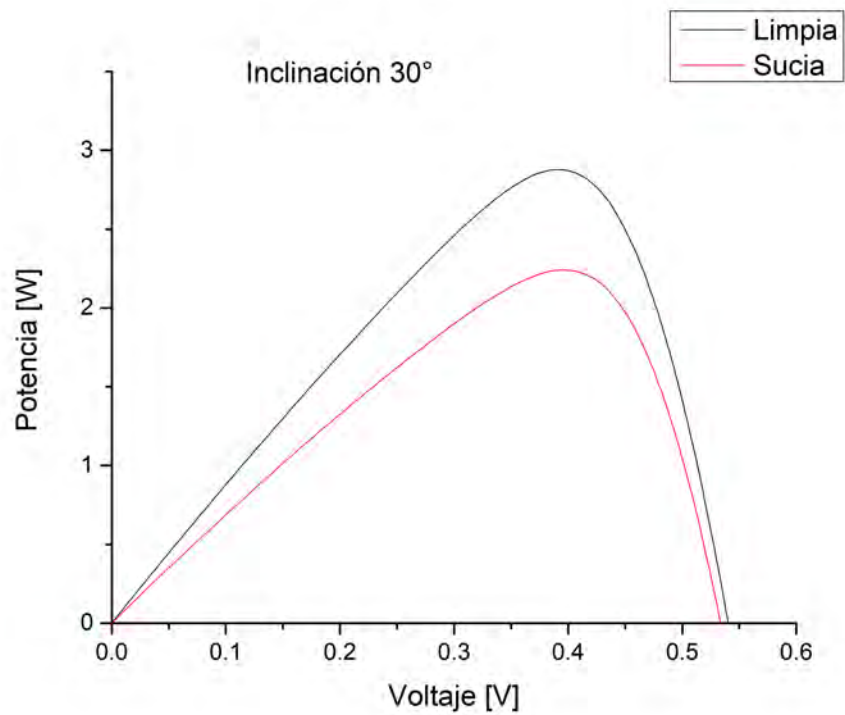
Fig. 4.52. Curva  $P - V$  de celdas inclinadas a 30°.

Tabla 4.5. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a 30°

Celdas inclinadas 30°		
Parámetro	limpia	Sucia
$V_{oc}$ [V]	0.054	0.533
$I_{sc}$ [A]	8.934	7.041
$V_{mp}$ [V]	0.364	0.374
$I_{mp}$ [A]	7.179	5.565
FF	0.541	0.554
Eficiencia	11.60 %	9.27 %

La Fig.4.53 muestra las celdas que estaban inclinadas a 30°, se observa un comportamiento similar a las anteriores celdas, el voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$  no cambia y la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  en la celda sucia es menor en comparación con la de la celda limpia, en la Fig.4.54 se muestra una curva  $P - V$  en la cual es mas evidente la perdida de potencia en la celda.

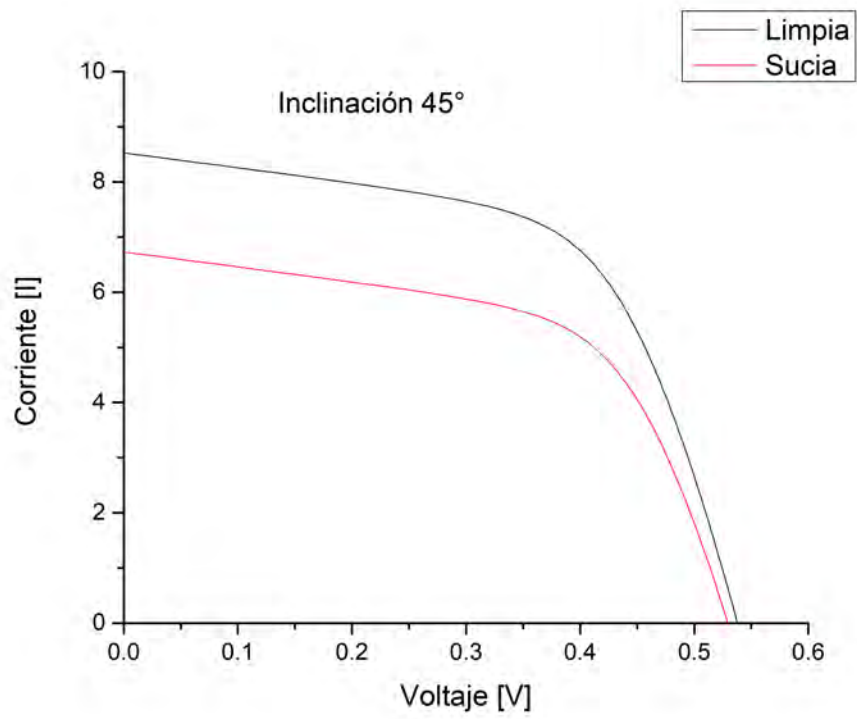


Fig. 4.53. Curva  $I - V$  de celdas inclinadas a  $45^\circ$ .

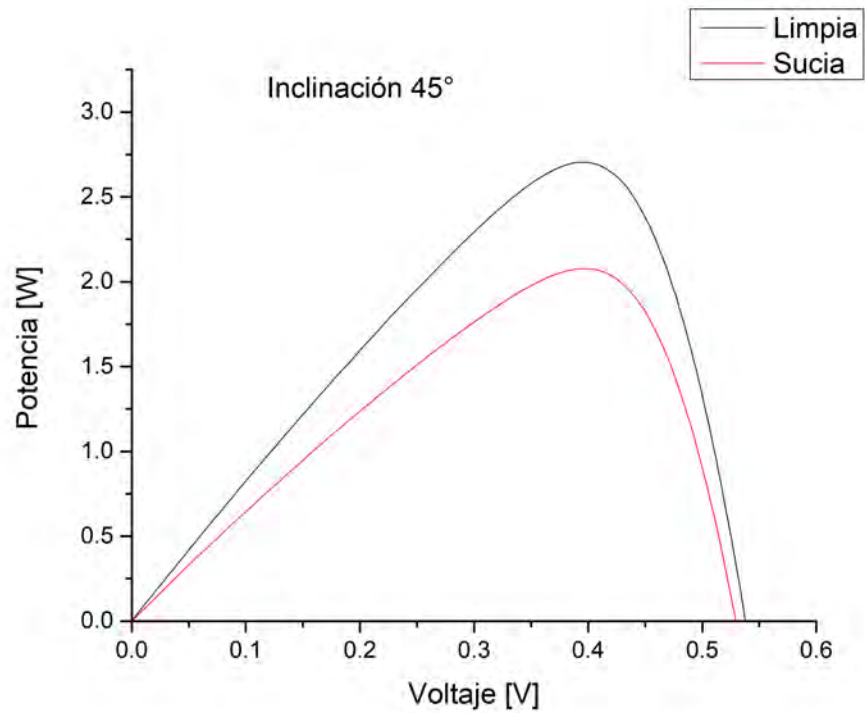
Fig. 4.54. Curva  $P - V$  de celdas inclinadas a 45°.

Tabla 4.6. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a 45°

Celdas inclinadas 45°		
Parámetro	limpia	Sucia
$V_{oc}$ [V]	0.537	0.529
$I_{sc}$ [A]	8.412	6.639
$V_{mp}$ [V]	0.369	0.376
$I_{mp}$ [A]	6.693	5.158
FF	0.547	0.552
Eficiencia	10.57%	10.69%

La Fig.4.55 muestra las celdas que estaban inclinadas a 60°, el comportamiento es el mismo, hay un decaimiento en la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  con respecto a la celda limpia, en la Fig.4.56 se muestra una curva  $P - V$  en la cual es mas evidente la perdida de potencia en la celda.

