

# Análisis del Comportamiento de Módulos Fotovoltaicos. Diagnostico, Modelado Matemático de Curvas I-V y P-V, y construcción de Prototipo de Trazador de Curvas I-V

**Randy Michael Willians Fonseca**  
**A26467**

Proyecto Enhance – Erasmus Mundus

**Relatório de Projecto para obtenção do grau de Mestre em**

**Energías Renovables y Eficiencia Energética**

Orientador  
A. Vicente T. Leite, IPB-ESTIG

**Julio 2012**

## **Agradecimientos**

Primero agradezco a los realizadores del Proyecto Enhance de Erasmus Mundus, herramienta sin la cual no me encontraría hoy concluyendo esta etapa de estudios y oportunidad de intercambio cultural.

A Don Américo Vicente Leite, por la guía y el esfuerzo para ayudarme a realizar esta práctica en el campo de la energía fotovoltaica, una oportunidad muy valiosa y que agradezco muy sinceramente. Su aporte a mi conocimiento sobre la energía fotovoltaica es invaluable y su apetito por el conocimiento es contagioso.

Al Ingeniero José Baptista, porque fue una persona que siempre estuvo disponible y sacrifico su tiempo para explicarme las cosas más básicas sin las cuales no hubiera sido posible realizar tan amplia labor. Desde el software de diseño y adquisición de datos, pasando por características de elementos electrónicos hasta la construcción de placas impresas el conocimiento de Baptista es un pilar fundamental de este trabajo.

A Don Faustino Chenlo del Ciemat por su aporte de información y la disposición para facilitar cualquier cosa solicitada le agradezco mucho. Su hospitalidad fue una parte necesaria para la excelente convivencia y la confianza brindada para maniobrar con equipo del Ciemat se agradece. Al resto del equipo del Departamento de Fotovoltaica del Ciemat muchas gracias por el incomodo al que fueron expuestos y por la ayuda brindada a lo largo de la estadía.

Al personal del IPB responsable por los tramites de la beca y de la estancia en la Universidad muchas gracias, en especial al Departamento de Relaciones Internacionales y en especial a Ana Raquel Rodrigues.

En la UCR agradecimientos también para la oficina de Relaciones Internacionales en especial a Odeth Esquivel.

Por último pero no menos importante a mi Familia y mi novia, gracias por apoyarme en cada paso y acompañarme a la distancia.

# Índice

Índice.....	3
Indice de Figuras .....	4
Introducción.....	9
Módulos Fotovoltaicos.....	9
Funcionamiento .....	11
Células .....	11
Modelo Matemático .....	15
Diagnostico de Módulos Fotovoltaicos.....	17
Normativa .....	19
Trazador de Curvas I-V .....	20
Trabajo de Calibración del Trazador de Curvas I-V .....	27
Calibración de los parámetros de Labview .....	27
Tensión y Corriente .....	27
Análisis del Desempeño de Módulos Solares .....	30
Determinación en Luz Natural de los Coeficientes de Variación con la Temperatura .....	42
Conclusiones .....	48
Bibliografía .....	49
Anexos.....	51
Anexo 1: Determinación de los parámetros del modelo matemático de un modulo fotovoltaico mediante la utilización de un trazador fotovoltaico. ....	51
Anexo 2: Esquemáticos de las Placas Diseñadas .....	61
Carta de Medidas .....	61
Carta de Drivers .....	62
Carta de Osciloscopio vs PC .....	63
Carta de Alimentación.....	63
Anexo 3: Análisis de Costos y Lista de Componentes Utilizados .....	64
Carta de Medidas .....	64
Carta de Potencia.....	64
Carta de Alimentación.....	65
Carta de Drivers .....	66
Carta de Osciloscopio Vs PC.....	67
Anexo 4: Resultados del Modelado .....	67
Kaneka G-EA060.....	68

SunPower .....	72
Würth Solar .....	77
Bornay GFM 160 .....	81

## Índice de Figuras

Ilustración 1 Eficiencia de Modulo por Tecnología [2].....	10
Ilustración 2. Detalle de células en modulo fotovoltaico. 1. Capa de Vidrio, 2. Encapsulante EVA y 3. Celulas fotovoltaicas .....	11
Ilustración 3 Modulo Fotovoltaico, 1. Marco de aluminio, 2. Sello contra Agua, 3. Vidrio, 4. Encapsulante, 5. Células, 6. Hoja Tedlar.....	11
Ilustración 4 Componentes de una Célula Fotovoltaica, [4] .....	12
Ilustración 5 Efecto de la Radiación en la Curva I-V [4]. .....	13
Ilustración 6 Efecto de la Temperatura [4]. .....	13
Ilustración 7 Zonas de Operación de Célula Solar.....	14
Ilustración 8 Comportamiento de Acuerdo a Espectro Luminoso .....	14
Ilustración 9 Comportamiento Espectral de Células de Triple Unión.....	15
Ilustración 10 Modelo Eléctrico de Célula Solar .....	15
Ilustración 11 Electroluminiscencia de un Modulo Fotovoltaico.....	18
Ilustración 12 Cronograma de Pruebas para Modulos Solares [5] .....	18
Ilustración 13 Estándar Europeo EN-60904 .....	19
Ilustración 14 Esquema de Trazador de Curvas I-V.....	21
Ilustración 15 Corriente máxima de acuerdo a señal de control para Mosfet [19].....	22
Ilustración 16 Aplicación Labview .....	23
Ilustración 17 Esquemático de la Carta de Potencia.....	24
Ilustración 18 Diseño de Carta de Potencia .....	24
Ilustración 19 Detalle Final Placa de Potencia .....	25
Ilustración 20 Señal G1-S1 para Mosfet.....	26
Ilustración 21 Trazador I-V .....	26
Ilustración 22 Rango de Operación del Mosfet .....	28
Ilustración 23 Detalle en Corto Circuito.....	29
Ilustración 24 Correcciones al Diseño.....	30
Ilustración 25 Esquema para obtención de Curvas I-V .....	31
Ilustración 26 Equipo para obtención de curva I-V (I-V 400, TRI-KA, PVPM 2540).....	31
Ilustración 27 Dispositivo de Referencia para Medición de la Radiación .....	32
Ilustración 28 Kaneka G-EA060.....	34

Ilustración 29 Característica I-V Modulo Kaneka G-EA060 .....	34
Ilustración 30 Modulo Sun Power SPR-238E-WHT-D.....	35
Ilustración 31 Característica I-V Modulo SPR-238E-WHT-D.....	36
Ilustración 32 Modulo First Solar FS 380 .....	37
Ilustración 33 Característica I-V Modulo FS 380 .....	38
Ilustración 34 Modulo Wurt Solar WSG0036E80.....	39
Ilustración 35 Característica I-V Modulo WSG0036E80.....	40
Ilustración 36 Bornay GFM 160.....	41
Ilustración 37 Característica I-V Modulo GFM 160 .....	42
Ilustración 38 Variación de I-V Sun Power SPR-238E-WHT-D con la Temperatura .....	43
Ilustración 39 Variación de Voc con la Temperatura Kaneka G-EA060 .....	43
Ilustración 40 Variación de Isc con la Temperatura Modulo Kaneka G-EA060 .....	44
Ilustración 41 Variación de Curva IV Modelada con la Temperatura, Wurt Solar WSG0036E80 .....	45
Ilustración 42 Error en la Aproximación de la curva I-V modulo Sun Power SPR-238E-WHT-D.....	46
Ilustración 43 Curva P-V del Modulo Sun Power SPR-238E-WHT-D .....	47
Ilustración 44 Error en la estimación de la Potencia .....	47
Ilustración 45 Variación de Voc con la temperatura.....	68
Ilustración 46 Variación de Isc con la temperatura .....	68
Ilustración 47 Curva I-V a 40 y 50 °C. ....	69
Ilustración 48 Error Respecto a la Tensión.....	69
Ilustración 49 Curva P-V a 30-40 y 50 °C. ....	70
Ilustración 50 Error Respecto a la Potencia .....	71
Ilustración 51 Variación de Voc con la temperatura.....	72
Ilustración 52 Variación de Isc con la temperatura .....	72
Ilustración 53 7 Curva I-V a 40 y 50 °C. ....	73
Ilustración 54 Error Respecto a la Tensión.....	74
Ilustración 55 Curva P-V a 30-40 y 50 °C. ....	75
Ilustración 56 Error Respecto a la Potencia .....	76
Ilustración 57 Variación de Voc con la temperatura.....	77
Ilustración 58 Variación de Isc con la temperatura .....	77
Ilustración 59 Curva I-V a 40 y 50 °C. ....	78
Ilustración 60 Error Respecto a la Tensión.....	79
Ilustración 61 Error Respecto a la Potencia .....	80
Ilustración 62 Variación de Voc con la temperatura.....	81
Ilustración 63 Variación de Isc con la temperatura .....	82
Ilustración 64 Curva I-V a 40 y 50 °C. ....	82
Ilustración 65 Error Respecto a la Tensión.....	83

Ilustración 66 Curva P-V a 30-40 y 50 °C..... 83

Ilustración 67 Error Respecto a la Potencia ..... 84

## Resumen

El siguiente trabajo consiste en la introducción y análisis a las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos, el proceso de obtención de curvas I-V y P-V de los elementos fotovoltaicos su análisis y diagnóstico.

Una pequeña introducción a las tecnologías fotovoltaicas que luego da paso al análisis de su dinámica, los factores que la influyen y una introducción a la normativa correspondiente en específico las normas EN 60904 y la EN 60891.

Incluye la participación en el desarrollo de un trazador de curvas I-V de bajo costo, diseño e implementación, parte de los trabajos previos de Don Vicente Leite y Jose Baptista y que fue llevado a cabo en el Instituto Politécnico de Bragança. La implementación de un circuito electrónico de tal complejidad es una de las acciones más satisfactorias aún faltan algunos ajustes pero estoy seguro que va a ser algo muy provechoso para los autores originales. El análisis comparativo de precios respecto a las capacidades de los trazadores revela oportunidades provechosas debido a su versatilidad y bajo costo, esto es de resaltar dado que la reducción es significativa.

En cadena se utilizan los valores obtenidos por medio del trazador para realizar el modelo matemático de un panel, basado en 3 opciones presentadas en Sera08, khezzar09 y kuntz04. Basados en estos métodos se desarrollo el artículo 'Determination of Modelo Parameters of PV Modules Using a Low Cost I-V Tracer' presentado en Seminario de Automatización, Electrónica Industrial e Instrumentación 2012 en Guimarães Portugal.

En el Ciemat en Madrid se realizan algunos ajustes al trazador de curvas y se comparan los trazadores del mercado PVPM2540, TRIKA, HT IV-400 para realizar adquisición de curvas I-V de módulos de fotovoltaicos de diferentes tecnologías. Además se obtienen los ensayos realizados por el simulador AAA del Ciemat.

Con estos datos se realiza el modelado matemático y se analiza el comportamiento en STC, se observa el comportamiento de los diferentes modelos sobre diferentes tecnologías. Con la intención de realizar un modelo que predijera el comportamiento en otras temperaturas se observa que los coeficientes de variación respecto a la temperatura del modulo no están arrojando una buena aproximación y se realiza la obtención por un método simplificado de los coeficientes de variación de temperatura basado en la norma EN 60891.

Luego se compara el modelo matemático con el comportamiento real, se deja a discreción la interpretación del error para la aplicación que se requiera. La monitorización del comportamiento y degradación de los módulos es una labor muy importante y este tipo de herramientas pueden ayudar considerablemente.

## Abstract

The developed work consists of an introduction and small analysis of the electrical characteristics of photovoltaic modules, the process of IV-PV curve determination, analysis and diagnostic.

The small introduction to the photovoltaic technologies gives space to the analysis of their dynamic, factors that influence its output and the technical regulation to what is bound, specifically the EN 60904 and EN 60891.

It includes the participation in the development of a Low Cost I-V tracer, designed by Vicente Leite and Jose Baptista and that was built at the IPB of Bragança. The construction of such an electronic circuit causes a lot of satisfaction and even though it still needs some adjustments it already is, and will be developed to be a very important advance in the cost cutting design of I-V tracers. The comparative studies realized to the other equipment available in the market gives out a very promising sight for the development of this kind of instrumentation.

After the utilization of the data obtained by the I-V tracer a mathematical modeling stage started based on the propositions of Sera08, khezzar09 and kuntz04, which ended in the development of the paper 'Determination of Model Parameters of PV Modules Using a Low Cost I-V Tracer' presented at the Seminar of Automation, Industrial Electronics and Instrumentation 2012 at Guimarães Portugal.

At the Ciemat in Madrid some adjustments are made to the I-V tracer and the comparison of the PVPM2540, TRIKA and HT IV-400 started to see the process and results on different technologies. Plus a test is run on the AAA solar simulator of the Ciemat.

With this data mathematical modeling is carried on, and the behavior at STC is studied. With the intention of developing a model that included the effect of temperature and radiation it's concluded that the parameters given by the manufacturer aren't very certain. The simplified determination of these parameters was realized based on the norm EN 60891.

Then a comparison is made between the simulated data and the real behavior obtained, the error is left to the discretion of the application for what it could be needed. The monitoring of the photovoltaic modules is very important for the analysis of degradation and this is a good tool to this effect.

**Términos Clave:** Módulos Fotovoltaicos, Obtención de curvas I-V, EN 60904, EN 60891, Modelado de curvas I-V

## Introducción

Los módulos solares son los elementos encargados de la conversión de energía solar en eléctrica, son el elemento principal del sistema fotovoltaico y representan un gran porcentaje de la inversión inicial. Esto nos importa porque también es el elemento que se encuentra más expuesto a condiciones adversas y por ende del que resulta necesario realizar un estudio de la degradación con el pasar de los años.

Además de ser inversiones realizadas con capitales propios, muchas de las instalaciones han sido financiadas de manera que el funcionamiento adecuado del sistema es esencial para el éxito del proyecto como inversión financiera. De aquí que laboratorios de certificación como el CIEMAT, más y más se han aumentado su presencia en tribunales por conflictos de garantías de equipos fotovoltaicos, los cuales por razones de producción y otras muchas veces por mal diseño, transporta, instalación del sistema, resultan en condiciones desfavorables para el sistema y por tanto el rendimiento de este es menor.

Los sistemas fotovoltaicos poseen una curva de funcionamiento que determina los parámetros de salida del sistema dadas determinadas condiciones entre las cuales se encuentran la irradiación, la temperatura, velocidad del viento, sombras. Además de estos otros factores pueden afectar el rendimiento del sistema fotovoltaico como por ejemplo polvo, daños en el encapsulado de los módulos, manchas, quemadura de células, disparo de diodos de by-pass, mezcla de módulos con diferentes características o módulos con células internas de características diferentes, aumentos en resistencias serie y paralelo y muchas más.

Resulta como solución, entre varias opciones, al problema de la determinación del problema que afecta el sistema fotovoltaico la determinación y el seguimiento de la evolución de la curva I-V de un sistema fotovoltaico como herramienta de diagnóstico y mantenimiento.

## Módulos Fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos como dicho anteriormente son el elemento generador de electricidad, está conformado en filas y columnas de células fotovoltaicas que están conectadas en forma de matriz cuyos parámetros son directamente proporcionales al número de células y los parámetros de cada una de ellas. En la escogencia del tamaño del conjunto de células importa obtener valores adecuados de tensión (# de células en serie) y de corriente (# de células en paralelo).

Existen muchos tipos de módulos solares y la variedad más encontrada en el mercado es la de paneles de silicio los cuales están conformados por células de 0.5-0.6V cada una [2], de silicio mono o poli cristalino.






Estos valores de tensión son muy bajos para utilizar en un sistema fotovoltaico ya que para grandes valores de potencia, la corriente sería muy grande con todos los problemas eléctricos que esto acarrea, pérdidas, calentamiento costo alto en precio de conductores, etc. Por lo tanto se puede encontrar en arreglos de 10-50V (20-100 células). Para sistemas grandes de generación se agrupan módulos en serie y paralelo para dar abasto con los requerimientos del diseño del proyecto.

Las células pueden estar ser, entre muchas, de:

1. Silicio mono cristalino
2. Silicio Poli cristalino
3. Capa delgada Silicio Amorfo
4. Diseleniuro de Indio Cobre (CIS)

5. Cadmio telurio (cdte)
6. Arseniuro de Galio
7. Seleniuro Indio Cobre Galio (CIGS)
8. Nuevos Conceptos

Para un resumen detallado de las tecnologías de células solares [3], por encima mencionaremos algunas de las características de este grupo.

Cell material	Module efficiency	Surface area need for 1 kWp
Monocrystalline silicon	11–16%	7–9m <sup>2</sup> 
Polycrystalline silicon (EFG)	10–14%	8–9m <sup>2</sup> 
Polycrystalline silicon	8–10%	9–11m <sup>2</sup> 
Thin film copper-indium-diselenide	6–8%	11–13m <sup>2</sup> 
Amorphous silicon	4–7%	16–20m <sup>2</sup> 

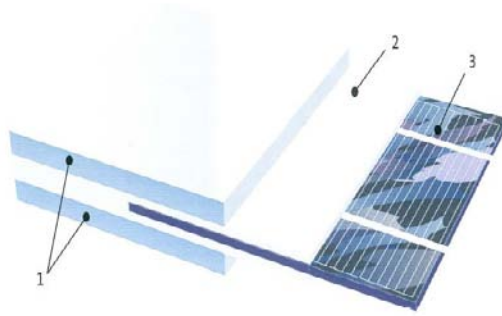
**Ilustración 1 Eficiencia de Modulo por Tecnología [2].**

Basta mencionar que la eficiencia mayor la presentan los módulos mono cristalinos los cuales también son los que tienen una mayor presencia a nivel mundial.

Entre las diferentes tecnologías algunas presentan algunos beneficios importantes que permiten un funcionamiento más robusto de las células en general y por lo tanto la mezcla como por ejemplo en las células híbridas [3], en las cuales se combinan la tecnología mono cristalina y poli cristalina para dar paso a células que tienen un mayor rendimiento en un amplio rango de temperaturas y espectros luminosos, mejora respecto a mono cristalinas y que no presenta envejecimiento por la inducción de la luz, mejora respecto a las poli cristalinas.

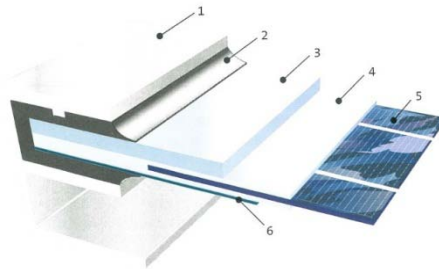
La línea de ensamblaje de módulos fotovoltaicos ha sido un avance importante en la lucha mundial por la disminución de los precios de producción. Estas líneas ahora en un mercado más exigente sobre estándares de rendimiento, poseen un sistema de diagnóstico integrado al final de la línea de producción. Como por ejemplo la línea de producción de 50MW de Martifer en Portugal de la marca Spire de 15 millones de Euros, de Spire Corp.

Los módulos solares están compuestos de diferentes capas, en la siguiente figura se pueden observar estas capas.



**Ilustración 2. Detalle de Células en Módulos Fotovoltaicos. 1. Capa de Vidrio, 2. Encapsulante EVA y 3. Células Fotovoltaicas.**

Estos componentes se prefieren que tengan características poco reflectivas respecto a la luz y con bajas pérdidas de transmisión de un lado a otro del material, esto principalmente en el vidrio frontal del panel. Debido a que se quiere que los paneles tengan una vida útil del rango de 25 años estos son sellados en vacío con el encapsulante, etilvinilacetato [2] que funciona como una goma para fijar las células al vidrio de frente y a la hoja tedlar o vidrio de la capa posterior, con vidrio en la parte de atrás se aumenta el peso del módulo prácticamente al doble [2].



**Ilustración 3 Modulo Fotovoltaico, 1. Marco de aluminio, 2. Sello contra Agua, 3. Vidrio, 4. Encapsulante, 5. Células, 6. Hoja Tedlar**

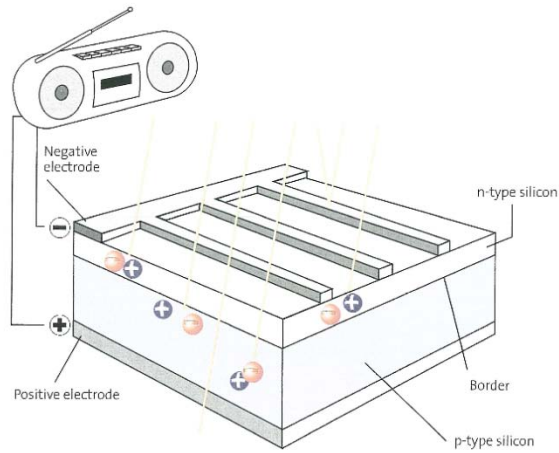
Para completar el módulo se incluye un sello contra agua en los bordes del módulo entre el vidrio, la hoja tedlar; y el marco de aluminio. Además de estos componentes se encuentra la caja de conexiones que contiene los conectores para la conexión del módulo fotovoltaico al resto de los elementos del sistema fotovoltaico y que además contiene los diodos de By-pass para reducir problemas que puedan surgir en el panel por diferentes eventos que se mencionan más adelante

## Funcionamiento

### Células

Las células tienen una capacidad de producir energía eléctrica en un amplio rango de tensiones y corrientes, la potencia resulta de la interacción de estas dos variables y se necesita un control para la optimización del punto de trabajo de la célula y por lo tanto del módulo fotovoltaico.

Con poco detalle los fotones provenientes de la radiación del sol y que dependiendo de la parte del espectro, su transformación es mejor o peor, son convertidos en electricidad por medio de dos semiconductores, en una configuración n-p con contactos eléctricos en ambos lados para permitir la conducción de electricidad. Los fotones alcanzan impactar los electrones en la capa de valencia de los átomos de silicio, y si tienen la suficiente energía hacen que estos pasen a la capa de conducción del átomo, dejando un hueco que en términos prácticos es una carga positiva [4].



**Ilustración 4 Componentes de una Célula Fotovoltaica, [4].**

En las referencias [2], [3] y [4], y en una cantidad inmensa de publicaciones, se puede encontrar una explicación más detallada, física del fenómeno de producción de electricidad a partir de los fotones que inciden sobre la célula fotovoltaica.

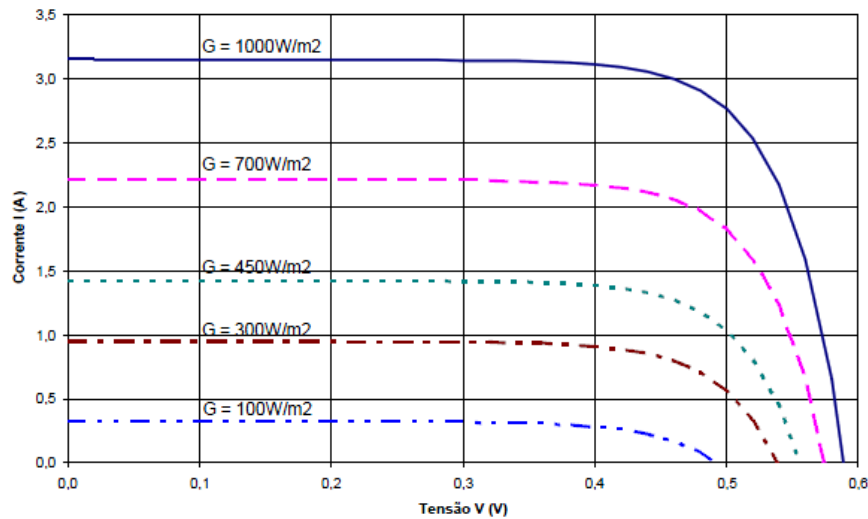
Los efectos de cada componente sobre la curva I-V del modulo fotovoltaico tiene mucho que ver con las características de los componentes y el proceso de construcción, además de su mantenimiento.

### ***Comportamiento***

El comportamiento de las células fotovoltaicas es estudiado por medio de varios parámetros, algunos más directos de medir y por tanto más utilizados como la Potencia en el Máximo Punto de Potencia ( $P_{mpp}$ ). Además importa el valor de tensión en circuito abierto que va a ser el voltaje a los terminales del panel fotovoltaico cuando este sin carga, y que es necesario para el dimensionamiento de los otros componentes, ya que tienen que soportar este valor de tensión cuando la carga es nula. Otro parámetro importante es la corriente en corto circuito que sirve para dimensionar los sistemas de protección. El valor de la corriente del máximo punto de potencia ( $I_{mpp}$ ) tiene aproximadamente un valor de 95% de la corriente de corto circuito y la tensión en el máximo punto de potencia un 80% del valor de circuito abierto [2].

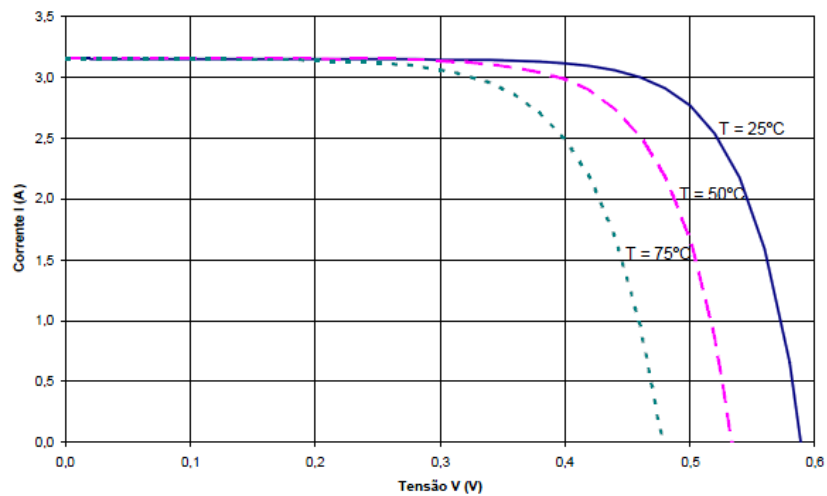
Por otro lado estos parámetros de salida del panel solar dependen de condiciones externas como lo son la radiación disponible y la temperatura en el panel, condiciones que varían sin excepción y que dependen del entorno en el que se vaya a realizar la instalación.

La radiación influye directamente sobre la corriente del panel fotovoltaico, esta última es directamente proporcional. En la siguiente imagen se puede observar este efecto. Además de la corriente la tensión se ve afectada también por la radiación pero en menor grado es despreciable.



**Ilustración 5 Efecto de la Radiación en la Curva I-V [4].**

El efecto de la temperatura afecta de mayor manera a la tensión de circuito abierto y cuando la temperatura aumenta la tensión disminuye, la corriente ve un pequeño aumento en su valor debido al aumento de la temperatura. Esto no es así en todos los módulos teniendo efectos diferentes en diferentes tecnologías lo que se puede observar posteriormente en la obtención de curvas I-V.



**Ilustración 6 Efecto de la Temperatura [4].**

El comportamiento de la célula se puede observar en la figura numero 5. En ella se observan los diferentes modos de operación de la célula que en realidad se comporta como un diodo en paralelo con una fuente de corriente. El área de funcionamiento normal de la célula es en la de polarización directa (Forward Bias). En la zona de polarización inversa (Reverse Bias) disipa potencia, entre mayor el voltaje en sentido inverso aplicado mayor la potencia que disipa, si la tensión inversa alcanza el valor de tensión de avalancha inversa (Breakdown) la célula puede quedar dañada irreversiblemente por sobrecalentamiento, formación de puntos calientes, resquebrajamiento de células o que se derritan las soldaduras [5].

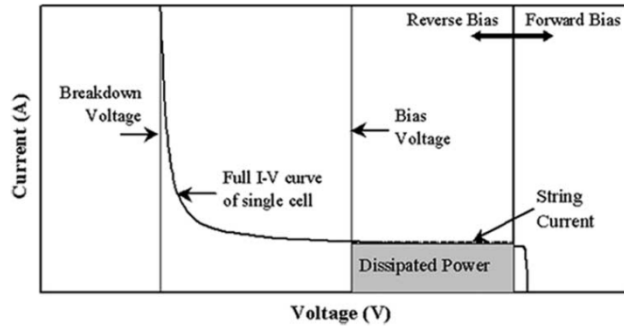


Ilustración 7 Zonas de Operación de Célula Solar [4].

Otro parámetro que afecta en el rendimiento de las células solares es la composición espectral de la radiación que alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos. Más que la composición espectral de la luz, es la composición de las células solares la que afecta el aprovechamiento de la luz disponible. Cada tecnología capta con diferentes rendimientos, la luz con diferentes longitudes de onda.

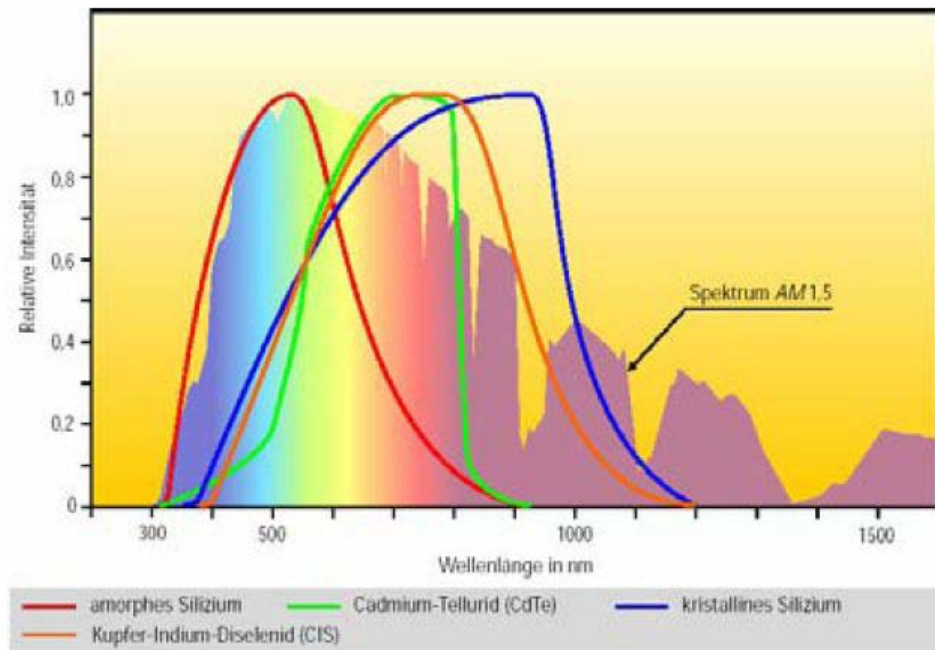


Ilustración 8 Comportamiento de Acuerdo a Espectro Luminoso [4].

En esta figura se muestra como al variar la tecnología podemos modificar el rango del espectro luminoso que es captado exitosamente. Se nota como los módulos de silicio cristalino tiene el rango mayor, con una valores de intensidad entre los 700-1000nm. Los módulos de cadmio-telurio con una intensidad máxima entre los 700-800nm, los de cobre-indio-selenio entre los 700-850nm. La única tecnología que presenta un gran rendimiento para luz compuesta por longitudes de onda bajo es el silicio amorfo que presenta su mayor intensidad de conversión entre los 450-550nm.

La realización de que diferentes tecnologías tienen diferentes comportamientos de acuerdo a la longitud de onda ha permitido que métodos de construcción que combinan diferentes tecnologías en una misma célula solar, pueda tener un comportamiento más amplio a lo largo del espectro luminoso y por lo tanto conseguir un mayor rendimiento global.

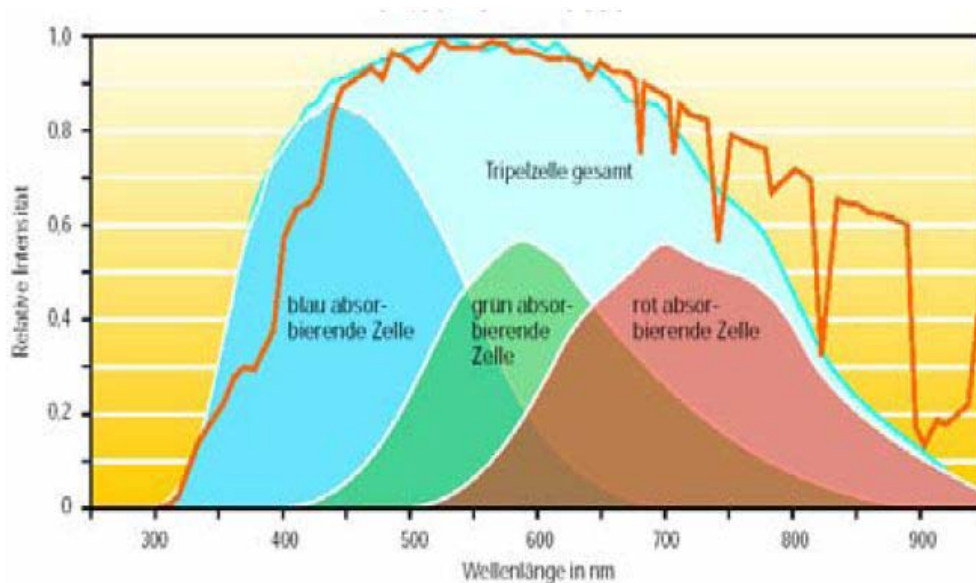


Ilustración 9 Comportamiento Espectral de Células de Triple Unión [4].

Se observa en la figura anterior que una mezcla de materiales que abarquen la mayoría del rango luminoso disponible logra que la célula resultante tenga una conversión máxima desde los 400-650nm.

### Modelo Matemático

Existen diferentes modelos y con diferentes complejidades tomando diferentes parámetros de la célula o módulo. Los parámetros son efecto de la Resistencia Paralelo, Resistencia Serie, Diodo primario y secundario. Así para este se obtendrían 6 parámetros. El más comúnmente utilizado es con un único diodo

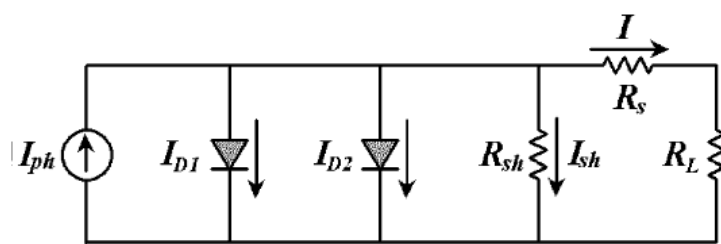


Ilustración 10 Modelo Eléctrico de Célula Solar [4].

El modelo del con un solo diodo tiene la siguiente ecuación implícita.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left( \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t}\right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}}$$

Y sin el efecto de la resistencia paralelo, esto es tomando en cuenta  $R_{sh} \rightarrow \infty$ , la corriente está dada por:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left( \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t}\right) - 1 \right)$$

Para realizar el modelado de los paneles vamos a utilizar tres métodos para determinar los parámetros de la ecuación anterior, los brindados en [11], [5], [16].

Estos métodos es posible llevarlos a cabo obteniendo datos de las hojas del fabricante o adquiridas por simulación. En este caso se realizo con ambas fuentes de datos y se puede ver una comparación del deterioro de estos módulos.

Del método 1 se desprende que:

$$V_t = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{mpp} - (I_{sc} - I_{mpp}) \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right)}$$

$$I_0 = I_{sc} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t}\right)$$

$$R_s = \frac{V_t \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right) + V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}}$$

Del método 2:

$$V_t = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{sc} + (I_{sc} - I_{mpp}) \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right)}$$

$$I_0 = I_{sc} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t}\right)$$

$$R_s = \frac{V_t \ln\left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}}\right) + V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}}$$

Este método simplemente elimina el efecto del '-1'. En el artículo se representa el comportamiento de una célula mono cristalina, aquí usaremos diferentes tipos de células y veremos a cual tecnología representa de mejor manera cada método.

Del método 3:

$$R_s = -M \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} + \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \left(1 - \frac{I_{sc}}{I_{mpp}}\right)$$

$$V_t = -(M + R_s) I_{sc}$$

$$I_0 = I_{sc} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t}\right)$$

Este último método no es analítico sino que ha sido determinado un polinomio a partir datos estadísticos usando métodos numéricos (kuntz04). En el artículo logran modelar con gran precisión para mono cristalinos y para amorfos.

Con estos resultados y los valores para las coordenadas en (Pmpp, Isc y Voc), obtenidos con el simulador y con los trazadores de curvas I-V, en simulador y en luz natural.

# Diagnostico de Módulos Fotovoltaicos

## ***Factores de Degradación***

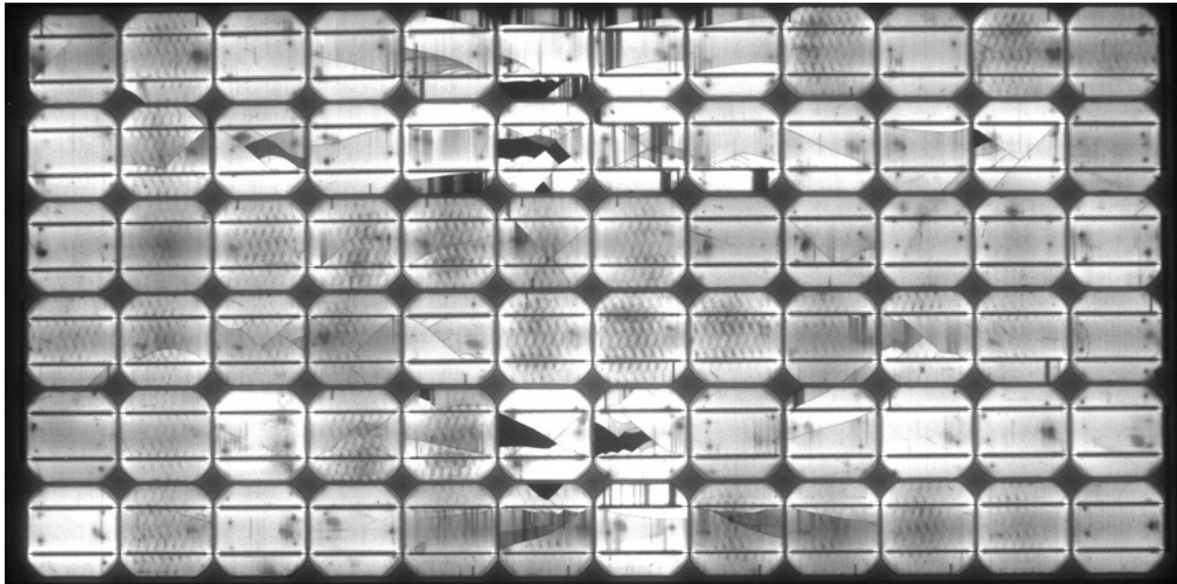
Según [5] entre los diferentes métodos de degradación del rendimiento de los módulos fotovoltaicos se encuentran:

- Suciedad en la superficie frontal: La acumulación de materiales en el frente del modulo causa que la radiación que alcanza a las células sea menor. Cuando esta disminución en la radiación causa diferencias significativas en las condiciones de las células se pueden producir puntos calientes y activación de los diodos de by-pass que, según la referencia estas pérdidas pueden ser de hasta 10%. Por suerte basta con una simple inspección visual para la determinación de este problema [meyer 04].
- Degradación óptica: Este tipo de degradación se produce por descoloración del encapsulante, el cual por estar expuesto a rayos UV o por la infiltración de humedad o tierra al interior del modulo produce oscurecimiento en el etilvinilacetato. A este encapsulante se le pueden agregar antioxidantes y estabilizadores de rayos UV pero eventualmente los rayos ultravioletas degradan el encapsulante lo cual produce acido acético el cual torna el resto del EVA café. Entonces el EVA absorbe una fracción de la luz y reduce la producción del panel. Este tipo de pérdidas pueden dar cuenta de hasta el 50% en rendimiento. Se puede detectar este tipo de degradación por medio de una lámpara ultravioleta de 375nm, las zonas afectadas se observan de color blanco [5].
- Aumento de Resistencia Serie: La resistencia en serie se ve afectada por las soldaduras, las conexiones entre filas de células y a la caja de conexiones del modulo. Estas resistencias disminuyen el voltaje de salida de la célula y del modulo fotovoltaico. El funcionamiento diario y los cambios en la temperatura afectan la degradación de los contactos y una técnica como la medición I-V a oscuras del modulo puede ser utilizado para la medición cuantitativa de este parámetro.
- Disminución de la Resistencia en Paralelo: Las resistencias en paralelo son los caminos por los que la corriente puede fluir y se desvían de la carga que se quiere alimentar. Esto puede suceder en las zonas cercanas a la zona de unión de los semiconductores de la célula, en el que impurezas o defectos en el material pueden ocasionar resistencias bajas entre los dos terminales de la célula y por tanto conducir corriente.
- Degradación de capa antirrefleitora: Esta capa se utiliza para aumentar el porcentaje de luz que alcanza la célula. Esta capa es un oxido que con el tiempo puede degradarse. Visualmente se observa como que la célula se ha tornado más brillante, se puede observar por medio de la monitorización casual de los parámetros del panel.
- Descoordinación de Células: Ocurre cuando por alguna de las circunstancias anteriores, existen células trabajando en diferentes puntos de tensión y corriente dentro de una misma serie de células o entre series. La célula descoordinada será polarizada en sentido contrario por las demás células y la anterior disipara potencia y toda la problemática que le sigue, explicada en la sección de células.
- Degradación inducida por la Luz: Según el efecto Staebler-Wronski, la degradación inducida por la luz es principalmente preocupante en módulos de silicio amorfo, y aleaciones de este. Recombinación de huecos y electrones se da en los semiconductores dopados que a la larga disminuye el rendimiento, puede ser detectada con mediciones periódicas de la curva I-V.

## ***Análisis de Degradación en Módulos Solares***

Para el diagnostico de módulos es necesario analizar y descartar todos los tipos de daños que puede presentar un elemento de estos. Es importante entonces estudiar el bienestar físico de los módulos y su comportamiento eléctrico para obtener información sobre problemas que son determinables a simple vista y los que no.

El proyecto realizado corresponde al equipamiento utilizado para pruebas de módulos solares en la luz. Además de estas pruebas existe Trazado de Curvas I-V en la oscuridad, inspecciones visuales y pruebas con electroluminiscencia, etc.