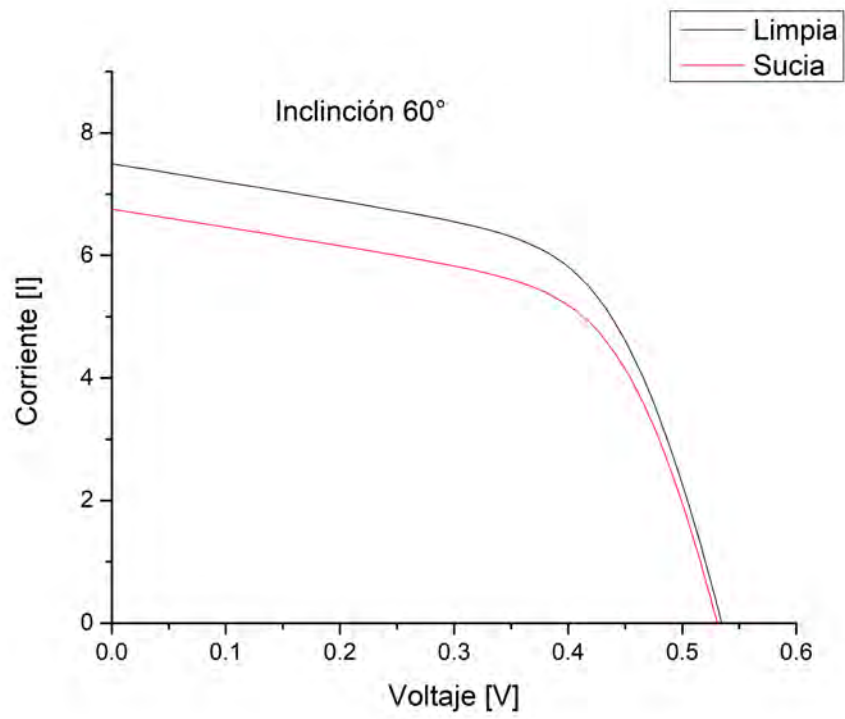


Fig. 4.55. Curva  $I - V$  de celdas inclinadas a  $60^\circ$ .

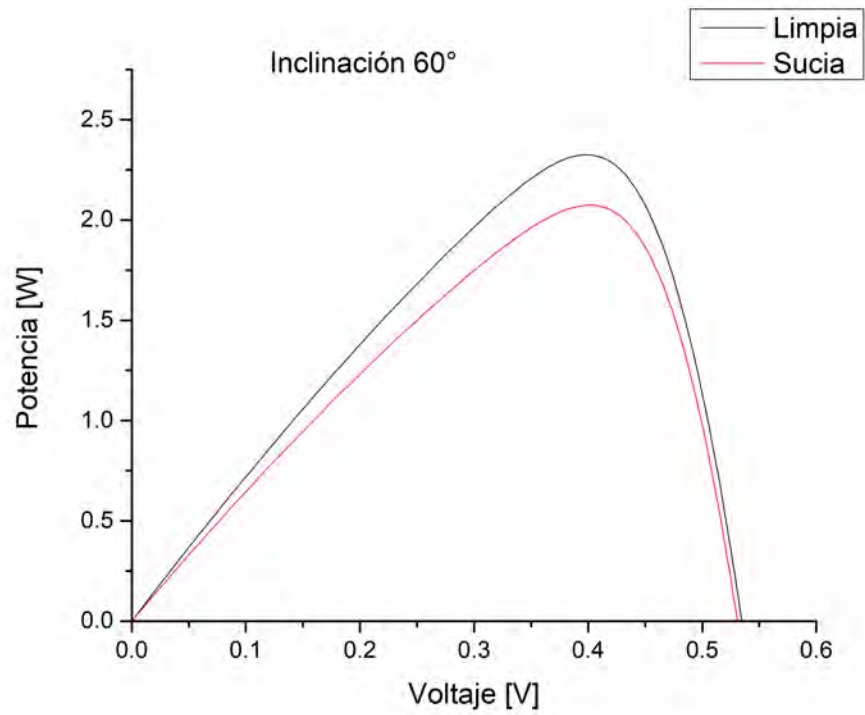
Fig. 4.56. Curva  $P - V$  de celdas inclinadas a 60°.

Tabla 4.7. Comparación de parámetros eléctrico de celdas limpias y sucias inclinadas a 60°

Celdas inclinadas 60°		
Parámetro	limpia	Sucia
$V_{oc}$ [V]	0.534	0.538
$I_{sc}$ [A]	7.387	6.655
$V_{mp}$ [V]	0.376	0.381
$I_{mp}$ [A]	5.732	5.092
FF	0.546	0.549
Eficiencia	9.20%	8.29%

A continuación se muestran las curvas  $I - V$  de las celdas limpias a diferentes inclinaciones, para ver el efecto de la inclinación en la pérdida de potencia de cada una de las celdas Fig.4.57

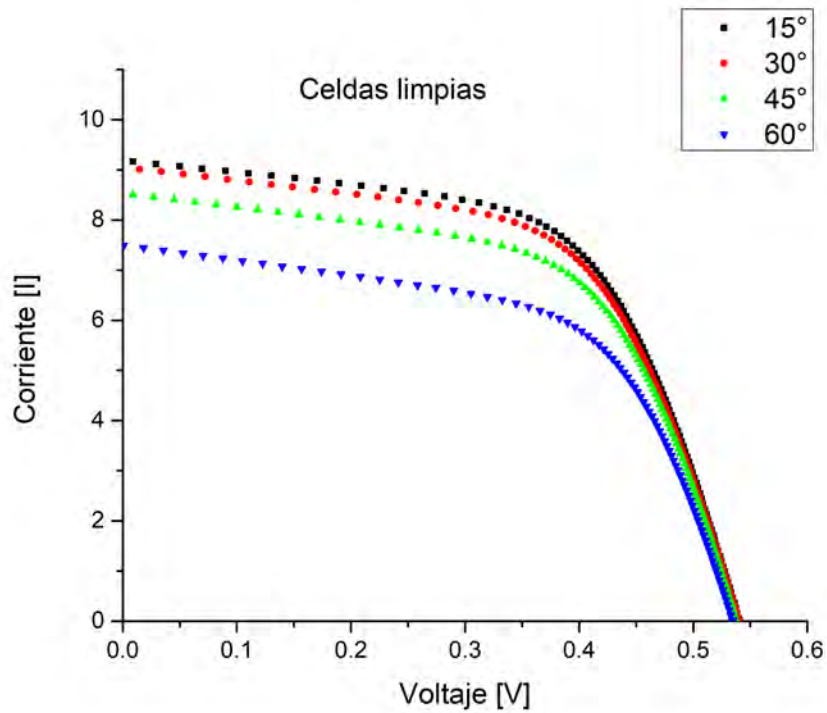


Fig. 4.57. Curvas  $I - V$  a diferentes inclinaciones.

Como se observa, a mayor ángulo de inclinación va decayendo la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  de cada curva como lo muestra la Fig.4.58, lo que nos lleva a una pérdida de potencia, la Fig.4.59 nos muestra el comportamiento de la potencia con respecto al ángulo de inclinación. El voltaje a circuito abierto  $V_{oc}$  se mantiene casi constante independientemente del ángulo al que este inclinada la celda.