**Ilustración 11 Electroluminiscencia de un Modulo Fotovoltaico.**

Este tipo de evaluaciones le permiten al usuario determinar cuáles son las causas de una disminución en el desempeño del sistema fotovoltaico, descartando desde características físicas, efectos macro, hasta cambios a nivel molecular en los componentes de los módulos. La luminiscencia anterior muestra los resultados para un modulo el cual tiene varias células quebradas, evidentemente con un modulo así la producción de electricidad se verá seriamente afectada

Test	Objective	Frequency
Visual inspection	Positively identify visual defects	Monthly
I-V measurements (simulator)	Determine electrical characteristics	Monthly
I-V measurements (outdoors)	Determine electrical characteristics	Weekly
Electrical testing	Determine insulation resistance	Monthly
Hot-spot determination	Determine worst-case hot spot condition	Monthly
$R_{sh}$ / Low irradiance measurement	Measure individual cell shunt resistance	Monthly
Dark I-V measurements	Determine $R_s$ , $R_{sh}$ , $I_0$ and ideality factor	Monthly
Temperature dependence	Determine temperature coefficients	Monthly
Monitoring $I_{sc}$ and $V_{oc}$	Detect any degradation in performance	Continuously

**Ilustración 12 Cronograma de Pruebas para Módulos Solares [5].**

Muchas de estas pruebas requieren equipo costoso y sofisticado por lo que no necesariamente la tarea de monitorear la degradación de los paneles solares se puede llevar a cabo en cualquier instalación independientemente de su magnitud y aplicación, siendo más utilizado para instalaciones dedicadas a investigación, centrales fotovoltaicas de gran magnitud y por supuesto como parte de la etapa de diseño de las empresas productoras.

## Normativa

Dado el estado del arte actual en la fabricación e instalación de sistemas fotovoltaicos, compañías y laboratorios compiten por la optimización en la certificación de módulos fotovoltaicos, lo que ha dado paso al desarrollo de estándares para comportamientos, extrapolación del comportamiento de los módulos fotovoltaicos para variación de factores externos.

La norma europea es la EN 60904. La cual es equivalente a la norma 60904 de la IEC. Ha sido elaborada por el comité técnico AEN/CTN 206 y aprobada por el CENELEC (Comité Europeo de Normalización Electrotécnica). Esta norma trata de brindar una directriz sobre la totalidad de los aspectos relacionados con el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Para esto no solo muestra procedimientos para la realización de pruebas si no también requerimientos sobre el equipo necesario para la recopilación de datos.

### Standards:

Standards	Number	Title
<b>Measuring principles for photovoltaic</b>	DIN EN 60891 (VDE 0126-6):2010-10	Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics of crystalline silicon photovoltaic devices
	DIN EN 60904-1 (VDE 0126-4-1):2007-07	Photovoltaic devices - Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics (IEC 60904-1:2006); German version EN 60904-1:2006
	DIN EN 60904-2 (VDE 0126-4-2):2008-02	Photovoltaic devices - Part 2: Requirements for reference solar devices (IEC 60904-2:2007); German version EN 60904-2:2007
	DIN EN 60904-3 (VDE 0126-4-3):2009-02	Photovoltaic devices - Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data (IEC 60904-3:2008); German version EN 60904-3:2008
	DIN EN 60904-4:2010-06	Photovoltaic devices - Part 4: Reference solar devices - Procedures for establishing calibration traceability (IEC 60904-4:2009); German version EN 60904-4:2009
	DIN EN 60904-5:1996-12	Photovoltaic devices - Part 5: Determination of the equivalent cell temperature (ECT) of photovoltaic (PV) devices by the open-circuit voltage method (IEC 60904-5:1993); German version EN 60604-5:1995
	DIN EN 60904-7 (VDE 0126-4-7):2009-12	Photovoltaic devices - Part 7: Computation of spectral mismatch correction for measurements of photovoltaic device (IEC 60904-7:2008); German version EN 60904-7:2009
	DIN EN 60904-8:1998-11	Photovoltaic devices - Part 8: Measurement of spectral response of a photovoltaic (PV) device (IEC 60904-8:1998); German version EN 60904-8:1998
	DIN EN 60904-9 (VDE 0126-4-9):2008-07	Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements (IEC 60904-9:2007); German version EN 60904-9:2007
	DIN EN 60904-10 (VDE 0126-4-10):2010-10	Photovoltaic devices - Part 10: Methods of linearity measurement (IEC 60904-10:1998); German version EN 60904-10:1998
<b>Solar modules, parts thereof and special tests</b>	DIN EN 61829:1999-02	Crystalline silicon photovoltaic (PV) array - On-site measurement of I-V characteristics (IEC 61829:1995); German version EN 61829:1998
	DIN EN 50380:2003-09	Datasheet and nameplate information for photovoltaic modules; German version EN 50380:2003

Ilustración 13 Estándar Europeo EN-60904<sup>1</sup>.

La primera parte de esta norma trata sobre los requisitos y métodos para la medición de la curva I-V de módulos y células fotovoltaicas. En esta norma se dan las precisiones y datos que debe tener este tipo de prueba. El equipo necesario para la obtención de las medidas y las características que debe presentar este equipo, normativa para la medición de temperatura, radiación, irradiancia espectral, tensión y corriente. Esto para medidas en luz natural o en simulador. También delimita el contenido del informe del ensayo-prueba.

La segunda parte de la norma trata sobre los requisitos para los dispositivos solares de referencia, su clasificación, selección, encapsulado, marcado, calibración y cuidado. Estos dispositivos son utilizados para la posterior medición de la radiación, mediante una célula equivalente, por lo tanto cuando el dispositivo de referencia no coincide con el elemento a medir se debe realizar el ajuste espectral, norma 60904-7.

La tercera parte trata de la medida de dispositivos fotovoltaicos con datos de irradiancia espectral de referencia, como ya fue dicho dependiendo de los materiales de construcción el comportamiento varía con el espectro, por lo tanto se necesita un patrón espectral que simule condiciones normales de iluminación natural para poder comparar rendimientos entre tecnologías diferentes. El espectro varía con factores, como el ángulo incidente, ubicación, meteorología, periodo del año, hora del día etc., para un simulador varía con el tipo y condiciones de uso.

1

<http://www.vde.com/en/dke/DKEWork/NewsfromtheCommittees/Documents/List%20of%20standards,%20drafts%20and%20specifications%20specially%20developed%20for%20PV%20a>

La parte cuarta de la norma trata de los requisitos para los procedimientos de calibración destinada para la implementación de la parte 2 de esta norma, asegurando la trazabilidad de los dispositivos a unidades del SI.

La quinta parte de la norma ofrece un método para la determinación de la temperatura equivalente de la célula para dispositivos fotovoltaicos por medio de la tensión de circuito abierto. Dadas las limitaciones para medir la temperatura de las células, dada su no uniformidad en todas las células y la resistencia térmica que no permite que los termopares tengan medidas instantáneas de la temperatura, este método ofrece una manera confiable de determinar la temperatura a partir de la tensión de circuito abierto para altos niveles de irradiancia, ya que de 200 W/m<sup>2</sup> para abajo el coeficiente de variación de la temperatura disminuye considerablemente.

La séptima parte de la norma describe el procedimiento para determinar el error inducido por la diferencia en el ajuste espectral de los dispositivos de referencia con el objeto de la medida. Así permite obtener valores de elementos de diferente tecnología que el de referencia, ajustado con el error determinado.

La octava sección de esta norma tiene su campo de aplicación en la medición de las características de respuesta de los dispositivos fotovoltaicos respecto al espectro luminoso. El ajuste realizado en la parte 7 de la norma necesita ciertas características de respuesta del dispositivo al espectro luminoso, estas se consiguen en esta sección de la norma, solo para células de una única unión.

La novena parte trata sobre los requisitos de funcionamiento para simuladores solares, las normas requieren una clasificación de los simuladores solares utilizados para las pruebas, los simuladores se clasificaran de acuerdo a 3 características, acoplamiento de la distribución espectral, uniformidad de la irradiancia en el plano de medida e inestabilidad temporal. Por ejemplo para simuladores utilizados para exposición a irradiancia se requiere mínimo una clasificación CCC, para medidas de rendimiento de dispositivos fotovoltaicos mínimo CBA.

La decima sección de la norma se refiere a la linealidad de los dispositivos fotovoltaicos, principalmente respecto a temperatura e irradiancia, las cuales se modelan de manera lineal y es necesario determinar que estas ecuaciones realizan una aproximación satisfactoria del comportamiento, la idea es determinar en qué rangos y bajo qué condiciones, estos dispositivos son lineales. Los dispositivos se consideran lineales cuando como mínimo se comporta de esta manera de los 25-60 °C, y entre los 700-1000W/m<sup>2</sup>.

La otra norma correspondiente es la EN 60891 en la cual se discuten procedimientos para correcciones en la temperatura y la irradiación de las características medidas. En el cual se ejemplifica la determinación de la resistencia serie, los coeficientes de variación y más. La utilizaremos para la determinación de los coeficientes de temperatura de los módulos.

## **Trazador de Curvas I-V**

El trazador de curvas I-V será el instrumento utilizado para obtener la curva de los módulos, hay dos técnicas principalmente, la utilización de modulación de ancho de pulso para simular una carga variable que lleve al modulo fotovoltaico a lo largo del rango de funcionamiento. La otra técnica es la utilización de un condensador, que hará la simulación de la carga dinámica, absorbiendo corrientes máximas posibles por el panel al inicio de la carga y barriendo el rango de corriente hasta cargar por completo el condensador. Este dimensionamiento del capacitor debe ser adecuado para permitir que el sistema de adquisición de datos tenga el tiempo suficiente para realizar la captura de datos.

El modelo propuesto en [1] posee un control por ancho de pulso para realizar pruebas a módulos fotovoltaicos individuales y un condensador para conjuntos de más módulos que constituyan una carga importante.

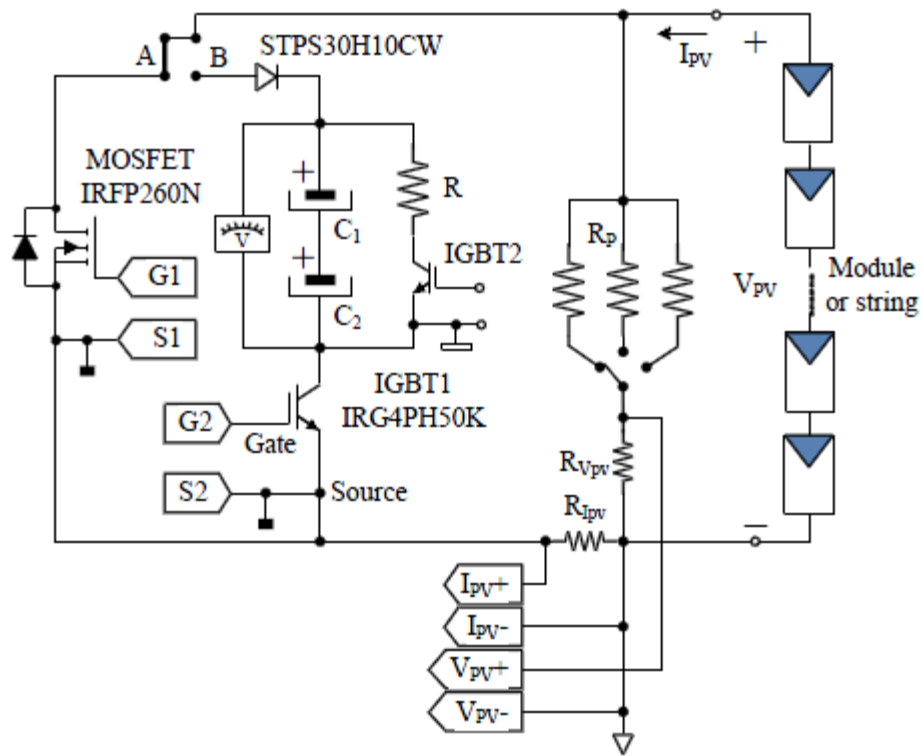


Ilustración 14 Esquema de Trazador de Curvas I-V.

Primeramente en [19] podemos ver la utilización de un Mosfet para la carga variable. Este Mosfet debe tener una capacidad suficiente para la potencia máxima del panel fotovoltaico. La idea es utilizar una señal de control generada por computador que comande el comportamiento del Mosfet con el fin de alcanzar los siguientes resultados.

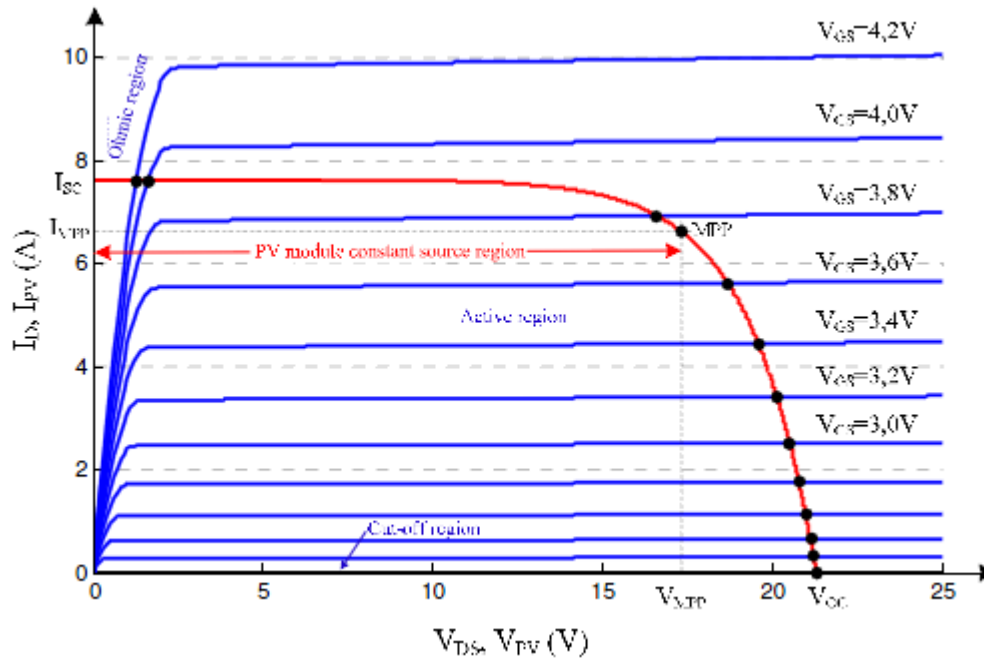


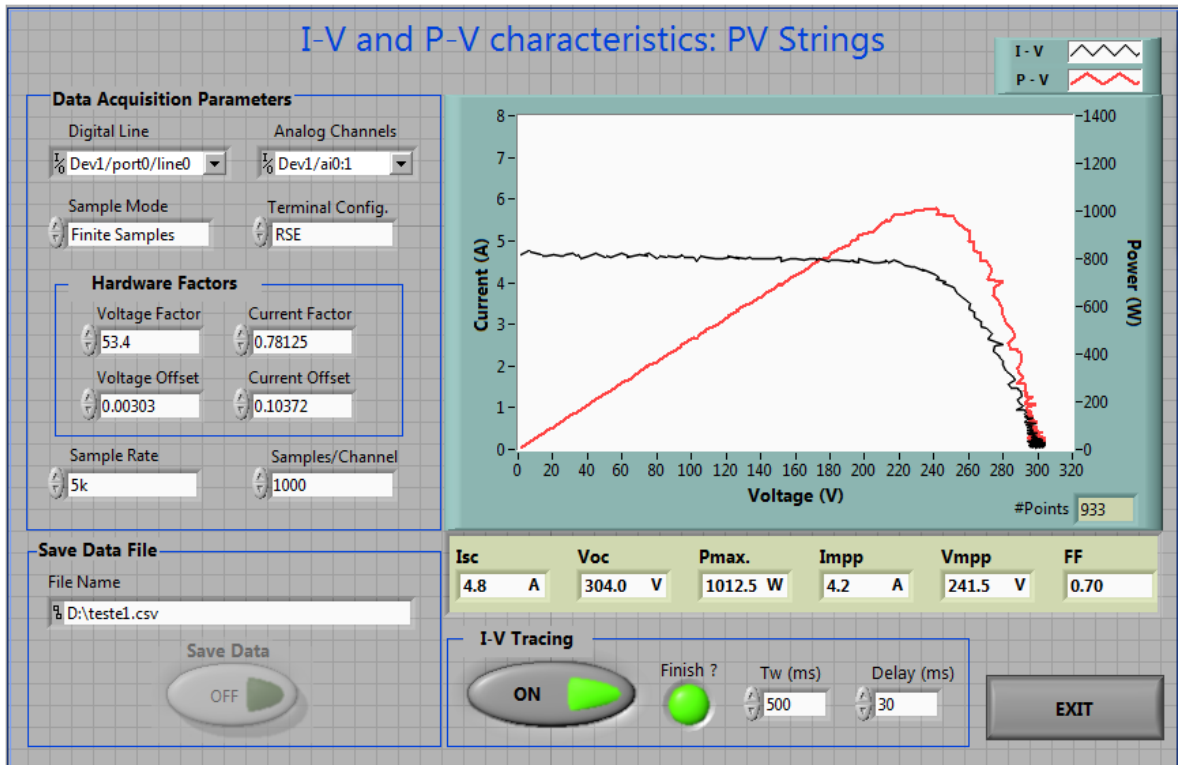
Ilustración 15 Corriente máxima de acuerdo a señal de control para Mosfet [19].

Este es el control de un IRFP048N, para nuestro caso se utilizo un IRFP260N que tiene mayor capacidad. La señal de control  $V_{gs}$  (G1-S1) es una señal seno con un offset que luego es rectificadada. Es generada por medio del Labview también como a partir de electrónica. Se encuentra en la placa de drivers. Para más detalles sobre la generación de esta señal ver [1].

En la utilización del condensador como carga se utilizan también dos IGBTs IRG4PH50K, los cuales consumen menos potencia que un Mosfet y que permiten realizar la descarga de los capacitores por medio de una resistencia externa. La señal de control de este IGBT es un pulso con una longitud determinada de manera que el condensador logre cargarse completamente, en este caso 500ms será el valor utilizado por el software.

Para el sistema de adquisición de datos se cuenta con un divisor de tensión del cual en una de las resistencias se muestrearan las señales y se cuenta también con una resistencia para medición de corriente, en la cual se calculara el valor de la corriente del modulo,  $R_{vpv}$  y  $R_{ipv}$ .

Estas señales son amplificadas e aisladas en la carta de medidas por circuitos específicos los cuales disponen estos datos para ser adquiridos por una tarjeta de comunicación, en este caso una NI-USB-6008. Luego se utiliza Labview para mostrar los resultados y exportar datos.



**Ilustración 16** Aplicación Labview.

A grandes rasgos estos son los componentes del trazador de curvas, la realización de las pruebas I-V esta normado en la EN-60904-1 y debe complementarse con el registro de valores de radiación y temperatura entre otros requisitos.

El desarrollo del esquemático electrónico del sistema trazador fue creado utilizando la herramienta Capture del Software Orcad 16.0.0.p001 propiedad del Instituto Politécnico de Bragança.

A continuación se puede observar el ejemplo de la carta de Potencia que contiene los conectores con el panel fotovoltaico, en un principio se realiza el esquemático, que es solo el unifilar eléctrico del circuito, para llegar a la impresión de la carta, en este mismo paso de diseño del esquemático se debe realizar la modificación o creación de los “footprints” que es el nombre que se le da a los parámetros relacionadas con las dimensiones del elemento físico que va a ser colocado en la placa. Incluye también las dimensiones de los pines de los elementos y su polaridad.

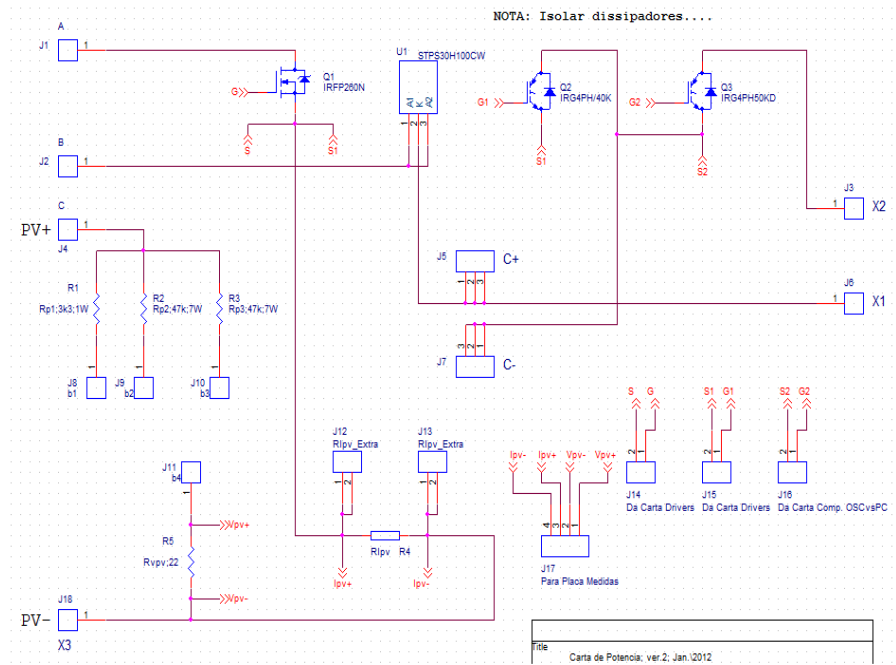


Ilustración 17 Esquemático de la Carta de Potencia.

Luego del diseño de esquemático se sigue con el diseño de la carta a construir, para esto se utilizo la aplicación "Layout". En esta se realiza el dimensionamiento y diseño de las pistas de enlace.

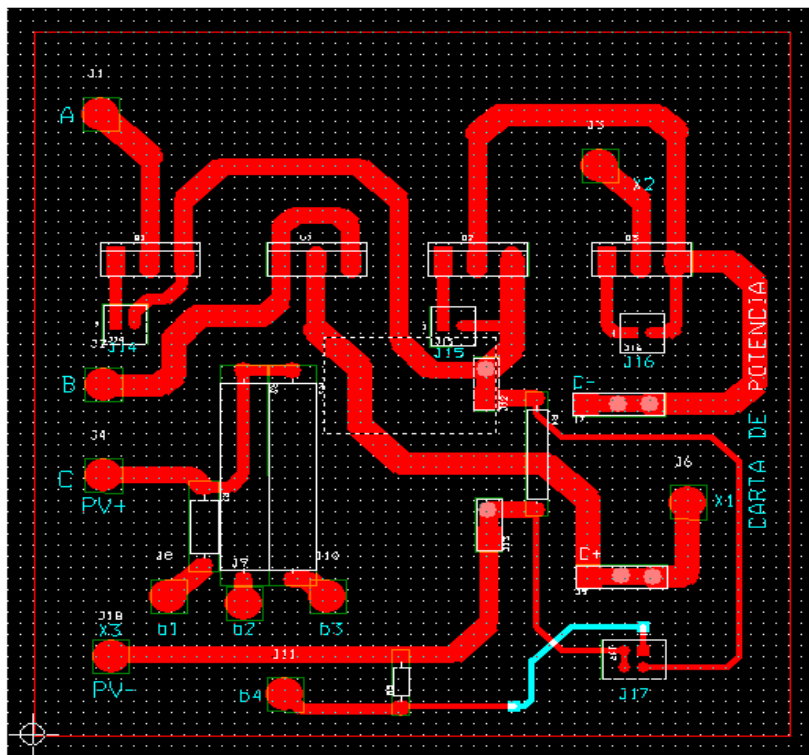
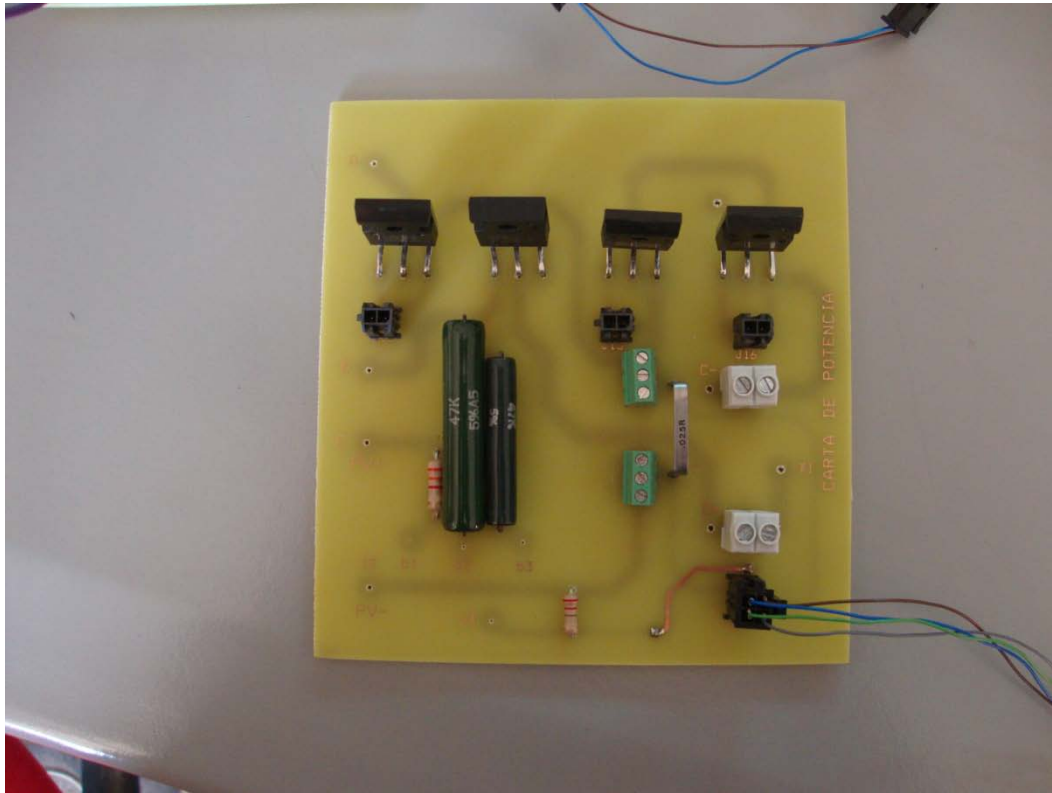


Ilustración 18 Diseño de Carta de Potencia.

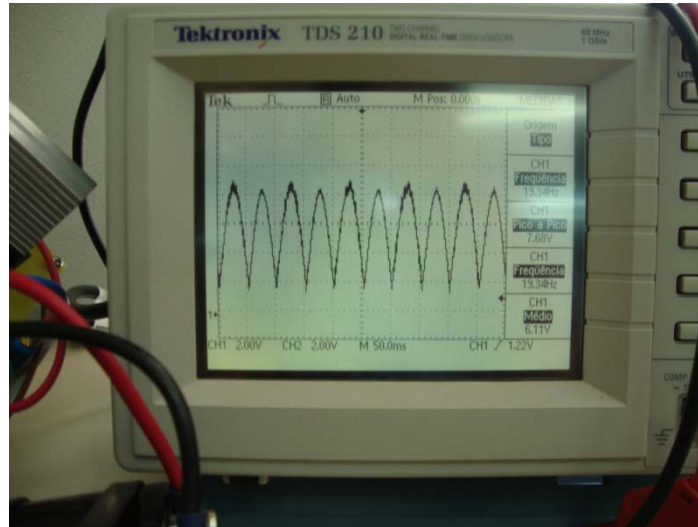
Posterior a esto se realiza la impresión de los acetatos. Se colocan sobre las placas de cobre que se utilizaran y se exponen a luz ultravioleta con los acetatos colocados, posteriormente con acido se oxida el cobre restante que no forma parte de las pistas de conducción.

Luego de que las PCB's (Printed Circuit Board) están listas se procede a la realización de los huecos para la colocación de los pines de los elementos que formaran los circuitos. Después prosigue la soldadura de estos elementos y por último la prueba del funcionamiento o no de los mecanismos del equipo para la realización de las medidas.



**Ilustración 19 Detalle Final Placa de Potencia.**

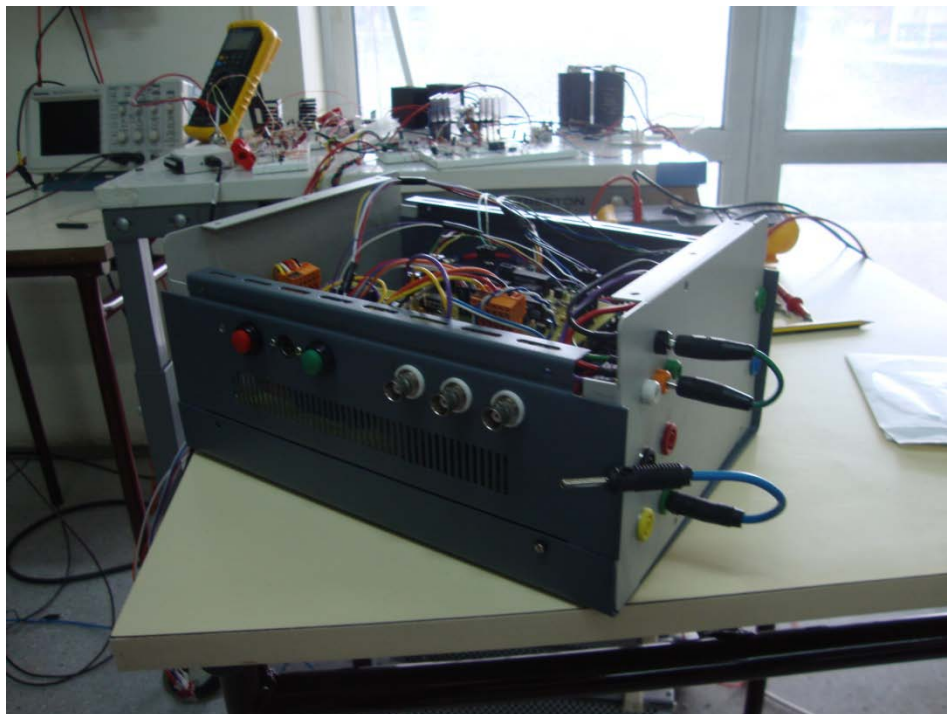
Para determinar el correcto funcionamiento se verifican las señales generadas. Por ejemplo para el control de la carga variable, resulta la siguiente onda sinusoidal luego de aplicarle un voltaje DC y luego rectificarla. Tiene una amplitud de 9.44V y una frecuencia de 20.8Hz.



**Ilustración 20 Señal G1-S1 para Mosfet.**

La construcción requirió de varias mejoras y resultado en la versión que se llevo al CIEMAT sin embargo los resultados obtenidos no fueron satisfactorios en comparación con el prototipo inicial, el ruido obtenido por los sistemas de medición fue muy grande como para obtener curvas con errores que fueran tolerables.

En el Anexo 2 se pueden observar los esquemáticos y diseños de las restantes 4 cartas que componen el sistema. Aquí se muestra el equipo terminado.



**Ilustración 21 Trazador I-V.**

# Trabajo de Calibración del Trazador de Curvas I-V

## Calibración de los parámetros de Labview

### Tensión y Corriente

La señal de tensión es medida a través de un divisor de tensión que se encuentra en el circuito del trazador, esta señal es amplificada e aislada ópticamente de la zona de alta tensión del sistema.

Esta señal es adquirida en el DAQ y pasa a su tratamiento en Labview, esta está sujeta a un factor multiplicador y un offset. Por medio de dos voltímetros y un amperímetro es posible ajustar los valores necesarios por la aplicación Labview.

Lo primero que se ha hecho es medir las características de un modulo con un voltaje de circuito abierto de 42V. Se obtuvieron los siguientes resultados. El sistema de medición se saturaba a partir de los 38.2V.

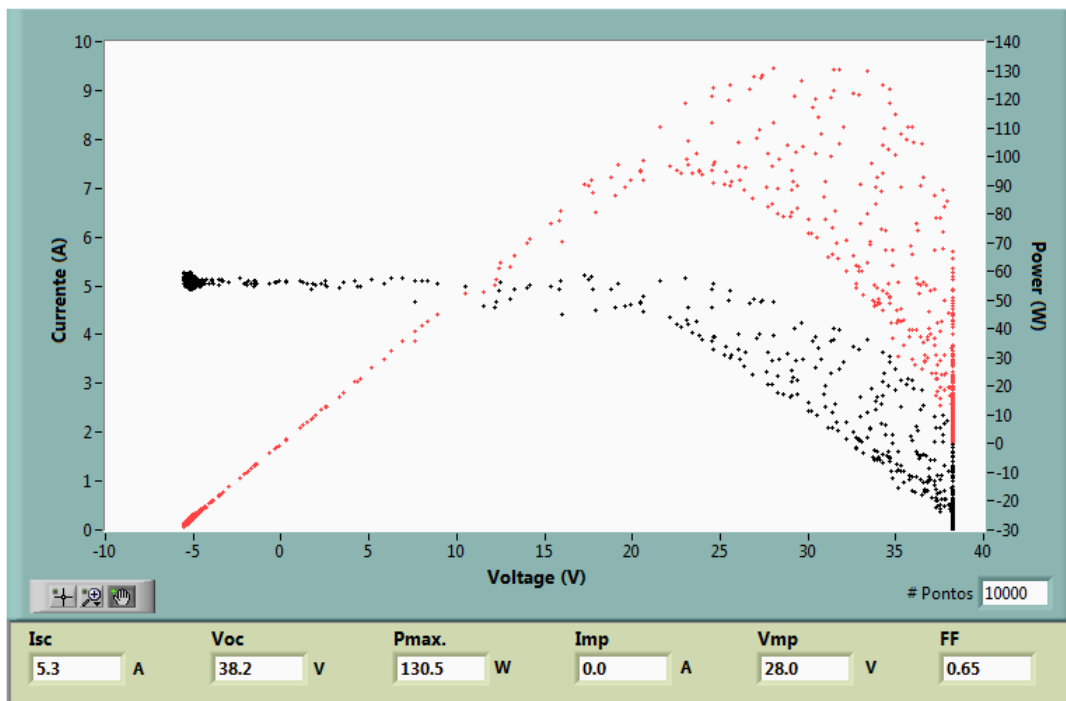


Ilustración Saturación en el Sistema de Medición.

Máxima capacidad del modulo		Voc (V)	I (A)	I <sub>med</sub> (mA)	Voc aplicacion (V)
R <sub>p</sub> (Ω)	3300	5	1.567	1.505117399	5
R <sub>vpv</sub> (Ω)	22	10	3.997	3.010234798	10
R <sub>pñ</sub> (Ω)	4657	15	4.413	4.515352197	15
		20	5.928	6.020469597	20
		25	7.461	7.525586996	25
		30	9.288	9.030704395	30
		32.5	9.947	9.783263095	32.5
		35	10.733	10.53582179	35
		37.5	11.489	11.28838049	37.5
		40	12.29	12.04093919	38.2
		42.5	13.06	12.79349789	38.2
		45	13.877	13.54605659	38.2

Sabiendo entonces que el OP07 se saturaba con 11.4mA o 250mV a la entrada del dispositivo. Las disposiciones técnicas se pueden encontrar en la hoja del fabricante. Esto se soluciono cambiando una resistencia de 3.3kΩ por una de 4.4kΩ dándole la libertad de llegar hasta los 50V siempre y cuando la corriente de carga no sobrepasara los valores estipulados por el fabricante. Que dependería del Mpp de cada modulo testado.

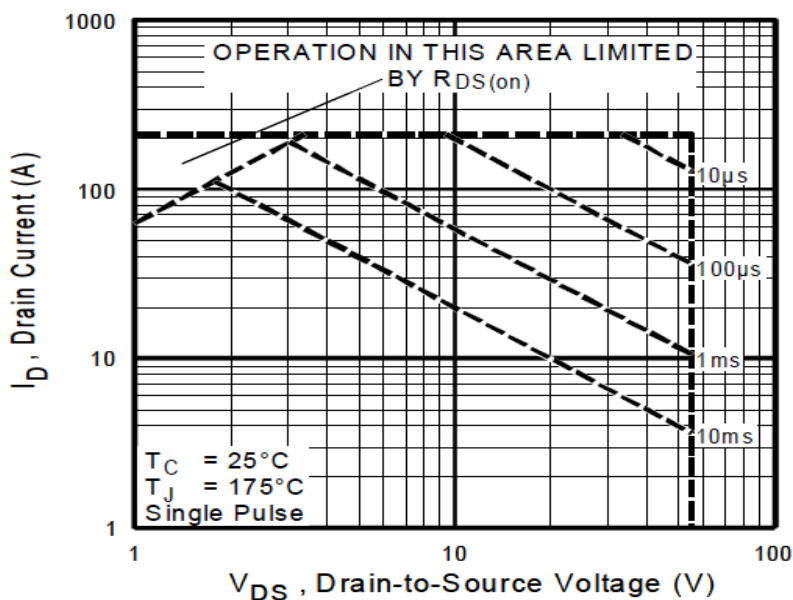


Ilustración 22 Rango de Operación del Mosfet.

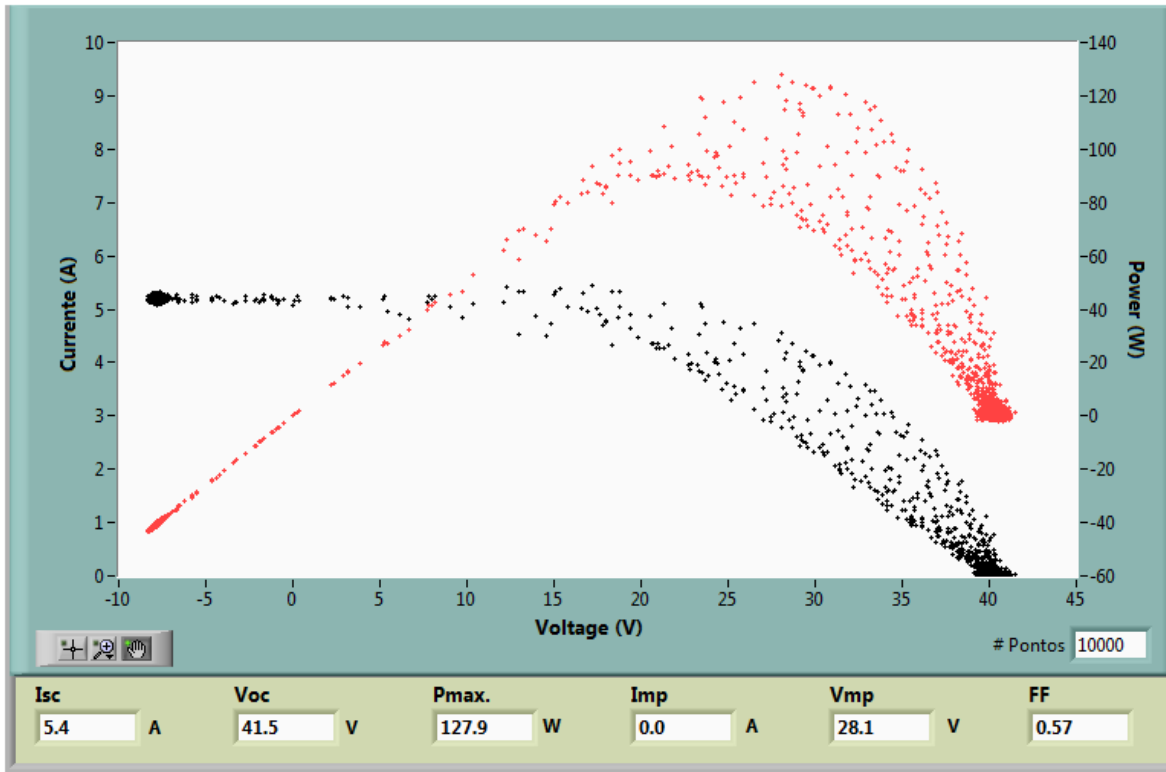


Ilustración 23 Detalle en Corto Circuito.

Se puede observar que tanto en esta figura como en la anterior para el comportamiento en la zona de corto circuito el sistema de medición indica tensiones negativas en el panel fotovoltaico, y estos nos lleva directamente a pensar en resistencia serie. La cual puede provenir de los cables utilizados o del instrumento de medición. En este caso resulto que los puntos de medición de las señales  $I_{pv}$  y  $V_{pv}$  están muy lejos uno del otro en la pista de potencia por lo que se producía una caída de tensión y posteriormente se asumía que ambos tienen la misma referencia lo cual no se estaba cumpliendo. Esto fue solucionado con un arreglo temporal y que debe ser reconstruido.

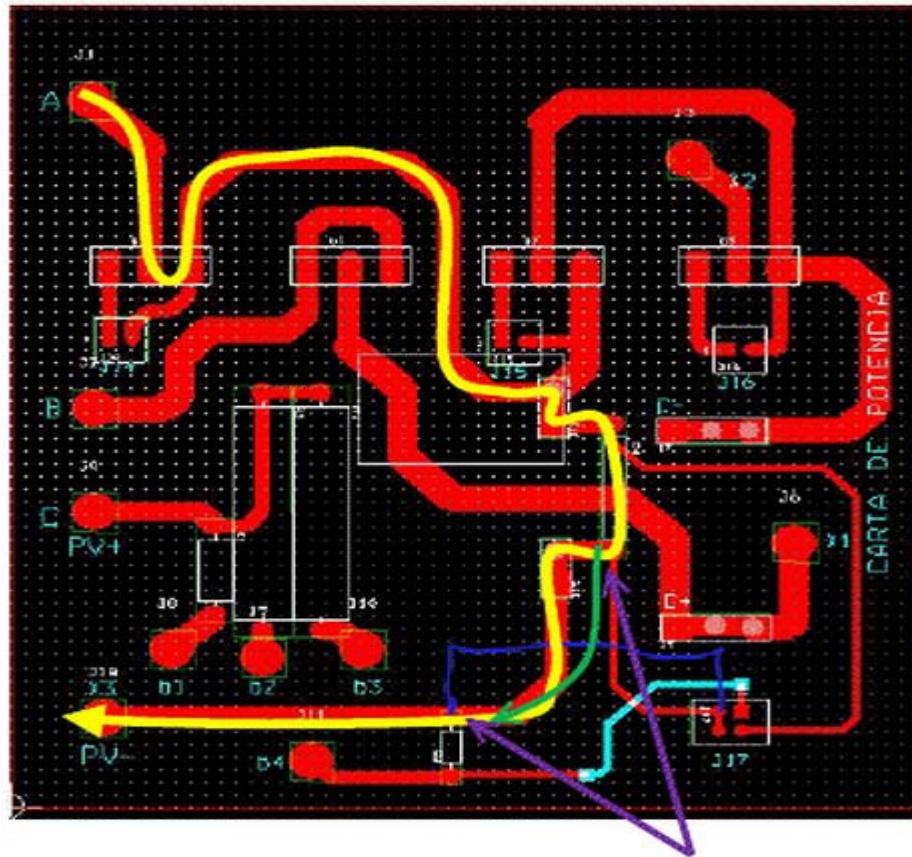


Ilustración 24 Correcciones al Diseño.

Otra de las correcciones consiste en separar la referencia en el conector 17 y colocar una salida extra que sea otro PV-. De manera que se pueda implementar el método de medición de 4 puntas con los conectores A-Pv- y Pv+-Pv-, utilizando el segundo par para la medición de la tensión y el primero para la medición de la corriente del módulo. Las dos flechas indican la configuración actual en la que surgen diferencias de tensión entre las dos referencias, que deberían ser iguales.