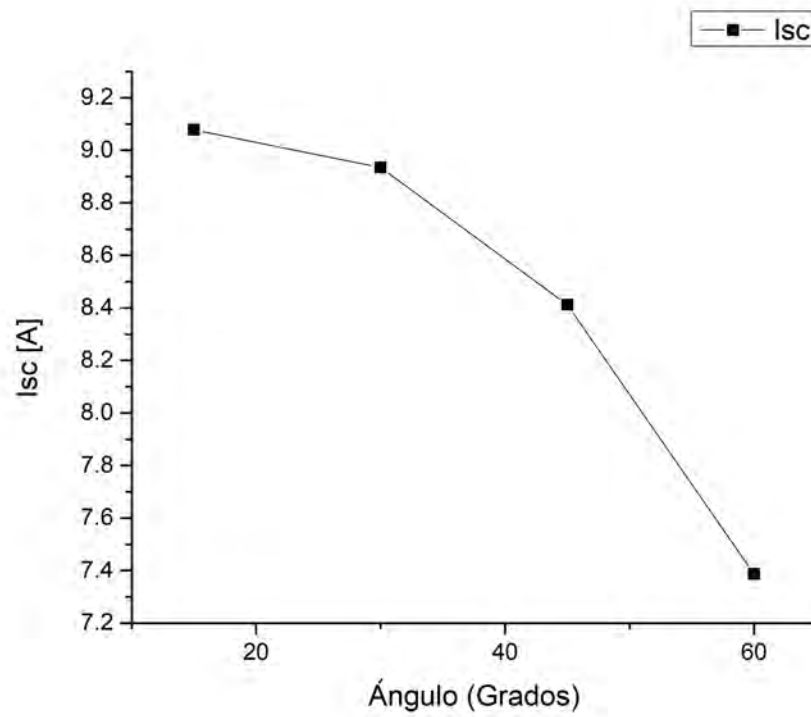


Fig. 4.58. Se muestra el comportamiento de la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  en función del ángulo de inclinación.

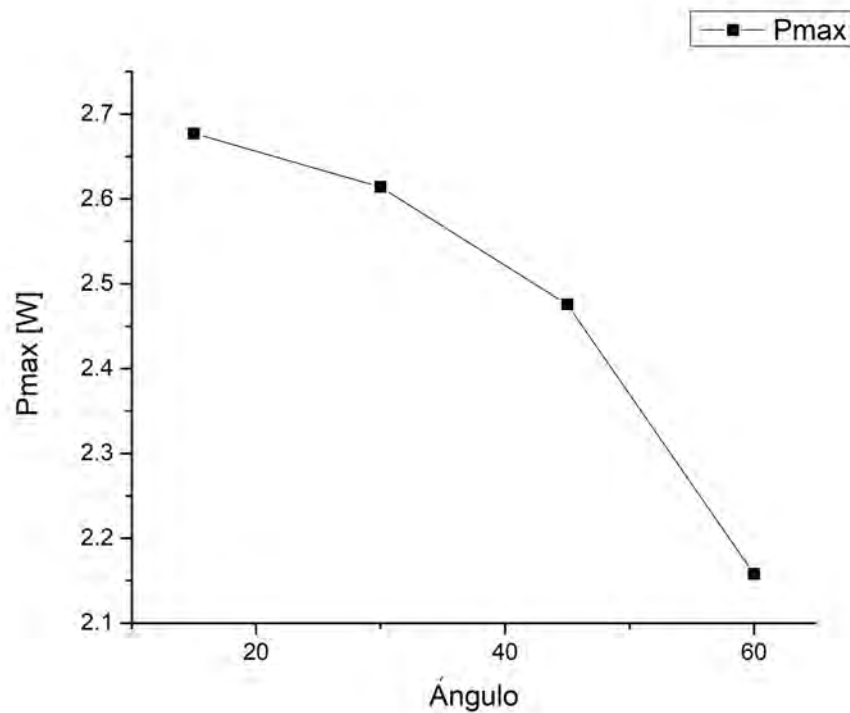


Fig. 4.59. Se muestra el comportamiento de la potencia máxima  $P_{max}$  en función del ángulo de inclinación.

Tabla 4.8. Comparación de parámetros eléctricos de celdas limpias a diferentes ángulos de inclinación

Celdas limpias a diferentes ángulos de inclinación				
Parámetro	15°	30°	45°	60°
$I_{sc}$ [A]	90.78	8.934	8.412	7.387
$I_{mp}$ [A]	7.316	7.179	6.693	5.732
$P_{mp}$ [W]	2.677	2.613	2.475	2.157
Ángulo de incidencia	15.77	14.81	23.36	38.51
Cos(ángulo de incidencia)	0.962	0.966	0.918	0.782

Se realizó un experimento en el seguidor solar (mini helióstato) en el cual se montó una celda y se varió la inclinación cada 5 grados, para ver como era el comportamiento del ángulo de inclinación en un sistema el cual nos permite tener un control exacto del ángulo de inclinación debido a que tiene un sistema de control basado en LabVIEW el cual mediante un protocolo de comunicación TCP/IP transmite los datos en forma de texto para interactuar con la interfaz en la que se pueden monitorear las variables en tiempo real. La Fig.4.60 muestra la forma en la que se montó el experimento



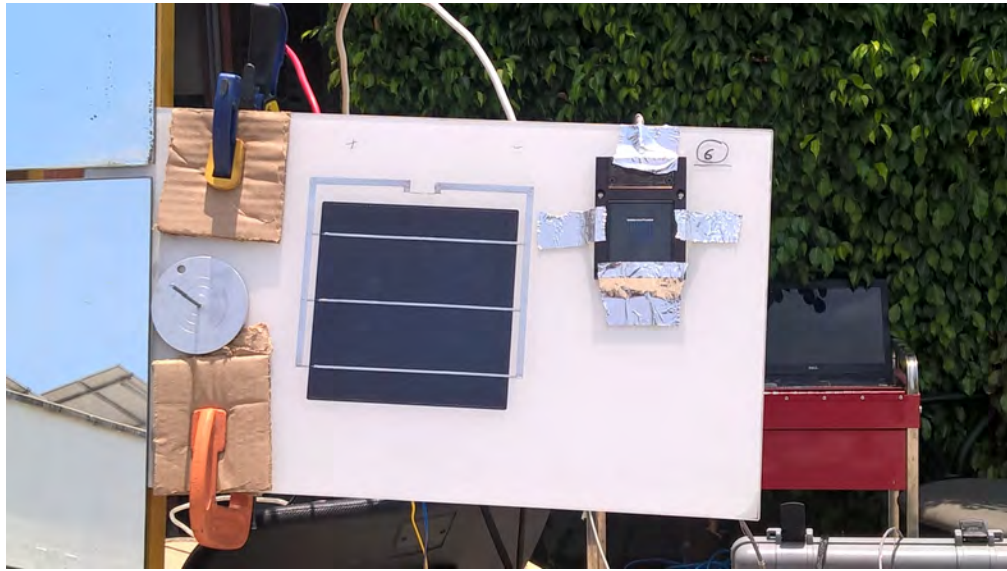


Fig. 4.60. Se muestra como se colocó la celda al mini heliostato y como se colocó la celda de referencia para medir la irradiancia en la celda.

La Fig.4.61 nos muestra como se conectó el equipo de medición el trazador de curvas  $I - V$  ECKO



Fig. 4.61. Conexión del trazador de curvas ECKO para poder medir las curvas a diferentes inclinaciones.

Al realizar las mediciones en el mini heliostato, el sistema siempre estaba fijo orientado al sur dejando al ángulo azimutal sin mover en los parámetros del mini heliostato y solo se

hacían variaciones en el ángulo de inclinación se comenzó dejando la celda en posición de  $15^\circ$  debido a que a esa inclinación esta montadas las celdas del experimento, se fue variando la inclinación cada  $5^\circ$ , se tomaron curvas  $I - V$  hasta que la celda queda en posición vertical es decir a  $90^\circ$ , se obtuvieron 16 mediciones desde  $15^\circ$  hasta  $90^\circ$ , la Fig.4.62 nos muestra las curvas  $I - V$  tomadas.

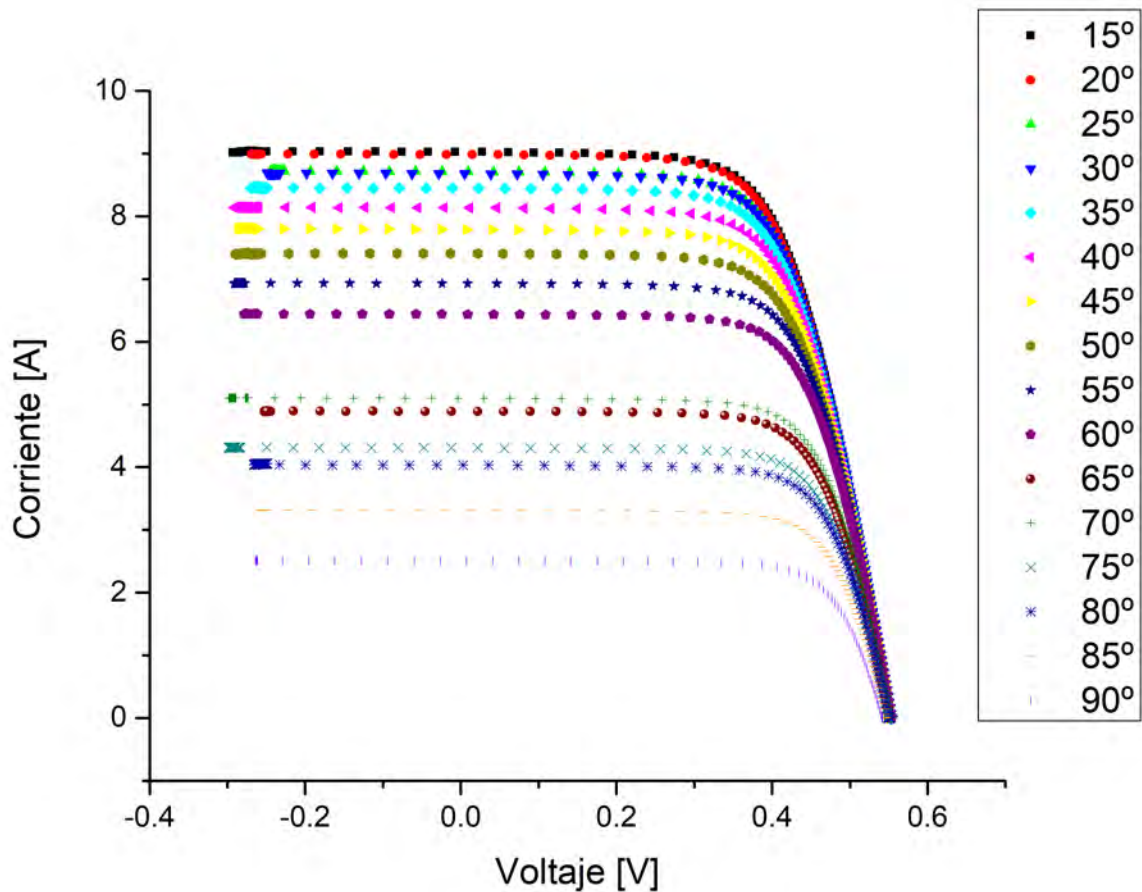


Fig. 4.62. Curvas  $I - V$  tomadas a diferentes inclinaciones en el mini helióstato.

Para realizar un análisis de la pérdida de potencia debido al ángulo de inclinación, se utilizó una plantilla de excel en la cual se calculan las trayectorias solares para un determinado día del año. Los parámetros para ingresar en la plantilla de excel son: la latitud, longitud y zona horaria, esto es para la ubicación del lugar, la fecha y la hora a la que se están realizando las mediciones y por último la inclinación y el ángulo azimutal. En este caso se deja el ángulo azimutal fijo, y solo se varía el ángulo de inclinación. Esto se realiza para obtener el ángulo de incidencia, el cual nos indica cuánto estamos desfasados de los rayos del sol hacia una superficie inclinada, en este caso a la celda que se colocó en el mini helióstato que lo relaciona con una función coseno. La tabla 4.9 muestra la relación de la corriente de corto circuito  $I_{sc}$

con el ángulo de incidencia y la corriente de corto obtenida en condiciones controladas de laboratorio la cual tiene un valor de 9.45102 A.

Tabla 4.9. Angulo de incidencia e  $I_{sc}$

Angulo de inclinación	Medida		Angulo de incidencia		$I_{sc}$ calculada
	$I_{sc}$	Irradiancia	Angulo	Coseno	
15°	9.02193	954	15.51	0.96358	9.10685
20°	8.98227	945	22.43	0.92435	8.73602
25°	8.70708	923	27.40	0.88782	8.39076
30°	8.67686	912	32.04	0.84768	8.01142
35°	8.44686	886	37.41	0.79431	7.50703
40°	8.13583	852	42.45	0.73787	6.97359
45°	7.78904	815	47.48	0.67585	6.38745
50°	7.40553	768	52.51	0.60862	5.75211
55°	6.92463	657	57.54	0.53671	5.07246
60°	6.43507	573	62.56	0.46082	4.35521
65°	4.888	493	67.61	0.38091	3.59998
70°	5.09787	510	72.62	0.29871	2.82309
75°	4.30701	420	77.67	0.21354	2.01819
80°	4.03195	380	82.67	0.12758	1.20580
85°	3.30989	220	87.65	0.04100	0.38753
90°	2.511	214	92.63	-0.04589	-0.43367

La Tabla 4.10 muestra también las variaciones en el ángulo azimutal y en el ángulo de la altura solar, debido a que el mini heliostato estaba fijo.

Como se observa en la tabla 4.9 el valor de la  $I_{sc}$  calculado, se obtiene de multiplicar el valor de  $I_{sc}$  que se obtuvo en el laboratorio bajo condiciones controladas el cual tiene un valor de (9.45) A, por el valor del coseno del ángulo de incidencia.

Como se puede observar la radiación incidente en el módulo disminuye con el aumento de la del ángulo de incidencia y es proporcional al coseno del ángulo de incidencia, también es conocido como efecto coseno.

La segunda forma en que el ángulo de incidencia influye en la corriente de corto circuito se debe a los efectos ópticos o a las características de las superficies del super estrado, también conocidas como efectos ópticos.