## Análisis del Desempeño de Módulos Solares

El esquema utilizado se observa en la siguiente figura. Básicamente consiste en la toma de los valores de las señales de tensión y corriente de los paneles solares. Es importante saber los valores de temperatura y radiación presentes a la hora de la medición. Muchos equipos tienen artefactos de medición de estos parámetros. En este caso se realizara externamente con un termopar y una célula calibrada por el CIEMAT para la medición de la radiación.

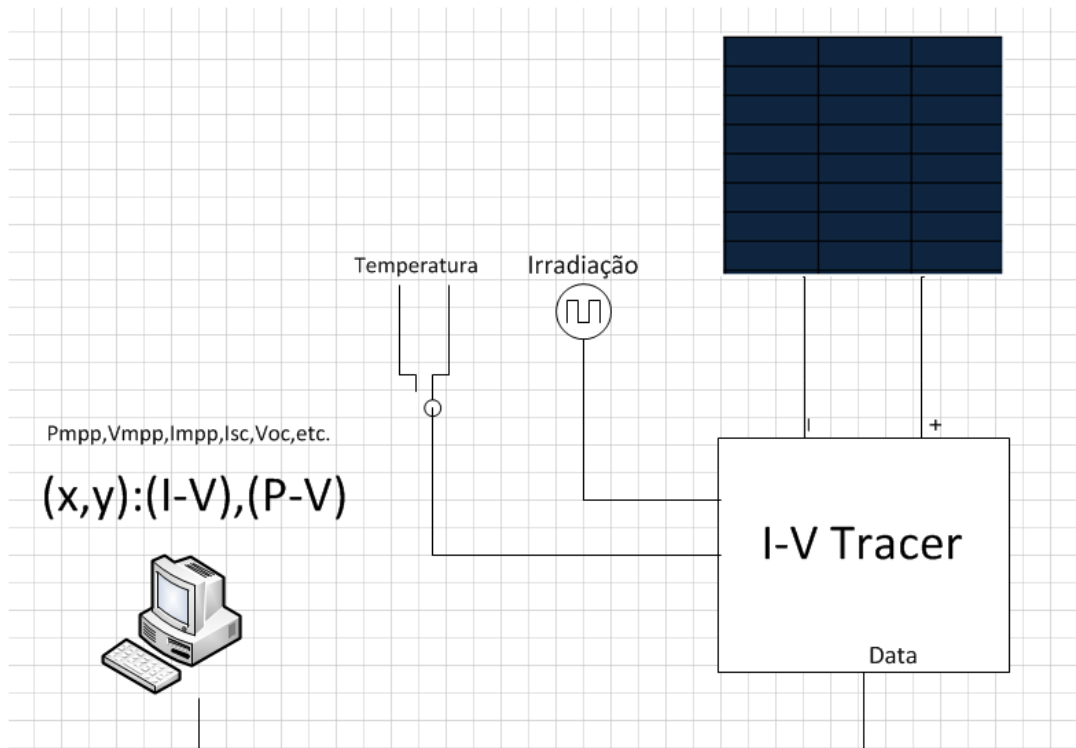


Ilustración 25 Esquema para obtención de Curvas I-V.

Para esto existe equipo comercial ampliamente disponible. En este caso utilizaremos los siguientes que el Departamento del área Fotovoltaica fue tan amable de poner a disposición:

- PVPM 2520 (Pve Alemania. 250V, 10kW)
- IV 400 (ht-italia, 1000V, 10kW)
- TRIKA (Tri-Tec)



Ilustración 26 Equipo para obtención de curva I-V (I-V 400, TRI-KA, PVPM 2540).

Este equipo fue utilizado para realizar pruebas a los módulos mostrados en la tabla. Se observaron los resultados para diferentes tecnologías de módulos solares y se busca observar el desempeño de los modelos matemáticos brindados en (Sera08, Khezzar09, Kuntz04) y poder distinguir cual se desempeña mejor en la labor de determinar su comportamiento a características diferentes de radiación y temperatura.

Para la medición de la radiación se utilizo el siguiente dispositivo de referencia:



**Ilustración 27 Dispositivo de Referencia para Medición de la Radiación.**

El valor de calibración de este artefacto fue de 55.8mV para 1000W/m<sup>2</sup>.

Para los valores nominales de los paneles se tomo el valor presentado por la fábrica manufacturera y los valores determinados por el laboratorio de calibración del CIEMAT que realiza mediciones categoría AAA.

**Tabla 1 Módulos Solares Utilizados**

Módulos		Ajuste espectral									
		Datasheet (stc)					Simulador (stc)				
		Pn(W)	Voc(V)	Isc(I)	Vmpp(V)	Impp(I)	Pn(W)	Voc(V)	Isc(I)	Vmpp(V)	Impp(I)
Kaneka G-EA060	Thin si-a	60	92	1.19	67	0.9	55.737	92.56	1.11435	66.06	0.84303
Sun Power SPR-238E-WHT-D	Mono	238	48.5	6.25	40.5	5.88	225.25	48.11	6.207572	38.4	5.868796
First Solar FS 380	Thin Cds/cdte	80	60.8	1.88	48.5	1.65	76.687	63.54	1.721491	50.05	1.531271
Wurt Solar WSG0036E80	ThinCIS	80	44	2.5	35	2.3	77.297	45.24	2.472246	34.96	2.2073625
Bornay GFM 160	Mono	160	44	5.1	35	4.57	142.21	43.45	4.892324	34.34	4.145024

Los valores del simulador deben ser ajustados por el factor espectral, estos factores se determinan mediante la norma EN 60904-7, el Ciemat lleva registro de estos valores. Para la temporada en que fueron realizadas las pruebas se pueden utilizar aproximadamente estos valores para un día de cielo azul.

Tabla 2 Factores de Corrección Espectral

		FE SS*	FE SS**
		EDIF 36	EDIF 58
SUNPOWER	m-Si	0.996	0.9968
Espectro tipo	a-Si	0.968	0.97
Espectro tipo	CIS	0.9957	0.9883
WURTH	CIS	0.9839	0.9782
CdTe	CdTe	0.96	0.9422

Tabla 3 Variación Respecto a Parámetros de las Hojas del Fabricante

Var Pn %	Var Voc %	Var Isc %	Var Vmpp %	Var Impp %
7.1	-0.6	6.4	1.4	6.3
5.4	0.8	0.7	5.2	0.2
4.1	-3.0	2.2	1.3	3.1
3.4	-2.8	1.1	0.1	4.0
16.3	0.1	5.9	5.7	11.2

Analizando el primer modulo, Kaneka G-EA060. De Silicio amorfo. Este tiene especificado en las hojas de fabricante que su potencia inicial es de 80 W. Pero luego de estar en la intemperie y sus valores se estabilizan a los ya mostrados en la tabla 1. Y estos presentan una variación respecto a los valores de fabricante de 7.1% para la potencia nominal, a la baja. Es el segundo con la mayor pérdida de potencia comparada con los valores de la placa del fabricante.

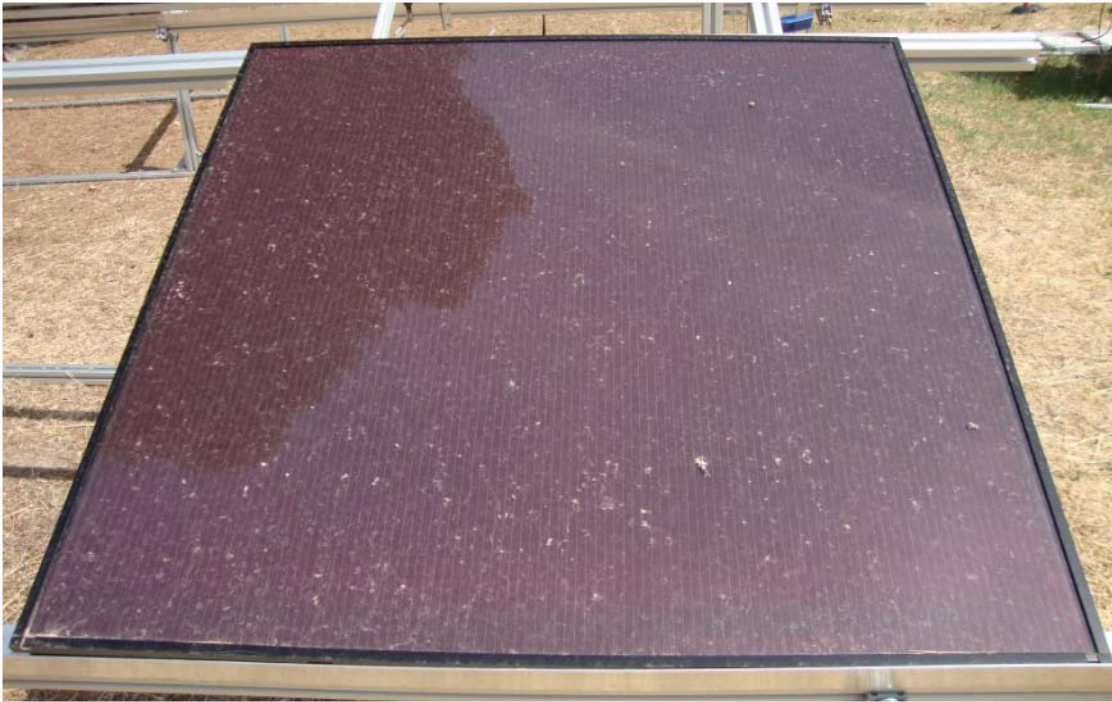


Ilustración 28 Kaneka G-EA060.

Es de destacar la compañía que los produce al realizar este tipo de estudios que le permitan al diseñador realizar un dimensionamiento óptimo tomando en cuenta la degradación inicial del módulo al ser expuesto. Su curva I-V obtenida con el simulador AAA a continuación.

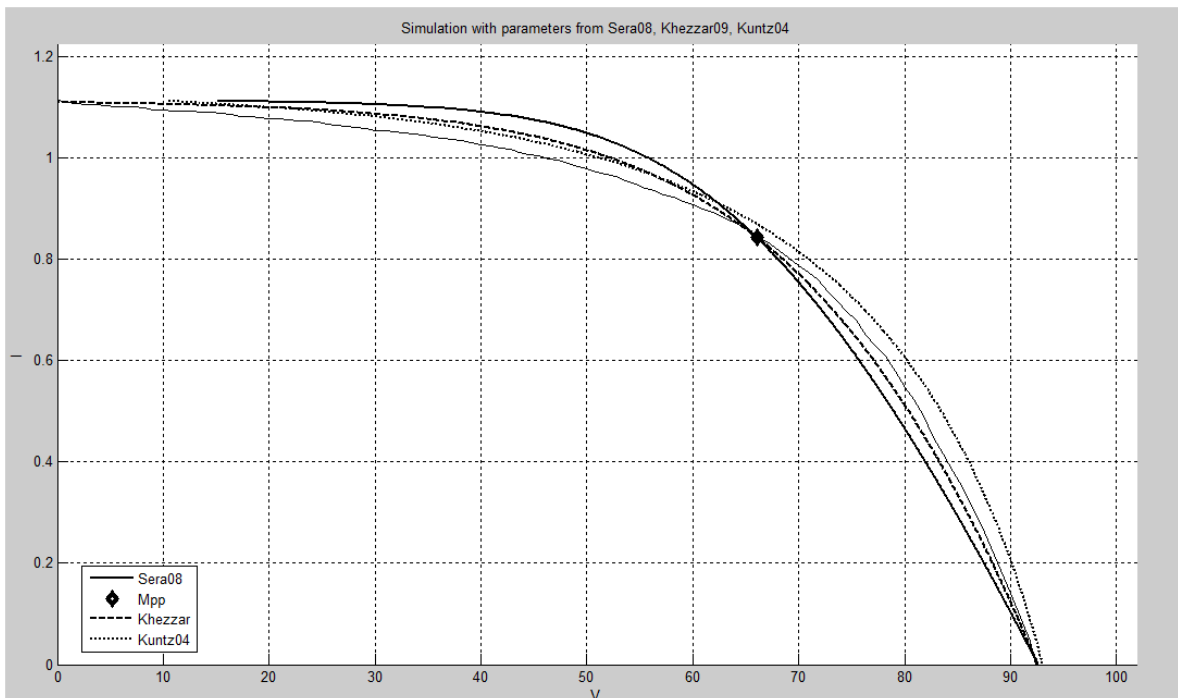


Ilustración 29 Característica I-V Modulo Kaneka G-EA060.

Vemos que la peor representación es la de las ecuaciones mostradas por kuntz04, la cual ni siquiera pasa por el MPP. Por tanto este modelo polinomial no permite aproximar correctamente el comportamiento del modulo, inclusive en STC. En el artículo [16] ellos modelan un panel de silicio amorfo que tiene una tensión de circuito abierto de 22.6V una corriente de cortocircuito de 2.87A un Solarex MSX40. En este caso el modulo es de una tensión mucho mayor, más de 4 veces mayor, y con una corriente de menos de la mitad. Que el modulo utilizado por ellos. Claramente en esta tecnología y rango de módulos el modelo se queda muy corto.

La ecuación de [11] con una pendiente muy pequeña cuando la curva original desciende más rápidamente, y después del máximo punto de potencia con una disminución mucho más rápida que la curva real. La de Khezzar09 tiene el mejor seguimiento, a tensiones bajas también tiene una pendiente más nula que la curva real, al igual que los otros modelos pero a partir del máximo punto de potencia se modela mejor.

El próximo modulo a analizar es el de la compañía Sun Power modelo, SPR-238E-WHT-D.



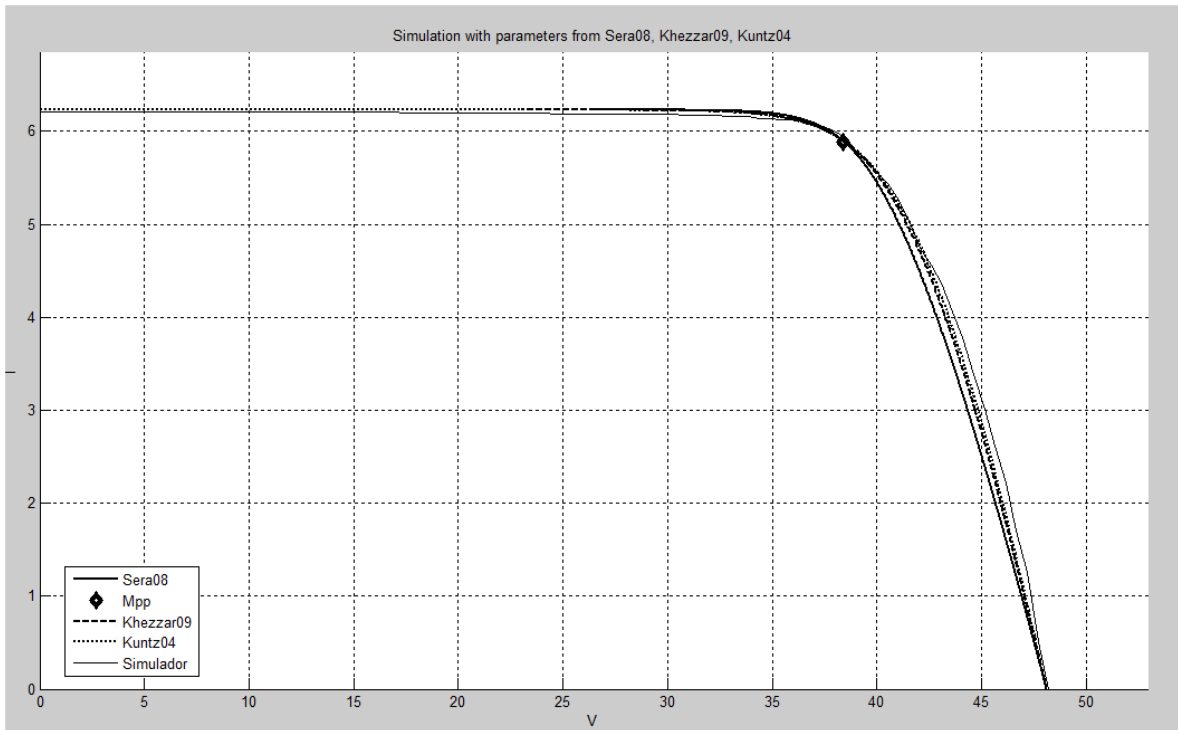
**Ilustración 30 Modulo Sun Power SPR-238E-WHT-D.**

Se puede observar la principal diferencia entre los Thin film y los módulos mono cristalinos, en que los últimos poseen corrientes altas y voltajes relativamente bajos. Los primeros tienen tensiones grandes y corrientes bajas. Sus valores de simulación son:

$(P_n(W), Voc(V), I_{sc}(A), V_{mpp}(A), I_{mpp}(A)) = (226.06, 48.11, 6.23, 38.4, 5.89)$

Variaciones de (5.4, 0.8, 0.7, 5.2, 0.2) % respectivamente, una pérdida del 5.4% en la potencia de salida del modulo.

Como se puede observar los 3 modelos tienen un desempeño muy similar entre ellos hasta el máximo punto de potencia en donde sera08 presenta una caída de tensión con mayor velocidad, siguiendo khezzar09 y luego kuntz04, siendo el ultimo el que parece tener el comportamiento más parecido.



**Ilustración 31 Característica I-V Modulo SPR-238E-WHT-D.**

Este modulo mono cristalino tiene una forma estándar y los tres modelos tienen un comportamiento similar, obviamente no tiene problemas con esta tecnología que es la más estudiada.

Ahora observamos el modulo de la compañía First Solar y modelo FS 380 de tecnología de cadmio telurio y cadmio selenio. Tiene valores de:

$(P_n(W), Voc(V), I_{sc}(A), V_{mpp}(A), I_{mpp}(A)) = (76.7, 63.5, 1.7, 50.1, 1.5)$

Estos datos corresponden a variaciones de (4.1, -3.0, 2.2, 1.3, 3.1) %. Tiene extrañamente un aumento en la tensión de salida respecto a los valores de la hoja de fabricante pero aun dentro de la tolerancia de +/-5%.



**Ilustración 32 Modulo First Solar FS 380.**

Vemos que antes de el máximo punto de potencia, los modelos pronostican valores poco mayores de corriente, y el error es mayor. Alrededor y después del máximo punto de potencia keezar09 es el que tiene un comportamiento más cercano.

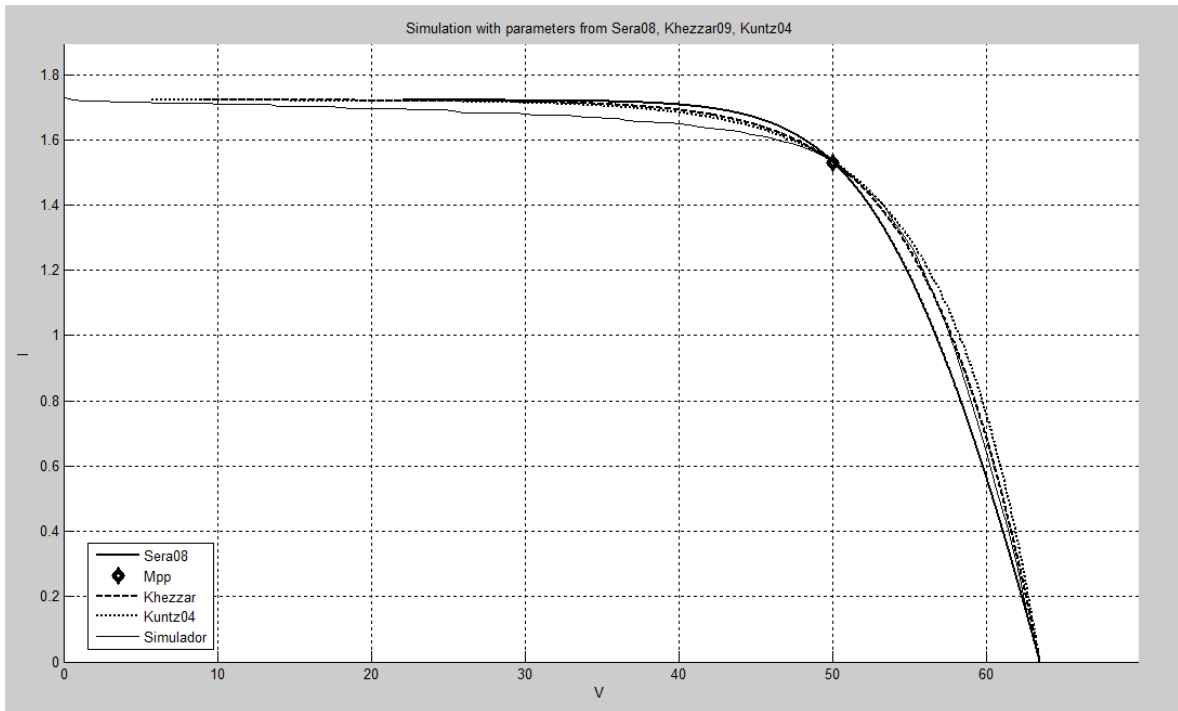


Ilustración 33 Característica I-V Modulo FS 380.

El próximo módulo es el de la compañía Wurt Solar modelo WSG0036E80, de tecnología CIS.