## 4.6. Datos de la estación meteorológica

La estación meteorológica comenzó a capturar datos desde día 8 de diciembre del 2016 hasta el día 5 de abril del 2017, se seleccionaron los datos para el análisis desde las 7:00 Am hasta

Tabla 4.10. Angulo azimuta y ángulo de altura solar

Angulo de inclinación	Angulo de incidencia	Angulo de altura solar	Angulo Azimut solar	hora de la medición
15°	15.51	86.96	37.56	12:26:09
20°	22.43	87.64	25.28	12:29:14
25°	27.40	87.58	7.04	12:32:50
30°	32.04	87.59	345.58	12:35:05
35°	37.41	87.45	340.29	12:37:48
40°	42.45	86.87	322.64	12:42:00
45°	47.48	86.45	313.06	12:45:14
50°	52.51	85.98	307.28	12:47:50
55°	57.54	85.39	302.11	12:50:52
60°	62.56	84.86	298.70	12:53:27
65°	67.61	84.03	294.70	12:57:24
70°	72.62	83.54	292.91	12:59:39
75°	77.67	82.55	290.09	13:04:08
80°	82.67	81.96	288.78	13:06:46
85°	87.65	81.58	288.04	13:08:28
90°	92.63	80.91	286.91	13:11:27

las 18:00 Pm. Se tubo que cambian el datalogger CR3000 por un CR1000 debido a que se llevo a calibrar.

La Fig.4.63 nos muestra el comportamiento de la irradiancia medida en la mesa del experimento, se escogieron algunos días para tratar de cubrir los meses en los que estuvo midiendo la estación, se muestran solo algunos días por que son muchos datos y la gráfica se satura.

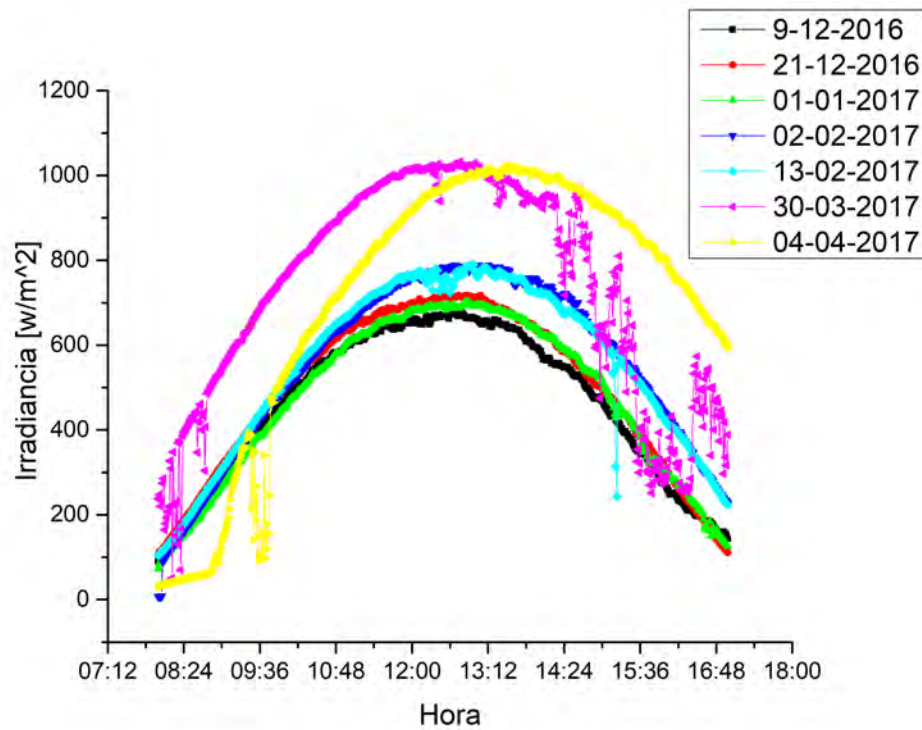


Fig. 4.63. Datos de irradiancia medida en días representativos.

Como se observa en los meses de marzo y abril se registraron los mayores niveles de irradiancia, el sensor estaba colocado en posición horizontal.

La Fig.4.64 muestra el comportamiento de la temperatura para el día 12-12-2016, como se observa la temperatura alcanzada por las celdas es mucho mayor a la temperatura ambiente se muestra también el comportamiento de la irradiancia y se observa que conforme aumenta la irradiancia va aumentando la temperatura de las celdas llegando a un máximo cuando es máxima la irradiancia.

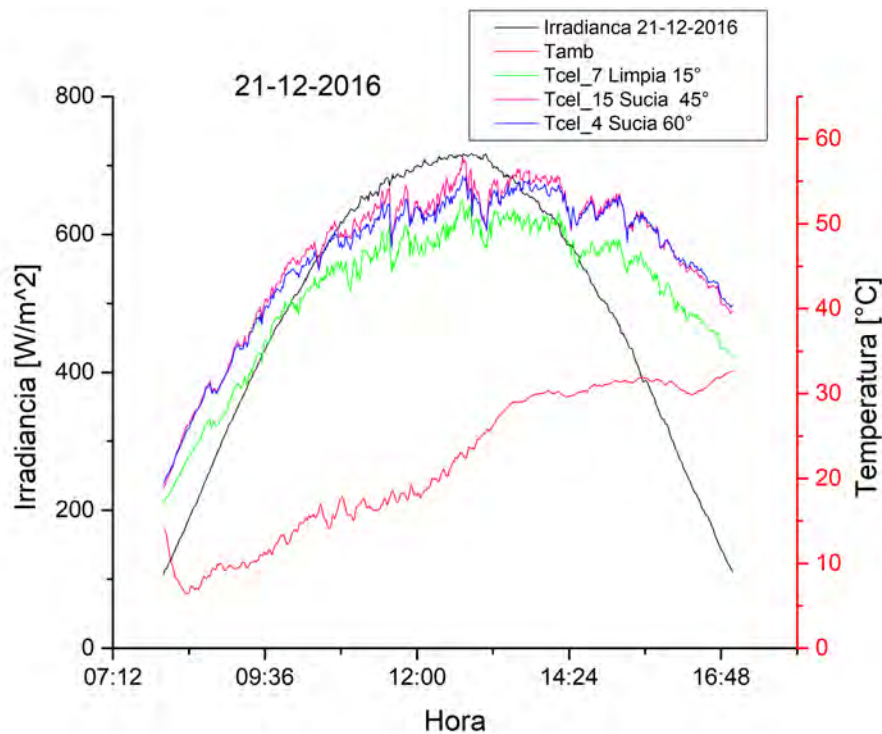


Fig. 4.64. Comportamiento de la temperatura ambiente, la temperatura de las celdas y la irradiancia para el día 21-12-2016.

La Fig.4.65 y la Fig.4.66 muestran el comportamiento de la temperatura de las celdas para algunos de los días, es este momento las celdas ya estaban cubiertas de una cantidad considerable de polvo, y se ve que hay un aumento de la temperatura en las celdas.

Se observa el comportamiento de las celdas en base a la temperatura, y como está gradualmente va aumentando con el paso de los días, no se observa una diferencia substancial entre las celdas limpias y sucias, pero aun así se nota un ligero aumento de temperatura de las celdas sucias.

Desafortunadamente no se pudo analizar el efecto del polvo en el aumento de temperatura debido a que no se pudo recolectar el polvo que se estuvo acumulando en las celdas por las lluvias atípicas que se presentaron en Temixco.

En la Fig.4.67 y en la Fig.4.68 se observa el comportamiento de la tensión con respecto a la temperatura, el voltaje tiende a disminuir conforme va aumentando la temperatura, esto afecta directamente la potencia entregada por la celda, se observa que al paso de los días la tensión fue disminuyendo, la tensión más alta se obtuvo en los primeros días de exposición a la intemperie.