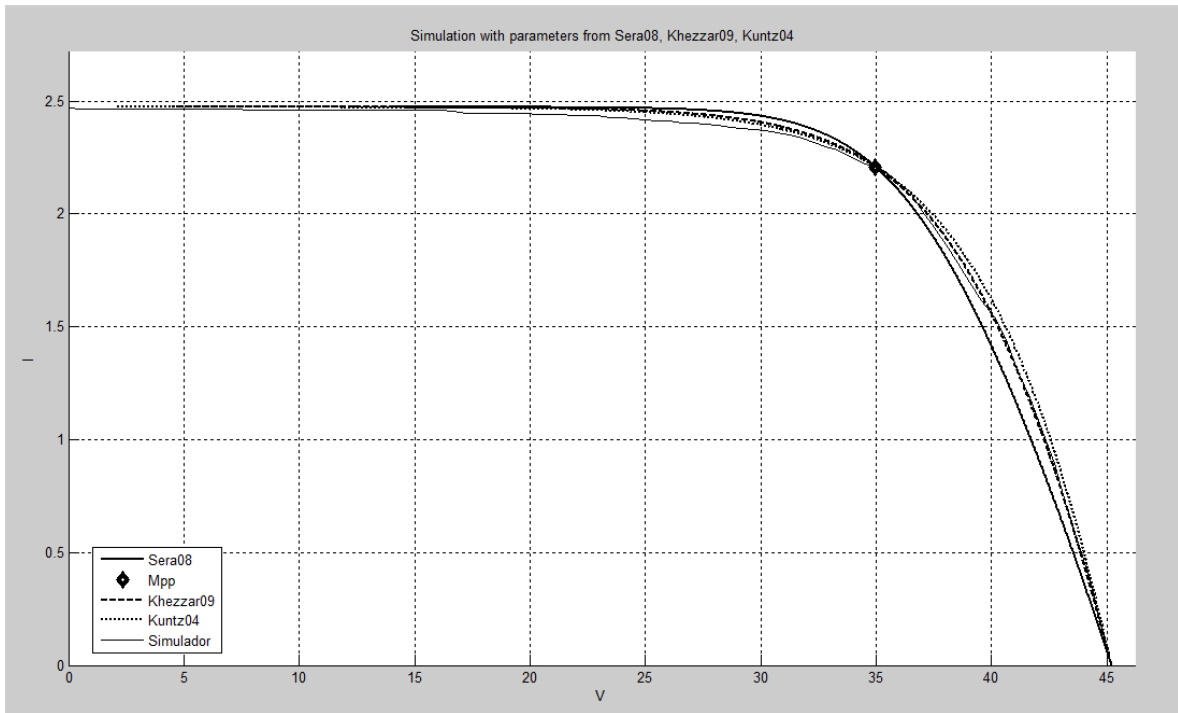


**Ilustración 34 Modulo Wurt Solar WSG0036E80.**

Presenta unos valores de simulación:

$$(P_n(W), V_{oc}(V), I_{sc}(A), V_{mpp}(A), I_{mpp}(A)) = (78.79, 45.24, 2.52, 34.96, 2.25)$$

Esto representa variaciones de (3.4, -2.8, 1.1, 0.1, 4.0) %. El modelo de khezzar09 es el que mejor se desempeña.



**Ilustración 35 Característica I-V Modulo WSG0036E80.**

El modulo GFM 160 de la compañía Española Bornay de tecnología mono cristalina.



**Ilustración 36 Bornay GFM 160.**

Sus características de simulación son:

$$(P_n(W), V_{oc}(V), I_{sc}(A), V_{mpp}(A), I_{mpp}(A)) = (142.72, 43.45, 4.91, 34.34, 4.16)$$

Lo que representa Variaciones en porcentaje de (10.8, 1.2, 3.7, 1.9, 9.0)% respectivamente, a la baja respecto a los valores del fabricante. En este caso tiene una disminución del 10.8% en potencia, la garantía del fabricante dice que respaldan el 90% de Potencia nominal a 10 años. En este caso vemos que es khezzar09 el que tiene un mejor acercamiento al comportamiento del modulo, sin embargo antes del MPP se ve que el modulo presenta una caída de tensión notable que refleja algún problema. Por lo tanto el modelo se queda corto.

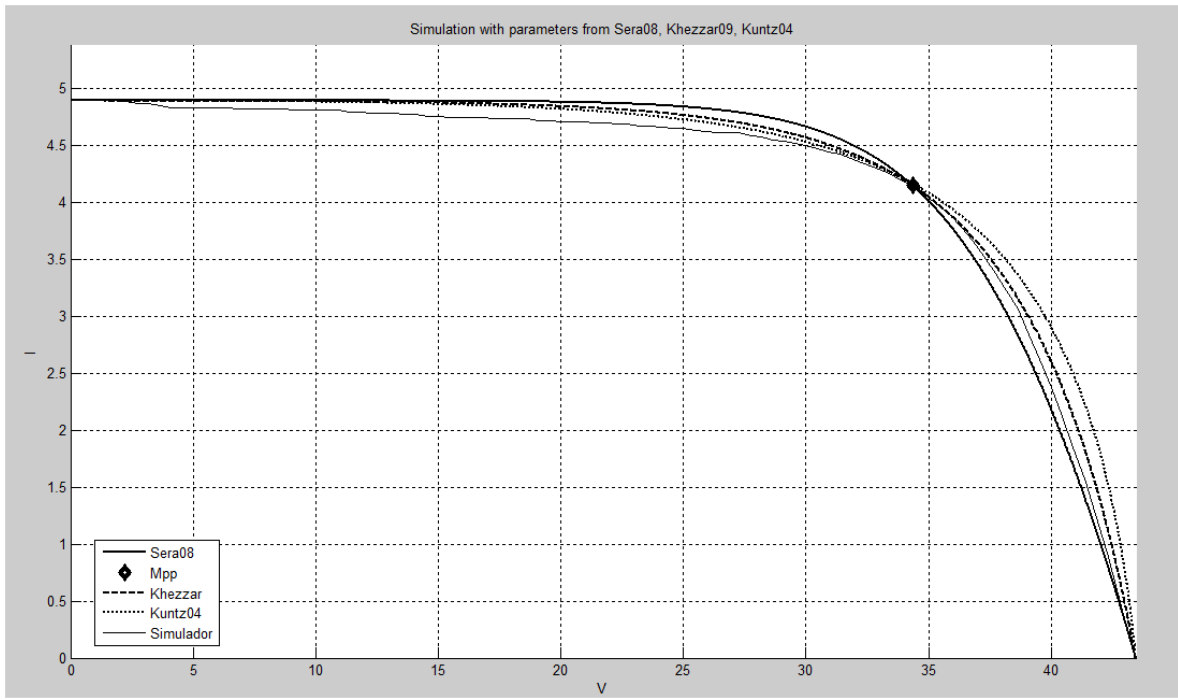


Ilustración 37 Característica I-V Modulo GFM 160.

En este caso Khezzar09 es también la que brinda una mejor aproximación.

## Determinación en Luz Natural de los Coeficientes de Variación con la Temperatura

El objetivo de tener un modelo matemático que describa el comportamiento del módulos es útil para predecir el comportamiento de este en otras condiciones, para esto principalmente se nota la variación de la radiación y de la temperatura. Según conocimiento popular los módulos de lámina delgada tienen una variación menor respecto a la temperatura, y por eso deberían utilizarse en lugares propensos a temperaturas altas y que los módulos mono y poli cristalinos tienden a verse muy afectados por la variación en la temperatura.

Este es un intento de determinar los coeficientes basados en una implementación simplificada del procedimiento de corrección 2 de la norma EN60891.

El procedimiento consiste en llevar el modulo hasta la temperatura más baja deseada, en nuestro caso 30°C, dejarlo calentar hasta el límite superior, 60°C. Con medidas cada 5 °C obtuvimos un comportamiento aproximado de estos paneles. El control de la temperatura se realizo con una manta negra para tapar el modulo al mismo tiempo que se rociaba agua en la parte trasera del modulo para enfriarlo.

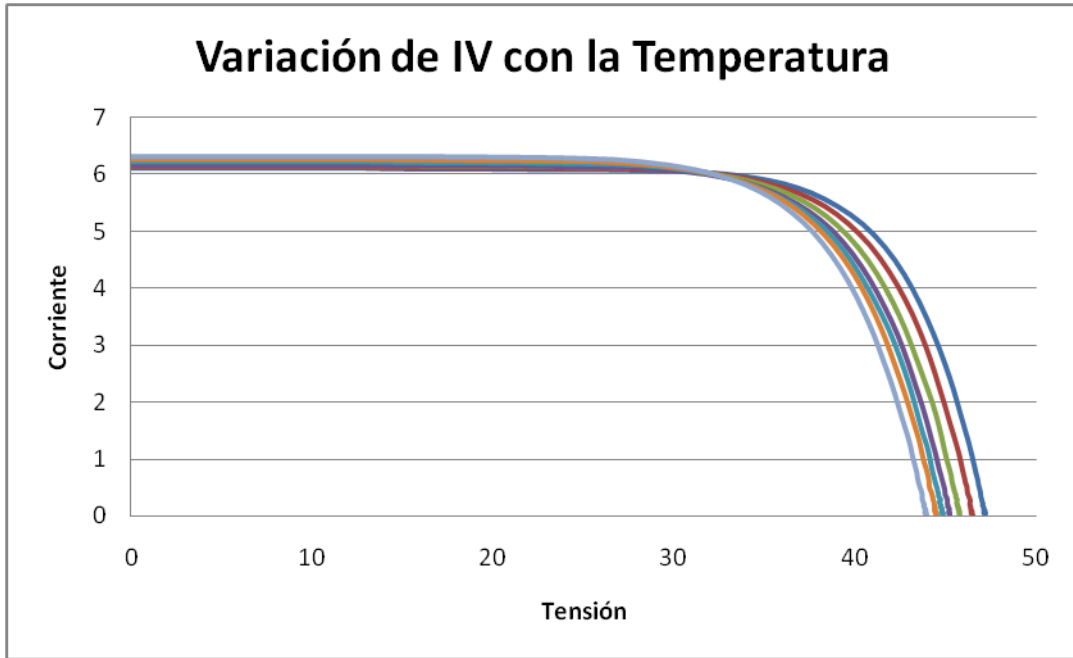


Ilustración 38 Variación de I-V Sun Power SPR-238E-WHT-D con la Temperatura.

Así obtenemos como resultado por ejemplo el modulo Kaneka G-EA060.

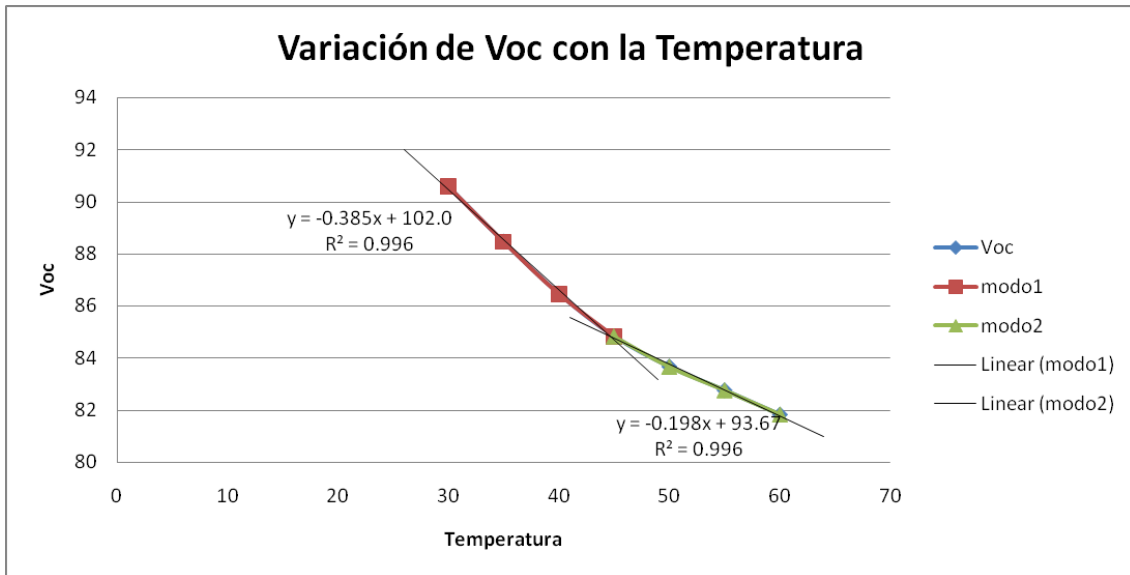


Ilustración 39 Variación de Voc con la Temperatura Kaneka G-EA060.

Podemos ver entonces que el modulo bruscamente se puede aproximar a dos curvas lineales, la primera de los 30 a los 45°C y la segunda de los 45 a los 60°C. La pendiente de esta curva se utiliza como coeficiente de variación de Voc con la temperatura.

Los comportamientos de los restantes módulos se encuentran en los anexos. La variación de la corriente de cortocircuito se realiza después de hacer de trasladar todas las curvas a una irradiancia única, esta fue la de la temperatura a 30°C. Luego se observa el comportamiento restante. Para módulos en los que la variación en la corriente es demasiado pequeña se prefirió obviar el efecto de la temperatura, por ejemplo para el panel Wurt

Solar WSG0036E80 el cual de los 30 a los 60°C tuvo una variación máxima de 0.016mA. Que no es el próximo caso, el modulo Kaneka G-EA060 se ve que aumenta considerablemente la corriente de cortocircuito.

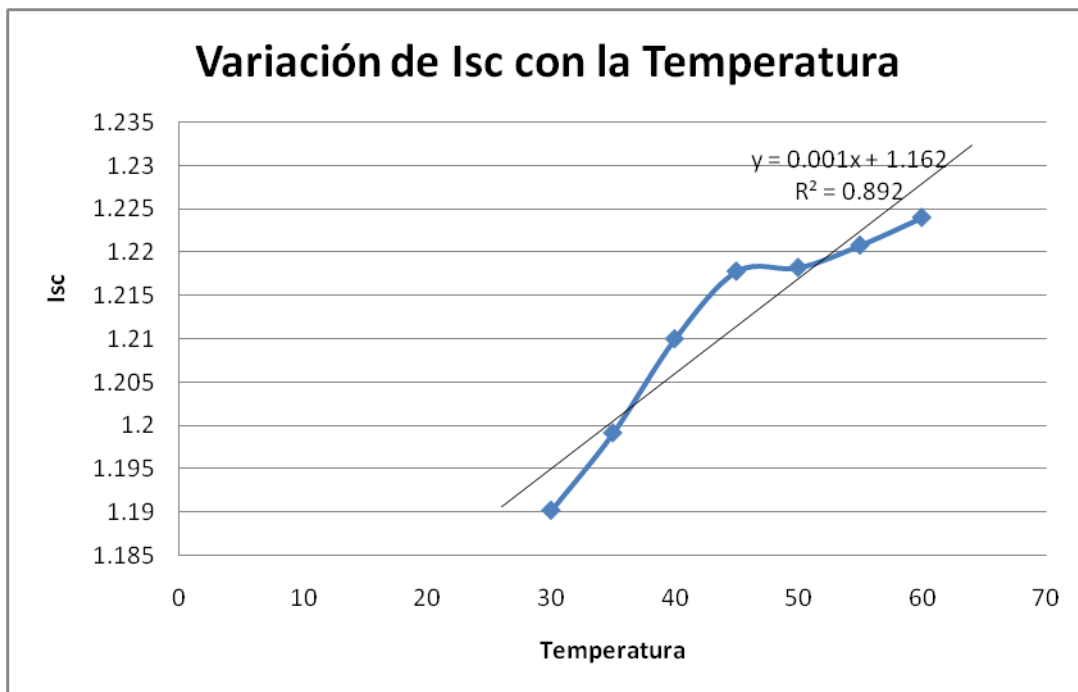
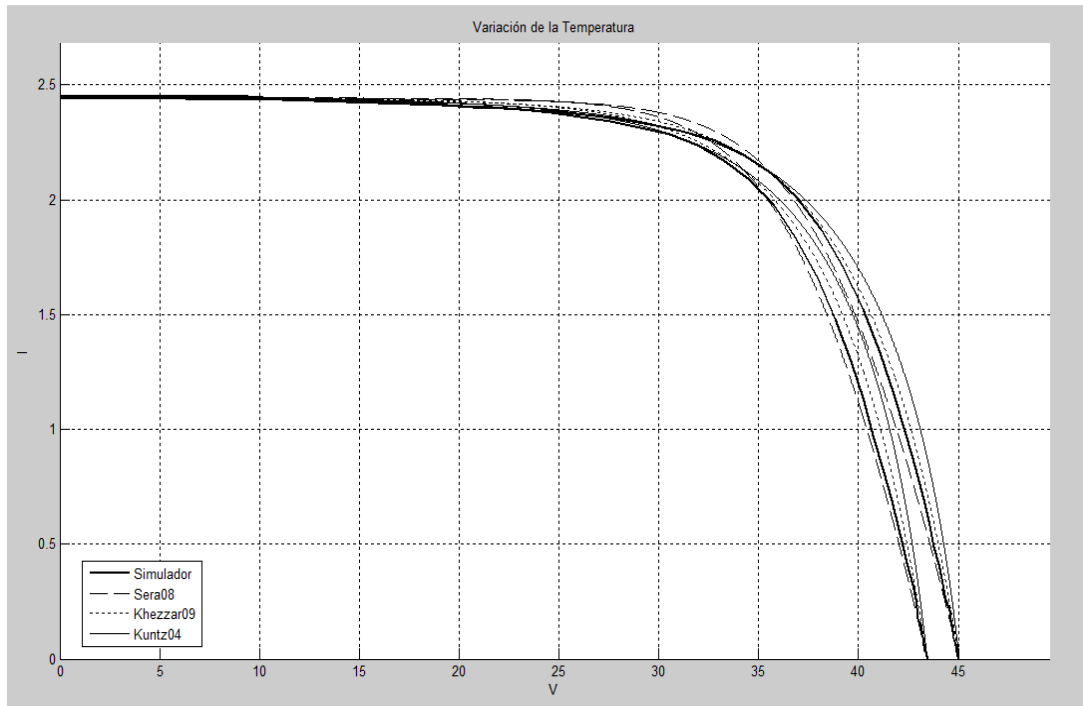


Ilustración 40 Variación de Isc con la Temperatura Modulo Kaneka G-EA060.

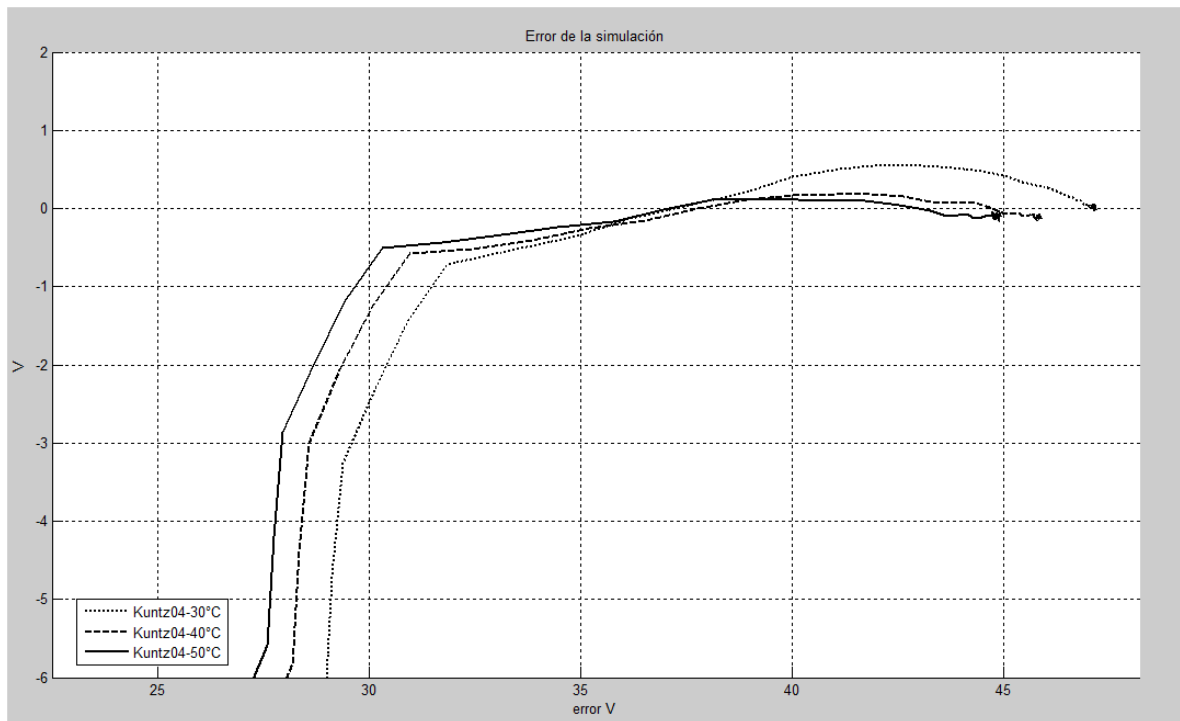
Estas graficas aún no poseen el ajuste por el efecto espectral ni se encuentran a STC, se encuentran a 30°C y con diferentes valores de radiación, sin embargo a la hora de realizar algún cálculo debe ser utilizado el factor de corrección y tomando en cuenta las otras consideraciones.



**Ilustración 41 Variación de Curva IV Modelada con la Temperatura, Wurt Solar WSG0036E80.**

Se observa que el ajuste debido a la temperatura ajusta muy bien el valor de la tensión de corto circuito. Se observan las curvas de 30 y 40 °C. El  $V_{mpp}$  de las curvas es 35.62V y 33.24V respectivamente. Se observa que en el caso de 30°C la que mejor aproxima a la curva real a nivel global es la ecuación de khezzar09 pero para 40°C es la de sera08. Aún hay que revisar alrededor del MPP como se comportan.