Como se observa el aumento en la temperatura de las celdas causa un ligero aumento en la

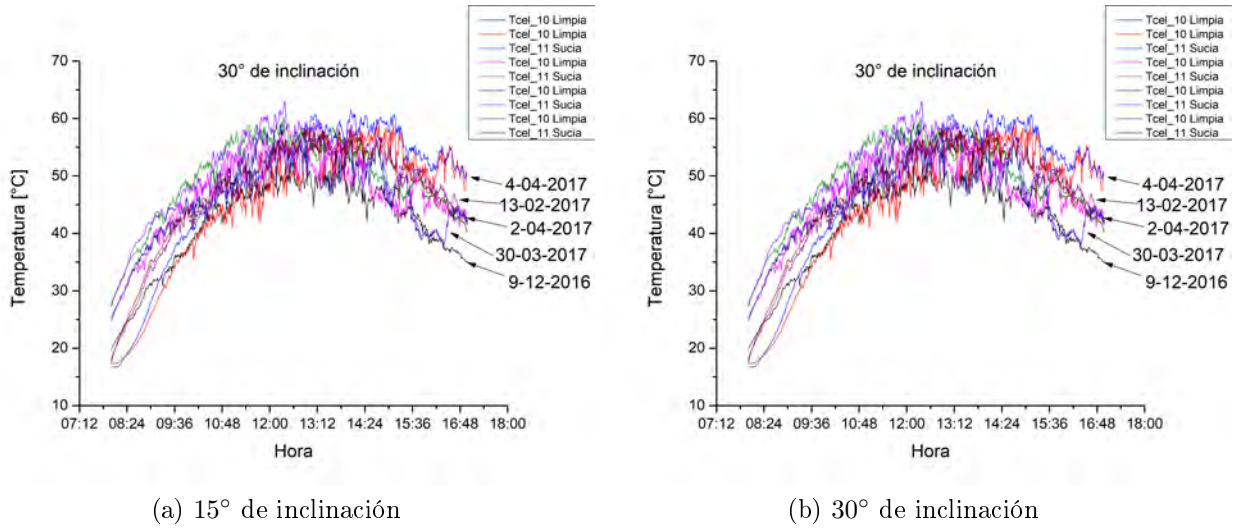


Fig. 4.65. Comparación de temperaturas de las celdas a 15° y 30° de inclinación.

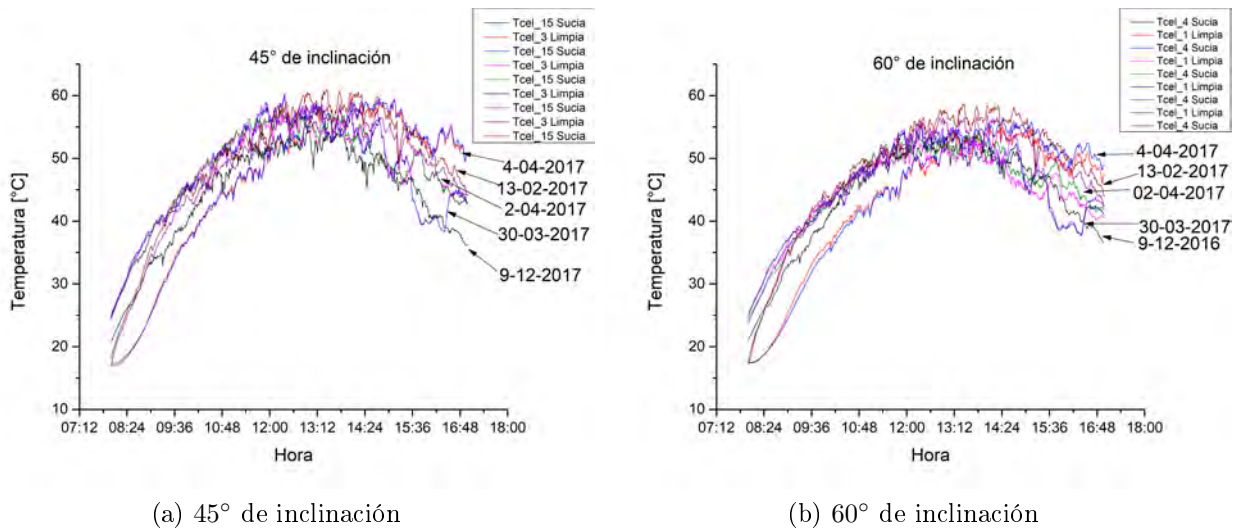


Fig. 4.66. Comparación de temperaturas de las celdas a 45° y 60° de inclinación.



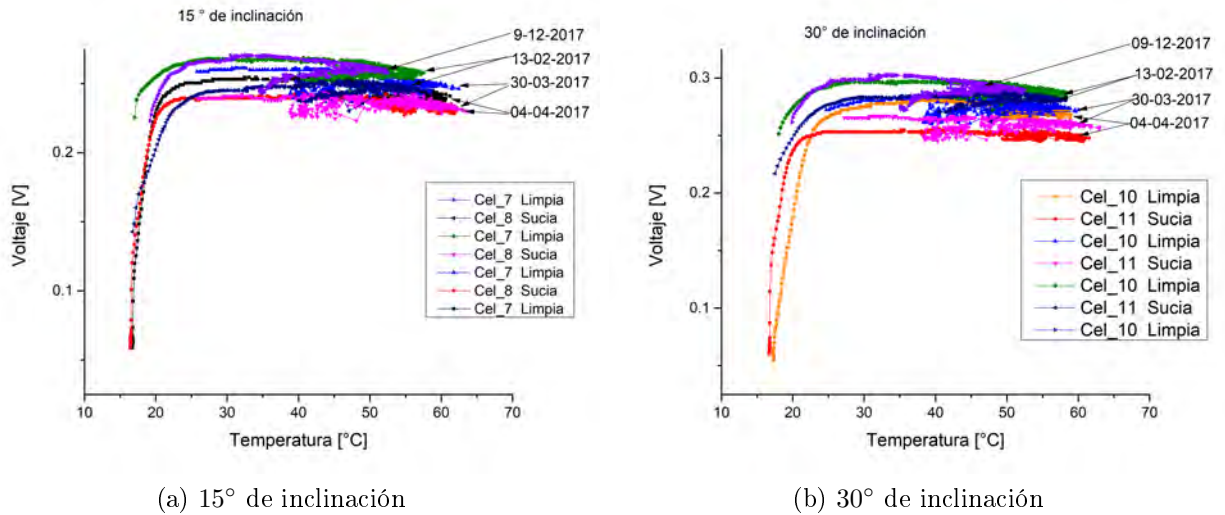


Fig. 4.67. Comportamiento de la tensión y la temperatura en las celdas a 15° y 30° de inclinación.