Sin embargo el ajuste de forma no resulta muy convincente y presenta errores antes y después del máximo punto de potencia. Alrededor del MPP sin embargo la descripción de la curva real es aceptable. Esta aproximación podría ser mejorada añadiendo términos a la ecuación de ajuste, los cuales se encuentran disponibles en la norma EN 60891, hay que también notar que esta medición fue hecha con radiación variable, cuando esta prueba se realiza con condiciones de iluminación constantes se puede utilizar otro método.



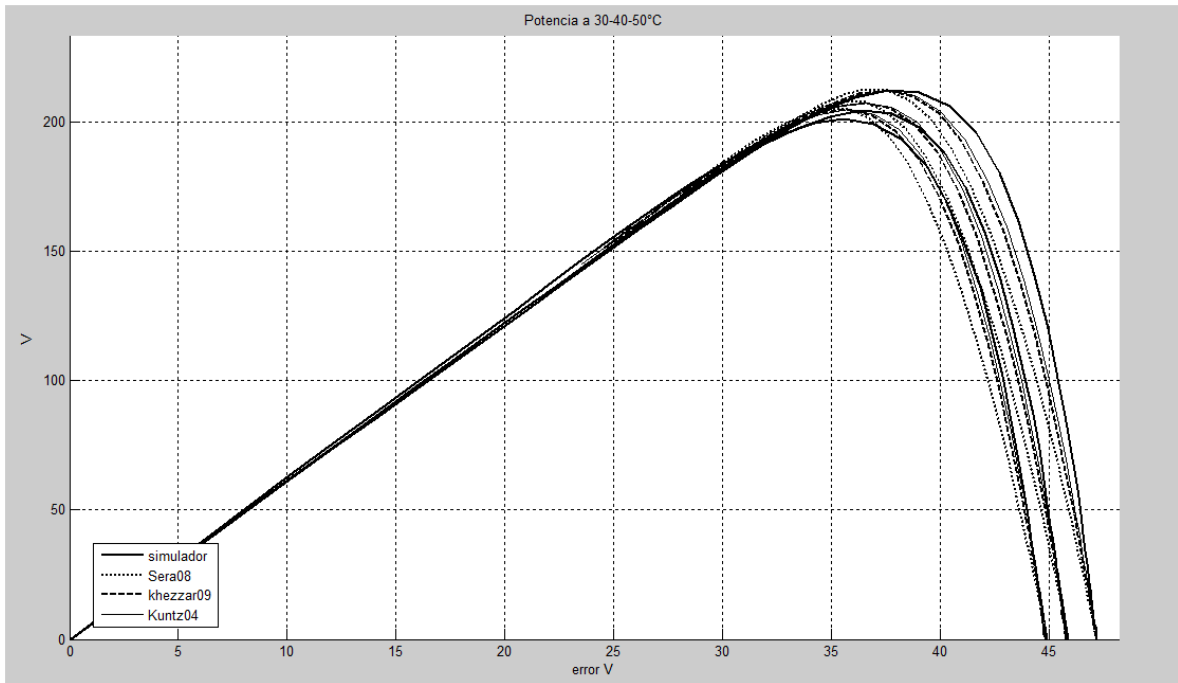
**Ilustración 42 Error en la Aproximación de la curva I-V modulo Sun Power SPR-238E-WHT-D.**

Es importante mencionar que el error al principio de la curva se debe a que el barrido fue hecho respecto a la corriente y no respecto a la tensión, por esto para valores muy grandes de corriente la tensión tiene un error grande pero se debe a la pendiente de la curva que es prácticamente horizontal. Además un error negativo representa una sobreestimación del valor simulado respecto al valor real.

El error asociado a la utilización del modelo alrededor del MPP, el cual es 37.6V y 36.38V y 35.59V. Resulta que +/- 3V alrededor del MPP el error absoluto es de máximo 0.5V, un 1.03% de  $I_{sc}$ . Conforme aumenta la temperatura vemos que el error disminuye respecto a la ecuación de kuntz09, para el modulo Sun Power.

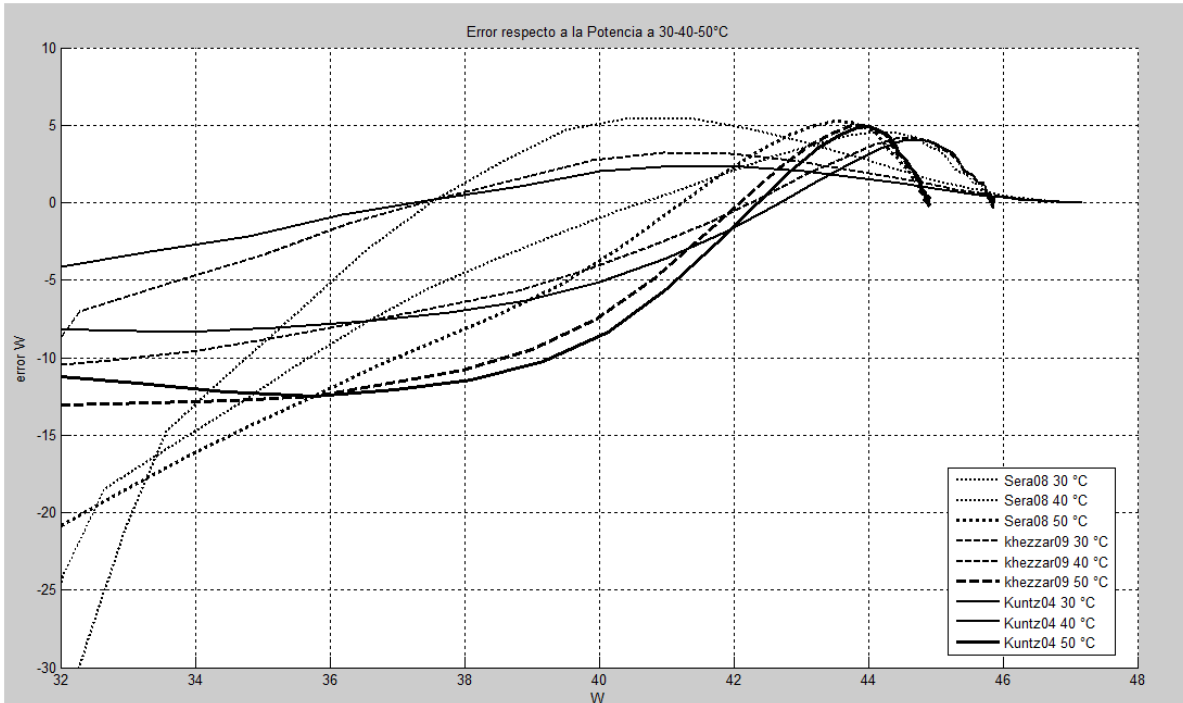
El error y curvas de los restantes módulos se pueden observar en los Anexos.

Más importante que la curva I-V resulta la curva P-V que nos dirá cuanta potencia produce el panel en determinadas circunstancias. Y que acumula no solo el error de la tensión sino que el de la corriente también.



**Ilustración 43 Curva P-V del Modulo Sun Power SPR-238E-WHT-D.**

Recordemos que el MPP para las curvas de 30-40-50 C° se encuentran en las tensiones 37.6V y 36.38V y 35.59V. A simple vista parece que cerca del MPP la aproximación no tiene gran error. Se puede observar sin embargo que conforme aumenta la temperatura el error respecto a la potencia aumenta.



**Ilustración 44 Error en la estimación de la Potencia.**

Este error es de los datos reales menos los datos simulados, un error negativo representa una sobreestimación del valor real por parte del modelo.

De la figura se puede confirmar que el error aumenta con la temperatura para todos los modelos. Para 30°C se ve que el error no es mayor a 6W a +/-2V del MPP, 36.7V, para sera08. Para khezzar09 el error es de 2.5W a +/-2V del MPP y para kuntz04 de alrededor de 2W a +/-2V del MPP. Estos son errores de 2.6-1.1-0.88% de  $P_{mpp}$ . Para todos los casos kuntz04 tiene el peor rendimiento para 40°C y 50°C, el mejor lo tiene khezzar09, para 40°C tiene un error máximo de 5.32% y para 50°C de 7.1% del MPP.

## Conclusiones

La instalación de módulos fotovoltaicos es parte de un movimiento de transición hacia una economía energética que puede estar más distribuida y que puede traer beneficios para todos. Un inconveniente del crecimiento acelerado del sector de energía fotovoltaica trae consigo un crecimiento en el número de compañías y no siempre con igualdad en la calidad de los trabajos de todas. Incluyendo las etapas de diseño, dimensionamiento, transporte, instalación y resistencia a las condiciones atmosféricas. Asumiendo que existe una garantía de los productos instalados se debe verificar que el inicio de un sistema sea fiscalizado.

Estos son proyectos los cuales poseen una vida financiera, una época de inversión, otra de amortización y la restante para sacar ganancia. Si el sistema está diseñado para tener vidas útiles de hasta 25 años con 80% de rendimiento, entonces esta en el interés de los dueños incrementar la vida útil del sistema lo que se logra con monitoreo, mantenimiento y reparación.

En este contexto la obtención de curvas I-V viene a realizar una labor de diagnóstico para los módulos fotovoltaicos. Una prueba que debe realizarse en varias etapas de la vida de los módulos para determinar su degradación.

La técnica en la realización de estas pruebas está ampliamente normada y estudiada, equipo para realizar estas pruebas en campo también se encuentra ampliamente disponible.

Se realizó el diseño y implementación de un trazador de curvas de bajo costo al cual le resta algunos ajustes entre los cuales debe estar la implementación de un método de 4 puntas (método kelvin) para la medición de V e I del módulo fotovoltaico. Además de esto se deben realizar pequeños ajustes en la precisión de la carta de adquisición de datos, además de algunos otros ajustes que se han realizado en el camino.

Habiendo utilizado algunos de estos equipos para determinar las características de diferentes módulos fotovoltaicos notamos la excelencia de la familia de equipos PVE, la cual brinda una amplia gama de opciones y que para el tipo de aplicación realizada en nuestro caso, permite exportar datos, no solo de los puntos de funcionamiento relevantes sino todos los datos obtenidos durante la simulación.

El equipo Trika y HT también brinda buenos resultados, el mecanismo de transmisión de datos por infrarojos del sensor de radiación al instrumento principal resulta muy útil y brinda una gran velocidad a la hora de realizar las pruebas, es ciertamente el más portable.

La obtención de un modelo matemático para los módulos fotovoltaicos resulta una herramienta interesante para el monitoreo del sistema fotovoltaico ya que con mediciones de corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto se puede obtener una estimación de la potencia producida por el sistema. Esta aproximación fue evaluada mediante el error entre la curva simulada y la curva real la cual para estado estable, un punto estable de funcionamiento, puede tener un error tan bajo como 0.88% dependiendo del modelo utilizado. Esta precisión se puede alcanzar siempre que se utilice un ajuste individual del modelo a cada conjunto de datos ( $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $V_{mpp}$  y  $I_{mpp}$ ). Para los cuales la variación de la temperatura y radiación ya están incluidos en los valores utilizados. Si se quiere tener un modelo que varíe con la temperatura y la radiación, se debe contar con estos dos valores y con los coeficientes de variación de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  con la temperatura y la radiación, se puede realizar un ajuste al conjunto de datos obtenido en STC por el mismo modelo matemático.

Estos valores se puede obtener de la hoja del fabricante, o se pueden medir como fue de una manera simplificada como fue realizado en este proyecto, lo que brinda una mayor exactitud ya que con los años estos coeficientes también varían por lo que se pueden ajustar periódicamente.

Basados en el comportamiento expuesto podemos concluir que para módulos de silicio amorfos el método numérico de kuntz04 no resulta efectivo y es el que tiene mayor error. Para las otras tecnologías, mono-cristalino, cds/cdte y CIS, khezzar09 se puede utilizar satisfactoriamente, al igual que kuntz04 sin embargo este último tiene errores un poco mayores.

## Bibliografía

- [1] Vicente Leite, José Batista, Faustino Chenlo, João L. Afonso, “Low-Cost Instrument for Tracing Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Modules”, in Proc. of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12), March 28–30, 2012.
- [2] A. Falk, C. Durschner, K. H. Remmers, “Photovoltaics For Professionals, Solar Electric Systems, Marketing, Design and Installation, Solarpraxis AG Berlin, Earthscan, London 2007.
- [3] GREENPRO-ALTENER, “Manual de Energia Fotovoltaica”, EU, 2004.
- [4] R. M. G Castro, “Introdução à Energia Fotovoltaica”, Universidade Tecnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Maio 2008
- [5] R. Khezzar, M. Zereg, A. Khezzar, “Comparative Study of Mathematical Methods for Parameters Calculation of Current-Voltage Characteristic of Photovoltaic Modules”, in Proc. of International conference on Electrical and Electronics Engineering, 2009, pp. 24–28.
- [6] E. Meyer, E.E. Van Dyk “Assesing The reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters”, IEEE Transactions on Reliability, 2004.
- [7] W. Xiao, W. Dunfor, A. Capel, “A novel modeling method for Photovoltaic cells”, in Proc. of IEEE 35<sup>th</sup> Annual Power Electronic Specialists Conference, 2004, pp. 1950–1956.
- [8] E. Dyk, A. Gxasheka, E. Meyer, “Monitoring Current–Voltage Characteristics and Energy Output of Silicon Photovoltaic Modules”, ELSEVIER, Renewable Energy 30, pp. 399–411, 2005.
- [9] Vicente Leite, Faustino. Chenlo, “An Improved Electronic Circuit for Tracing the I-V Characteristics of Photovoltaic Modules and Strings”, in Proc. of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10), March 23–25, 2010.
- [10] J. Ibirriaga, M. Pena, A. Opritescu, D. Sera, R. Teodorescu, “Low-cost, high flexibility I-V curve tracer for photovoltaic modules”, in Proc. of 12<sup>th</sup> International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM'10), May 20–22, 2010, pp 1210–1215.
- [11] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, “PV Panel Model Based on Datasheet Values”, in Proc. of IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE'07), 2007, pp. 2392–2396.
- [12] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, “Photovoltaic Module Diagnostics by Series Resistance Monitoring and Temperature and Rated Power Estimation”, in Proc. of IEEE 34<sup>th</sup> Annual Conference of Industrial Electronics (IECON'08), November 10–13, pp. 2195–2199.
- [13] W. Xiao, M. Lind, W. Dunfor, A. Capel, “Real-Time Identification of Optimal Operating Points in Photovoltaic Power Systems”, IEEE Transactions Industrial Electronics, Vol. 53, N.º 4, pp. 1017–1026, 2006.
- [14] – Prieb, C. W. M., “Desenvolvimento de um sistema de ensaio de módulos fotovoltaicos”, Dissertação de mestrado, PROMEC/UFRGS, 2002;
- [15] – E.E. van Dyk, A.R. Gxasheka e E.L. Meyer, “Monitoring current–voltage characteristics and energy

*output of silicon photovoltaic modules*”, Technical note, Department of Physics, University of Port Elizabeth, South Africa, 2004;

[16] – G. Kunz, A. Wagner, “Internal Series Resistance of Only Once IV-Curve Under Illumination”, 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2004.

[17] – AEN/CTN 206 EN 60891 2010 y EN 60904.

## **Anexos**

**Anexo 1: Determinación de los parámetros del modelo matemático de un modulo fotovoltaico mediante la utilización de un trazador fotovoltaico.**

# Determination of Model Parameters of PV Modules Using a Low Cost I-V Tracer

Vicente Leite<sup>1</sup> José Batista<sup>2</sup> Randy Williams<sup>3</sup> Faustino Chenlo<sup>4</sup> João L. Afonso<sup>5</sup>

<sup>1,2,3</sup> Polytechnic Institute of Bragança, School of Technology and Management  
Campus Santa Apolónia, apartado 1134, Bragança, Portugal

<sup>1</sup>avtl@ipb.pt, <sup>2</sup>jbatista@ipb.pt, <sup>3</sup>randywf@gmail.com

<sup>4</sup> CIEMAT, Research Centre for Energy, Environment and Technology  
Av. Complutense 22, Madrid, Spain  
faustino.chenlo@ciemat.es

<sup>5</sup>Centro Algoritmi-University of Minho – Industrial Electronics Department  
Campus de Azurém, 4800-058 Guimarães, Portugal  
jla@dei.uminho.pt

**Abstract**—Tracing current-voltage characteristics of photovoltaic modules in open field conditions is a very important task in degradation and fault diagnosis. Usually this is done by using expensive DC electronic loads, many times not suitable for outdoor tests. The health state of photovoltaic modules can be evaluated by monitoring the parameters of its exponential model, mainly the series resistance. This can be done by tracing the current-voltage characteristics in field conditions from which those model parameters can be extracted. This paper presents the determination of the parameters of the exponential model of photovoltaic modules from experimental current-voltage curves using a low cost I-V tracer developed in previous works.

**Keywords**– Photovoltaic Modules; Determination of Model Parameters, I-V Tracer; Degradation Diagnosis of PV Modules.

## I. INTRODUCTION

All over the world, a widespread use of photovoltaic (PV) energy as a renewable source, either in centralized or distributed systems, is now a reality [1] because of increased interest in environmental issues, absence of fuel cost, little maintenance, and no noise and wear due to the absence of moving parts [2]. On the other hand, natural resources of fossil and nuclear fuels are estimated to decrease drastically in this century and solar energy is practically an endless source [3]. The growth of the installed PV systems has experienced an exponential increase in many countries in last decade and this trend is expected to continue and even to accelerate over the coming decades [4]-[6].

PV modules are usually guaranteed for more than 25 years by manufacturers which estimate this period through accelerated indoor life-cycle tests during their design procedure [7]. In spite of this extended guarantee, their performance decreases over the time and fault conditions have been reported [6], [7]. Some PV modules degrade or even fail when operating outdoors for extended periods, and that can occur in a number of ways [8]. Degradation is the main reason for module loss of performance and as field experience has indicated, losses have

been associated with mechanisms external to the cells such as solder bonds, encapsulate browning, delamination and interconnect issues [7]. In the degradation diagnosis in PV modules, the Current-Voltage (I-V) characteristics are usually used, as well as parameters obtained from them, like short-circuit current ( $I_{sc}$ ), open-circuit voltage ( $V_{oc}$ ), voltage and current at the Maximum Power Point (MPP), respectively  $V_{mpp}$  and  $I_{mpp}$  [1], and other parameters like the series resistance [9]-[12]. I-V characteristics can be monitored and the results used to investigate and compare the actual power produced by modules under realistic operating conditions with the expected yield to make these systems more cost effective [1], [13]. They can also be used by designers in power converter systems.

Photovoltaic modules are usually tested using expensive electronic DC loads, which can vary the load resistance over the entire range in a very short time. Anyway, by using quite simple and much cheaper circuits, it is also possible to build an electronic DC load taking advantage of a suitable operation of a power MOSFET, as described in [1], [14]. In fact, a power MOSFET operating in the active region can be used as an electronic load to test PV modules [13]-[16]. Such simple and/or low cost electronic circuits have been developed in recent years to trace the I-V characteristics of PV cells [17] or modules [13], [18]. In [14] an electronic circuit was presented to test PV modules by tracing their I-V and P-V characteristics. It was based on a power MOSFET with an improved gate-source voltage ( $V_{GS}$ ) generation strategy in order to improve the I-V tracing on an oscilloscope. This low cost I-V tracer was improved in [1] and a LabVIEW interface was developed for data acquisition and analysis. In this paper, it is used for determination of the exponential model parameters of PV modules. This is very important for degradation diagnosis, design of the MPP tracking and control strategies, as well as evaluation of photovoltaic plants behavior in various irradiance, temperature and load conditions.



## I. DETERMINATION OF MODEL PARAMETERS FROM EXPERIMENTAL I-V CURVES

### A. The Model of PV Modules

The equivalent circuit of the single-diode model for PV modules is shown in Fig. 1(a) and the corresponding I-V characteristic based on the single exponential model [19] is given by:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t} \right) - 1 \right) - \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{R_{sh}} \quad (1)$$

In the above equation, the thermal voltage,  $V_t$ , of the array with  $N_s$  cells connected in series is:

$$V_t = \frac{N_s A k T}{q} \quad (2)$$

Where:

$I_{ph}$  is the module photocurrent;

$I_0$  is the inverse saturation current of the diode;

$R_s$  is the module series resistance;

$R_{sh}$  is the module parallel resistance;

$A$  is the ideality factor of the diode;

$k=1.38 \times 10^{-23} \text{ J}^\circ\text{K}$  is the Boltzmann constant;

$q=1.602 \times 10^{-19} \text{ C}$  is the charge of the electron;

$T$  is the working temperature of the PV module, in Kelvin.

It is very common to consider the module parallel resistance  $R_{sh}$  high enough to be neglected [9],[10] and [12]. The simplified equivalent circuit is shown in Fig. 1(b) and the last term of the single exponential model (1) disappears:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V_{pv} + R_s I_{pv}}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (3)$$

Sometimes the term “-1” in (3) is also neglected since in silicon devices, the inverse saturation current is very small compared to the exponential term [19]. The result is the well-known four parameters model [9]-[11] and [20]. In this model, the four parameters to be determined are  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $V_t$  and  $R_s$ . It is important to notice that the series resistance is one of the most important parameters, which characterizes the photovoltaic module health state [20].

### B. The Model Parameters Extraction

In recent years several methods have been presented in the literature, for extracting the PV module parameters. Some of them from datasheet values [19], but the majority is based on measurements of the I-V characteristics [9]-[11], [20].