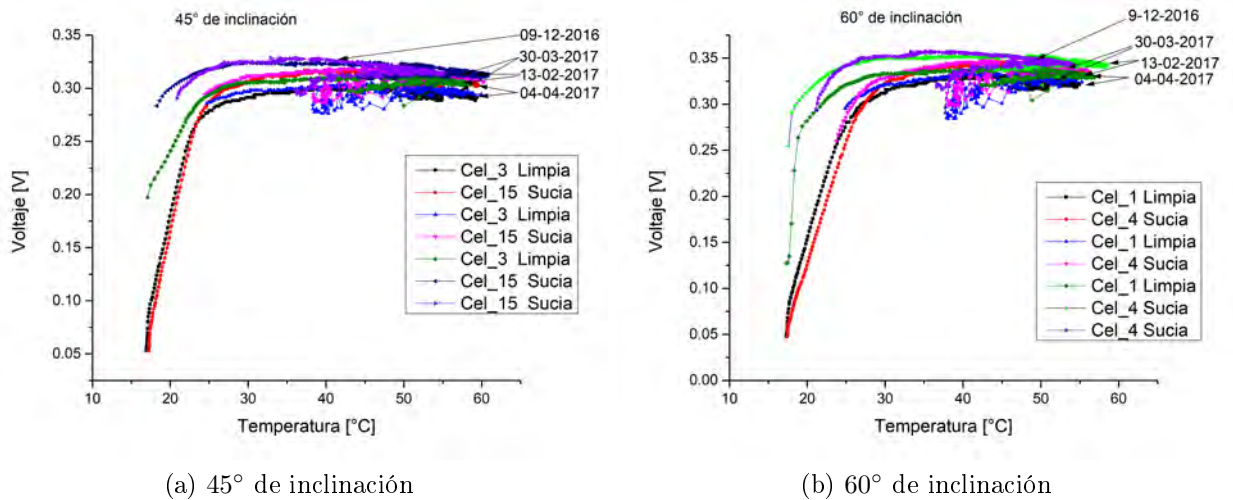


Fig. 4.68. Comportamiento de la tensión y la temperatura en las celdas a 45° y 60° de inclinación.



corriente de corto circuito  $I_{sc}$  pero una disminución significativa en el voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$ , esto da como resultado una disminución en la potencia entregada por la celda, por lo tanto el aumento de temperatura afecta la eficiencia de la celda.

Como se menciona el factor del polvo no se pudo analizar a fondo la acumulación de polvo en la superficie de las celdas causas un efecto de gradiente de temperatura en cual nos dice que la celda que tiene mayor temperatura superficial tiene una mayor densidad de polvo.(Jiang & Lu, 2015)

La cubierta de vidrio influye directamente en la acumulación de polvo se observa un comportamiento de suciedad más uniforme para los módulos de vidrio plano en comparación con los vidrios texturizados tiene una mayor variación de la suciedad.(Lopez-Garcia *et al.*, 2016)

Dependiendo de la región es necesario realizar la limpieza de los módulos fotovoltaicos, en un ambiente desértico habrá algunos eventos climáticos extremos en los que se requiera una limpieza de los módulos, muchos de los análisis sobre la suciedad en los sistemas fotovoltaicos concluyen que para climas en donde llueva regularmente, no es económicamente viable limpiar los sistemas fotovoltaicos, se observa que en climas más secos la lluvia no limpia los módulos regularmente y de echo pequeñas cantidades de lluvia pueden hacer que el polvo se adhiera a los módulos, por lo que es necesario la limpieza, en los sistemas fotovoltaicos de concentración el efecto del ensuciamiento es mayor.(Khonkar *et al.*, 2014)

## 4.7. Conclusiones

De las pruebas realizadas en la inspección visual no se detectaron deformidades o grietas en la celda, en la parte de las terminales de conexión no se encontraron defectos que pudieran alterar las mediciones o interferir con las pruebas que se realizaron en la celda posteriormente.

De las mediciones en la prueba de electroluminiscencia como se mencionó anteriormente el objetivo de la prueba sólo era detectar fracturas en la celda que pudieran afectar de manera significativa las características eléctricas de las celdas, se encontró que la celda 11 fue la única con una fractura considerable que esta cerca del bus de conexión, la cual no afecto sus características eléctricas.

Después de haber realizado las pruebas de electroluminiscencia y ver que las celdas tenían un comportamiento eléctrico similar, se selecciono la celda 4 para la obtención de coeficientes. Se procedió a seguir las indicaciones de la norma IEC 60891 Dispositivos fotovoltaicos procedimiento para la corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos, la cual nos indica que debemos de tomar curvas I-V a diferentes temperaturas, tratando de tomar una lo mas cercana a 25°C y curvas I-V a diferentes irradiancias (al menos tres curvas a diferentes irradiancias).

Se observó que el cálculo de  $R_s$  como lo indica la norma, no era el valor correcto de la  $R_s$  de la celda, debido a que la norma propone variar el valor de  $R_s$  en intervalos de  $10m\Omega$  hasta

que las curvas I-V se ajusten y que las diferencias entre ellas sea del 1%, pero al ser una celda con la que se estaba trabajando, y al colocarle un par de cables extra para realizar la conexión de la celda al trazador de curva, se estaba incrementado el valor de la resistencia en serie  $R_s$ , por lo cual no se podía determinar cual era el valor exacto de la resistencia en serie de la celda.

Se procedió a realizar un método alternativo de cálculo de  $R_s$  basados en los trabajos realizados por Yordanov (Yordanov *et al.*, 2010), (Yordanov *et al.*, 2013) y (Yordanov *et al.*, 2011), los cuales indican que hay una relación lineal al analizar el comportamiento con la ecuación 4.7, cuando el valor de  $R_s$  nos de la gráfica más lineal.

$$\ln \left( \frac{I_{sc} - I}{I_{sc}} \right) v_s \left( \frac{V + I * R_s}{N_s} \right) \quad (4.7)$$

El valor de  $N_s$  corresponde al número de celdas que conforma un módulo FV, para nuestro caso fue  $N_s = 1$ , la ventaja de este método con la norma es que: se pueden proponer valores más pequeños de  $R_s$  en este caso se trabajo con valores de  $0.001\Omega$  y que se necesita sólo una curva I-V para poder realizar el calculo de  $R_s$  y no necesitamos a curvas I-V a diferentes temperaturas e irradiancias como lo indica la norma.

El método propuesto nos da un valor de  $R_s = 0.004\Omega$  y el de la norma nos da un valor de  $R_s = 0.1\Omega$ .

Posteriormente se analizó el comportamiento de las condiciones ambientales y de la acumulación de polvo que las celdas tuvieron a lo largo del experimento, y se comprobó que las celdas sucias pierden hasta 1 Watt de potencia con respecto a las celdas limpias.

Se demostró el efecto que tiene la inclinación en las celdas analizando la corriente de corto circuito  $I_{sc}$  y a mayor ángulo de inclinación la corriente de corto circuito es menor, disminuyendo la potencia entregada por las celdas.

Al analizar los datos de las condiciones ambientales por día se vio un comportamiento del aumento de la irradiancia, esto fue debido que se tomaron datos del invierno (Diciembre) hacia el verano (Mayo).

Se demostró que la temperatura de las celdas es mucho mayor con la temperatura ambiente hasta casi  $30^\circ\text{C}$ , y que las celdas de mayor inclinación  $60^\circ\text{C}$  son las que presentan una temperatura más alta con respecto a las de  $15^\circ\text{C}$ , teniendo una diferencia de  $10^\circ\text{C}$ .

Uno de los problemas principales fue que no se pudo recolectar el polvo que se fue acumulando en las celdas debido a que se presentaron lluvias atípicas y limpiaron las celdas, se pretendía hacer una relación de los gramos de polvo acumulado por el área de la celda, pero se obtuvieron mediciones de curvas  $I - V$  cuando estaban más sucias las celdas y se comparó la potencia perdida debido al polvo acumulado.

# Capítulo 5

## Conclusiones

---

El trabajo central de esta tesis se enfoca en entender los factores como el polvo y el ángulo de inclinación y como afecta en la potencia de las celdas o el SFV.

Se le dio un mayor enfoque a la caracterización de las celdas de Silicio Cristalino, debido a que no se contaba con una tabla de datos en la cual especifican sus características eléctricas. Primeramente se revisaron las características cualitativas de las celdas, se realizó una inspección visual cuidadosa en la cual no se encontraron defectos o daños físicos en las celdas.

La segunda prueba fue la de electroluminiscencia en la cual se detectó una fractura en la celda 11, esta prueba es muy importante por que nos revela defectos que no son posibles detectarlos en la prueba de inspección visual, no es sencillo identificar que tipo de falla es la que se presenta en las celdas y como distinguir una de otras, para realizar este análisis me apoye en un manual del TÜV el cual muestra algunas fallas y como detectarlas, el objetivo principal fue detectar fracturas en las celdas.

Para determinar el comportamiento eléctrico de la celda, se hicieron algunas modificaciones, primero se colocó un bus para poder conectar el cable calibre 8 AWG a la celda, la cual sus terminales son muy frágiles y no están diseñadas para soportar grandes esfuerzos mecánicos, además que el trazador de curvas ECKO se tiene que conectar a cuatro puntas para poder realizar el trazado de la curva adecuadamente, específicamente así lo marca el equipó. Se tuvo que hacer una selección del calibre del conductor adecuado cable calibre 8 AWG, debido a que con un cable de menor calibre las pérdidas por resistencia en el cable se ven reflejadas en que la curva  $I - V$  sale resistiva y no se puede obtener el punto de máxima potencia.

Al momento de obtener las curvas I-V de cada una de las celdas los resultados muestran que tiene idéntico comportamiento eléctrico, a pesar de que la celda 11 presentaba una fractura.

Para la determinación de los coeficientes de la celda se siguieron los requerimientos de la norma en la cual deberíamos de obtener curvas I-V a diferentes irradiancias y a diferentes temperaturas y con ellas proceder a realizar los cálculos de los coeficientes, se detectó que al momento de calcular el valor de  $R_s$  en método de la norma no daba en valor adecuado de la celda y los incrementos de  $R_s$  deben de ser cada  $10m\Omega$ , por lo que se procedió a realizar un

método de formar semi analítica basado en los estudios de Yordanov, el cual hace referencia a la ecuación 4.7, en la que se pueden proponer valores más pequeños para  $R_s$  y el valor correcto de  $R_s$  será el que presenta la curva más lineal, este procedimiento se puede hacer teniendo solo una curva I-V a diferencia de la norma, el procedimiento resulto dar un valor adecuado a  $R_s$  el cual fue de  $0.004\Omega$  y el valor obtenido por la norma fue de  $0.01\Omega$ . Este procedimiento se puede escalar para un módulo fotovoltaico agregado el número de celdas.

Para las condiciones ambientales se observo que la reducción de la transmitancia del vidrio depende de la cantidad de polvo, el ángulo de inclinación, la orientación del viento dominante el período de exposición y las condiciones climáticas del lugar de exposición.

La cantidad de lluvia y la velocidad del viento juegan una papel importante en la limpieza de las celdas dependiendo del angulo de inclinación.

Es necesario tener un buen conocimiento de los fenómenos del polvo, la distribución se basa principalmente en el tamaño de la partícula de polvo, mientras más pequeñas se acumula más en la superficie de la celda y esto afecta a la transmisión de la luz solar a las celdas solares.

La acumulación de polvo implica una caída en la eficiencia de los módulos y por lo tanto una disminución en el rendimiento energético, especialmente durante largos periodos de acumulación de polvo.

No se pudo recolectar el polvo que se deposito en las celdas debido a que se presentaron lluvias atípicas en el mes de Marzo, se lograron tomar curvas  $I - V$  en el punto mas critico de polvo encontrando que hay perdidas de potencia de las celdas fotovoltaicas de  $1 W$  comparando las celdas limpias y sucias y la potencia también va disminuyendo conforme aumenta el ángulo de inclinación de las celdas.

# Referencias y bibliografía

---

- Brooks, Adria E. 2013. Solar Energy. Photovoltaics. *Futur. Energy Improv. Sustain. Clean Options our Planet*, 383–404.
- Darwish, Zeki Ahmed, Kazem, Hussein A., Sopian, K., Al-Goul, M. A., & Alawadhi, Hussain. 2015. Effect of dust pollutant type on photovoltaic performance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **41**, 735–744.
- Duffie, J a., Beckman, William a., & Worek, W M. 2003. *Solar Engineering of Thermal Processes, 4nd ed.* Vol. 116.
- Green, Martin A, Emery, Keith, Hishikawa, Yoshihiro, Warta, Wilhelm, & Dunlop, Ewan D. 2015. Solar cell efficiency tables. *Wileyonlinelibrary.Com*, **23**, 1–9.
- Hegedus, Steven S, & Luque, Antonio. 2010. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd.
- Jiang, Yu, & Lu, Lin. 2015. A Study of Dust Accumulating Process on Solar Photovoltaic Modules with Different Surface Temperatures. *Energy Procedia*, **75**, 337–342.
- John, Jim J., Warade, Sonali, Kumar, Abhishek, & Kottantharayil, Anil. 2015. Evaluation and prediction of soiling loss on PV modules with artificially deposited dust. *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, jun, 1–3.
- Kazmerski, L L. 2012. *Solar photovoltaics technology: No longer an outlier*. Vol. 1. Elsevier Ltd.
- Khonkar, Hussam, Alyahya, Abdulaziz, Aljuwaied, Mazzen, Halawani, Mohammad, Saferan, Abdulrahman Al, Al-khaldi, Fawwaz, Alhadlaq, Fawaz, & Wacaser, Brent A. 2014. ScienceDirect Importance of cleaning concentrated photovoltaic arrays in a desert environment. *Sol. Energy*, **110**, 268–275.
- Köntges, M., Kurtz, S., Packard, C.E., Jahn, U., Berger, K., Kato, K., Friesen, T., Liu, H., & Van Iseghem, M. 2014. *Review of Failures of Photovoltaic Modules*.
- Lopez-Garcia, Juan, Pozza, Alberto, & Sample, Tony. 2016. Long-term soiling of silicon PV modules in a moderate subtropical climate. *Sol. Energy*, **130**, 174–183.

- 
- Markvart, Tom, & Castañer, Luis. 2012. *Principles of Solar Cell Operation*. Elsevier Ltd.
- Mohanty, Parimita, & Tyagi, Akshay. 2015. *Introduction to Solar Photovoltaic Technology*. Elsevier.
- SENER. 2016. Balance Nacional de Energía 2015. Dirección General de Planeación e Información Energéticas. México. *Informe*, 184.
- Yordanov, Georgi Hristov. 2011. Modeling and parameter identification of crystalline silicon photovoltaic devices. *Clean Electr. Power*, 574–577.
- Yordanov, Georgi Hristov, & Midtgard, Ole-Morten. 2011. Physically-consistent parameterization in the modeling of solar photovoltaic devices. *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 1–4.
- Yordanov, Georgi Hristov, Midtgård, Ole Morten, & Saetre, Tor Oskar. 2010. Extracting parameters from semi-log plots of polycrystalline silicon PV modules outdoor I-V data: Double-exponential model revisited. *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, 2756–2761.
- Yordanov, Georgi Hristov, Midtgard, Ole-morten, & Saetre, Tor Oskar. 2011. Equivalent Cell Temperature Calculation for PV Modules with Variable Ideality Factors. 505–508.
- Yordanov, Georgi Hristov, Midtgard, Ole Morten, & Saetre, Tor Oskar. 2013. Ideality factor behavior between the maximum power point and open circuit. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 729–733.
-