The simplified I-V characteristic (3) contains three remarkable couples of points,  $(0, I_{sc})$ ,  $(V_{oc}, 0)$  and  $(V_{mpp}, I_{mpp})$ ,

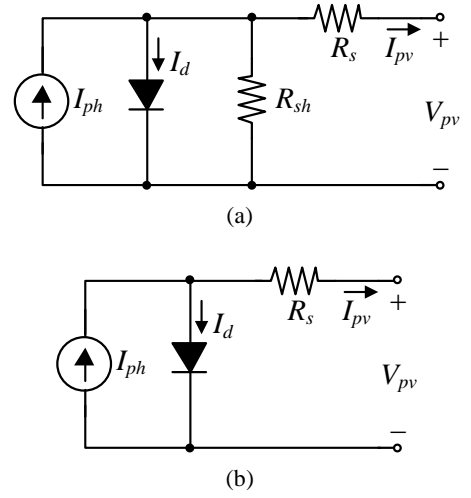


Figure 1. Equivalent circuit of a PV module: (a) Full single exponential model; (b) Simplified model.

which can be used to determine the unknown parameters as follows:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{R_s I_{sc}}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (4a)$$

$$0 = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V_{oc}}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (4b)$$

$$I_{MPP} = I_{ph} - I_0 \left( \exp \left( \frac{V_{mpp} + R_s I_{mpp}}{V_t} \right) - 1 \right) \quad (4c)$$

The above system of three equations has four unknown parameters. To solve this problem, without using numerical methods or other advanced techniques, it is a common practice to consider that the module photocurrent is approximately equal to the short-circuit current ( $I_{ph} \approx I_{sc}$ ), [9], [10] and [20]. Considering this simplification, several approaches have been used to find the solution of (4) in view of determination of the unknown parameters  $I_0$ ,  $V_t$  and  $R_s$ . In this work three solutions are used and compared. The first is nominated method 1 and is as follows [10]:

$$V_t = \frac{(2V_{mpp} - V_{oc})(I_{sc} - I_{mpp})}{I_{sc} + (I_{sc} - I_{mpp}) \ln \left( 1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \right)} \quad (5a)$$

$$I_0 = I_{sc} \exp \left( -\frac{V_{oc}}{V_t} \right) \quad (5b)$$

$$R_s = \frac{V_t \ln \left( 1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_{mpp}}{I_{mpp}} \quad (5c)$$

by method 2. The third solution, nominated method 3, was used in [9] and is given by:

$$R_s = -M \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} + \frac{V_{mpp}}{I_{mpp}} \left( 1 - \frac{I_{sc}}{I_{mpp}} \right) \quad (6a)$$

$$V_t = -(M + R_s) I_{sc} \quad (6b)$$

$$I_0 = I_{sc} \exp\left(-\frac{V_{oc}}{V_t}\right) \quad (6c)$$

Where:

$$M = \frac{dV}{dI} \Big|_{oc} = \frac{V_{oc}}{I_{sc}} \left( -5.411 \frac{I_{mpp} V_{mpp}}{I_{sc} V_{oc}} + 6.45 \frac{V_{mpp}}{V_{oc}} + 3.417 \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} - 4.422 \right) \quad (7)$$

The determination of these model parameters using the above three methods is presented in section IV by using the I-V tracer [1], which is shortly described in the next section.

### I. THE LOW COST I-V TRACER

The basic circuit of the I-V tracer with measurement resistances is shown in Fig. 2. A general diagram is presented in Fig. 3 and all electronic circuits are presented in detail in [1]. The tracing of the I-V and P-V characteristics is achieved by using the power MOSFET as an electronic fast continuous varying load, which principle of operation has been described in [14]. A suitable gate-source voltage ( $V_{GS}$ ) is generated in

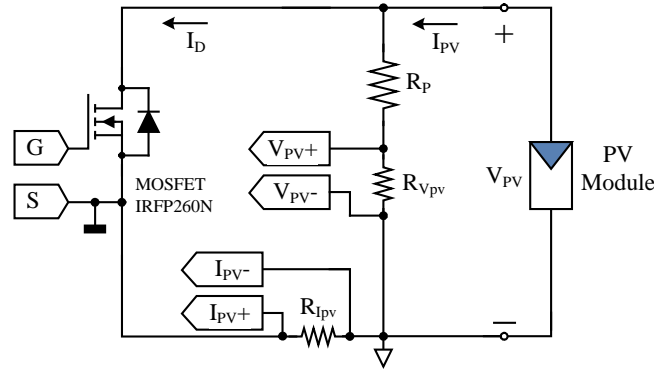


Figure 2. Basic circuit of the I-V tracer with measurement resistances.

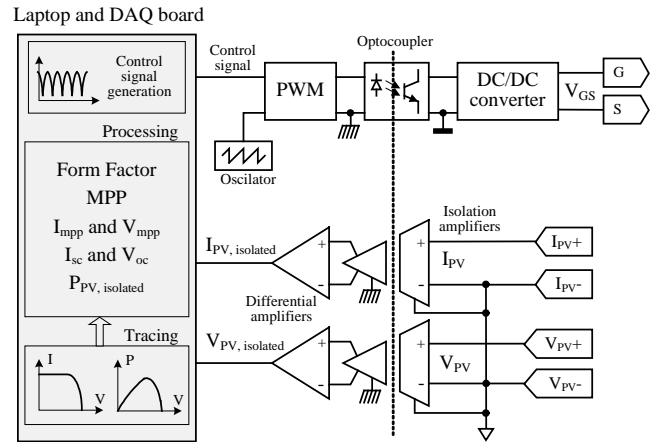


Figure 3. General diagram of the I-V tracer.

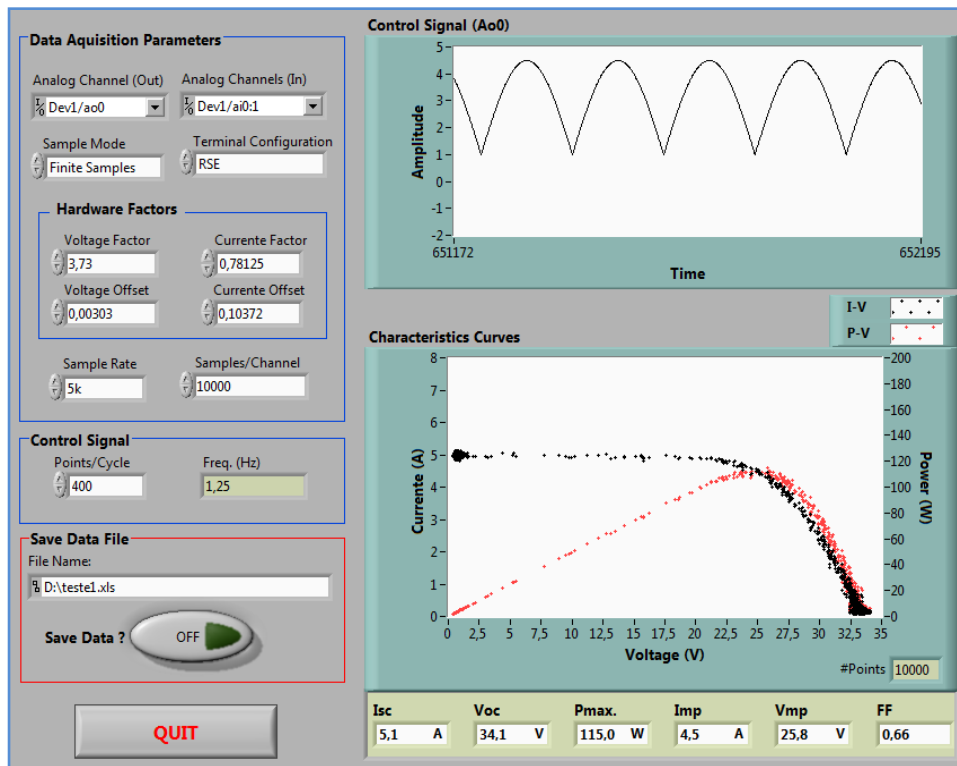


Figure 4. User interface of the developed I-V tracer.



to drive the MOSFET across the active region where the drain current follows  $V_{GS}$  linearly. Galvanic isolation is provided and the output voltage and current signals are sampled by a DAQ board to trace the I-V and P-V characteristics using a laptop and virtual instruments developed in a LabVIEW application [1]. Besides the functionality of continuous tracing of I-V characteristics, this application provides very important parameters such as  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ ,  $V_{mpp}$ ,  $I_{mpp}$  and form factor. Furthermore, all the acquired data can be filtered and saved for digital processing and analysis.

In this work the extracted parameters from the measured I-V characteristic are used for determination of the model parameters of PV modules. Fig. 4 shows the user interface of the I-V tracer where the control signal that generates  $V_{GS}$  for the power MOSFET and the I-V and P-V characteristics can be seen on the right side.

In spite of the improved characteristics described in [1] and [14], the developed electronic circuits keep a quite simple design and of low cost. Table I shows the estimated cost of the different parts of the equipment. The development cost of the LabVIEW application is not included since it is carried out once and its weight would be as much lower the greater the number of units produced. Some pictures of the prototype is shown in Fig. 5.

Recent developments of [1] have introduced new modules for PV arrays up to 15 A, 1000 V. These developments include two IGBTs and their driver circuits to charge and discharge two series connected capacitors used as load.

A simplified comparison, regarding the main characteristics, of the developed I-V tracer with similar commercial equipment is shown in Table II. Of course, the comparison is not complete and, apart from the electronic circuits, the developed instrument is an open platform and the comparison is not easy and a careful analysis should be done.

#### I. EXPERIMENTAL DETERMINATION OF MODEL PARAMETERS USING THE I-V TRACER

As described in section II, the model parameters of the exponential model (3) of PV modules can be extracted from the experimental I-V curves. To demonstrate this application with the I-V tracer, and using the three approaches described in

section II, the PV module FTS-220P was used which has 60 cells in series, and the following parameters at Standard Test Conditions (STC: cell temperature of 25°C and irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup> with air mass of 1.5): 220 W,  $V_{oc}$ =36.76 V,  $I_{sc}$ =8.30 A,  $V_{mpp}$ =29.38 V,  $I_{mpp}$ =7.51 A.

Using the measured values at three important points, short

TABLE I. ESTIMATED COST OF THE DIFFERENT PARTS OF THE EQUIPMENT

Components of the equipment	Cost	%
Measurement board	66 €	13%
Power board	36 €	7%
Battery and power supply board	73 €	14%
Controller board	42 €	8%
PCBs manufacturing	60 €	12%
Box and other accessories	60 €	12%
DAQ board	170 €	34%
Total	506 €	100%

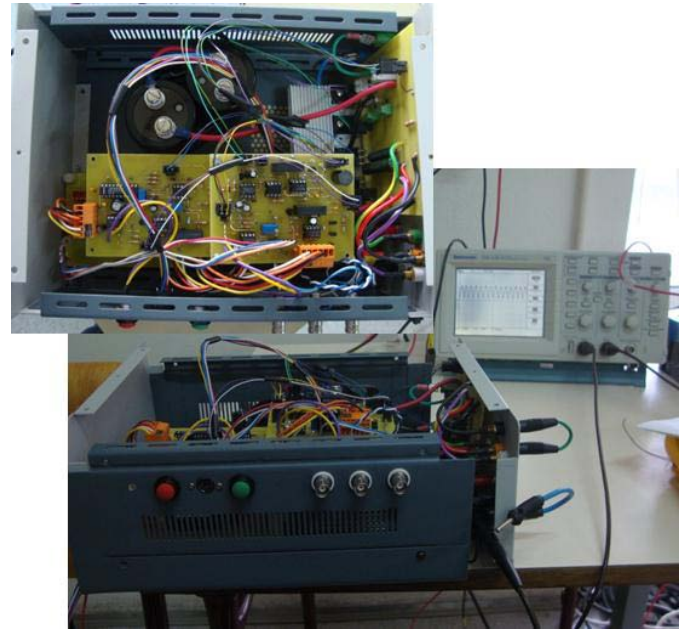


Figure 5. Pictures of the developed equipment.

TABLE II. COMPARISON OF THE DEVELOPED I-V TRACER WITH COMMERCIAL EQUIPMENT

	Developed I-V tracer	Vision Tec-VS6810	SUPSI-MPPT3	Amprobe Solar 600	Daystar DS-100C	EKO MP-170	HT I-V 400	Solmetric PVA 600	PVE PVP6020
PV Modules	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
PV arrays	Yes	No	No	No	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Voltage range (V)	60 <sup>(*)</sup> /1000 <sup>(**)</sup>	2/20/200	200/100/50/20	60/10	600/60/6	1000-10	1000-5	600-20	600/300/100/25
Current range (A)	6 <sup>(*)</sup> /15 <sup>(**)</sup>	10/1/0.1	10/20/5	12/10	100/10	20-1	10-0.1	20-1	20/10/5/2
Isolation	Yes	n/a	Yes	Yes	n/a	n/a	Yes	Yes	n/a
Price (€)	<600 <sup>(***)</sup>	n/a	n/a	1295	17705	n/a	3514	2280	>7800
$V_{oc}$ , $I_{sc}$ , $V_{MPP}$ , $I_{MPP}$ , FF	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
$R_s/R_p$	Yes/No	Yes/No	No/No	No/No	No/No	No/No	Yes/No	Yes/No	Yes/Yes
Max. I-V sweep time (s)	Configurable	7-0.1	3-1	9.99	5	n/a	n/a	0.24-0.08	2

<sup>(\*)</sup> For PV modules and continuous tracing (can be improved with higher voltage MOSFETs in parallel).

<sup>(\*\*)</sup> For PV strings, single trace.

<sup>(\*\*\*)</sup> Does not include the LabVIEW application and requires an oscilloscope or a laptop.



circuit, open circuit and maximum power point, respectively, (0,6.2), (34,0) and (25,5.45), and the three methods referred in section II it is now possible to calculate the model parameters  $I_0$ ,  $V_t$  and  $R_s$ . The experimental curve obtained using the I-V tracer is shown in Fig. 6. The extracted parameters are shown in Table III. The values of  $R_s$  include the resistance of the cables from the roof to the laboratory.

The different extracted values obtained using the three methods have effect on the shape of the simulated I-V and P-V curves using the calculated parameters and model (3), as shown in Fig. 7 and Fig. 8. Each one of the methods has its own performance. Method 2 [20] has a very good approximation between the MPP and open circuit point, but has the biggest overestimation for voltages lower than  $V_{mpp}$ . Method 3 [9], gives better approximation between short circuit point and MPP of the curve, but for voltages higher than  $V_{mpp}$  the overestimation is the highest of all methods. Method 1 [10] extracts the parameters that produce the better overall approximation along the I-V characteristic.

The experimental and simulated P-V curves, using extracted parameters by different methods, are shown in Fig. 8. By comparing the simulated curves with the experimental one, it can be seen that the P-V characteristic of method 2 [20] gives the worst estimation of the MPP but the best approximation above  $V_{mpp}$ . Method 3 [9] has a very good approximation for voltage lower than  $V_{mpp}$  but the worst approximation above this point. Method 1 [10] has a better overall approximation to the experimental curve.

The P-V curve is very important since it can be used for MPP tracking [21] and the degradation diagnosis of PV modules because of the decrease of the maximum power available at STC. This can be detected by monitoring  $R_s$  over time and, therefore, the monitoring of this parameter can give important information about the health condition of the PV module.

## V CONCLUSIONS

Tracing I-V characteristics and monitoring the model parameters is very important for fault and degradation diagnosis of photovoltaic modules, for the design of maximum power point tracking and control strategies, as well as for the evaluation of photovoltaic plants behavior in various irradiance, temperature and load conditions. This paper is a contribution for this purpose and presents the determination of the parameters  $I_0$ ,  $V_t$  and  $R_s$  of the exponential model of photovoltaic modules obtained from experimental I-V curves in field operating conditions. This was done using a low cost I-V tracer with a LabVIEW application which was previously

TABLE III. EXTRACTED PARAMETERS USING MEASUREED VALUES.

Method	$R_s$ ( $\Omega$ )	$I_0$ (A)	$V_t$ (V)
Method 1 [10]	0.599	3.29E-5	2.797
Method 2[20]	0.969	4.53E-8	1.814
Method 3[9]	0.375	2.76E-6	3.391

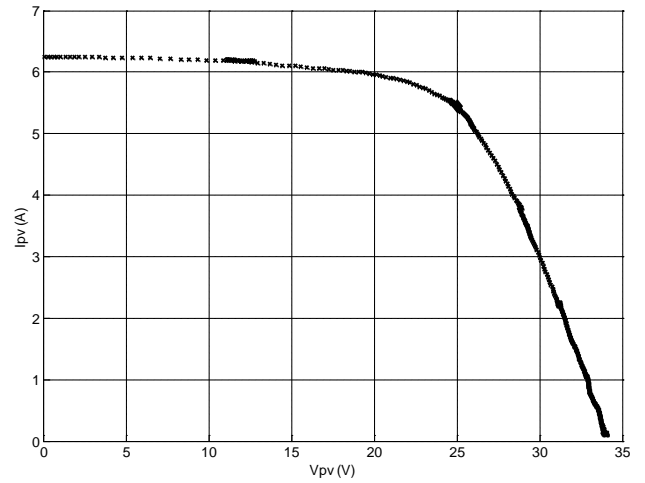


Figure 6. Experimental curve of the PV module FTS-220P obtained using the I-V tracer.

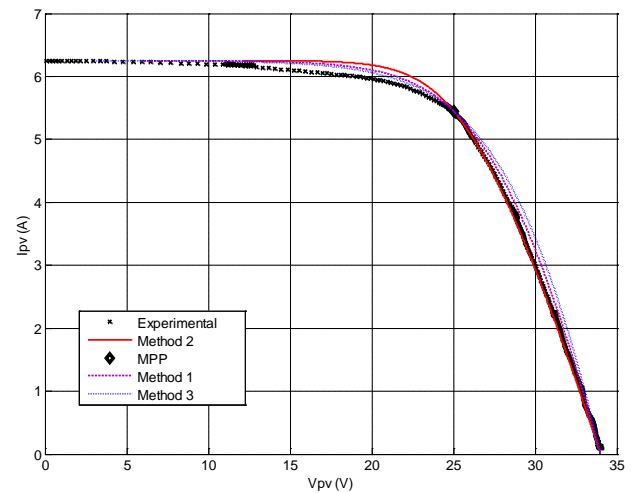


Figure 7. Experimental and simulated I-V curves using extracted parameters by different methods.

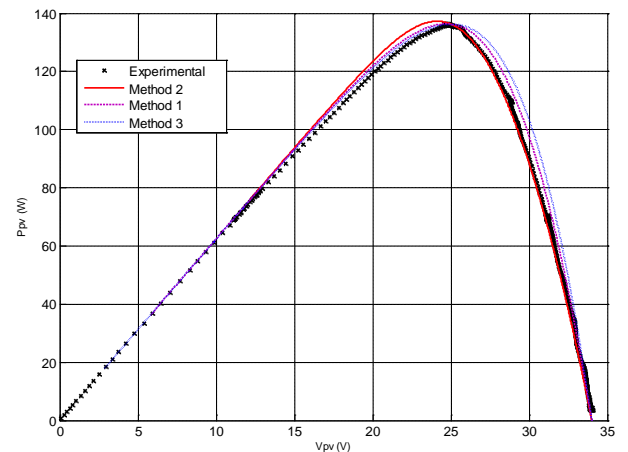


Figure 8. Experimental and simulated P-V curves using extracted parameters by different methods.

developed. The parameters are extracted from three points of measured I-V characteristics: short circuit, open-circuit and maximum power point operation. This was done using three different approaches [9], [10] and [10], and the results have been compared in section IV.

#### REFERENCES

- [1] Vicente Leite, José Batista, Faustino Chenlo, João L. Afonso, "Low-Cost Instrument for Tracing Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Modules", in Proc. of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12), March 28–30, 2012.
- [2] A. Durgadevi, S. Arulselvi, S.Natarajan, "Photovoltaic modeling and its characteristics", in Proc. of 2011 International Conference on Emerging Trends in Electrical and Computer Technology(ICETECT'11), March 23–24, 2011, pp. 469–475.
- [3] M. Gonzales, B. Raison, B. Seddik, L. Bun, "Fault Diagnosis in a Grid-Connected Photovoltaic System by applying a signal Approach", in Proc. of IEEE 37<sup>th</sup> Annual Conference on Industrial Electronics Society, 2011, pp. 1354–1359.
- [4] IEA-PVPS, "Trends in Photovoltaic Applications – Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009", Report IEA-PVPS T1-19:2010, [Online] Available: <http://www.iea-pvps.org/index.php?id=92>.
- [5] EPIA and Greenpeace, "Solar Generation 6 – Solar photovoltaic electricity empowering the world: 2011", [Online] Available: <http://www.epia.org/publications/epia-publications/solar-generation-6.html>.
- [6] R. Pan, J. Kuitche, G. Tamizhmani, "Degradation analysis of solar photovoltaic modules: Influence of environmental factor", in Proc. of Reliability and Maintainability Symposium (RAMS'11), January 24–27, 2011, pp. 1–5.
- [7] G. Makrides, B. Zinsser, G. Georghiou, M. Schubert, J. Werner, "Degradation of Different Photovoltaic Technologies Under Field Conditions", in Proc. of IEEE 35<sup>th</sup> Conference Photovoltaic Specialists (PVSC), 2010, pp. 2332–2337.[8] E. Meyer, E. Dyk, "Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters", IEEE Transactions on Reliability, Vol. 53, N.º 1, pp. 83–92, March 2004.
- [9] G. Kunz, A. Wagner, "Internal Series Resistance Determination of Only One IV curve Under Illumination", in Proc. of 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2004, pp. 7–11.
- [10] R. Khezzar, M. Zereg, A. Khezzar, "Comparative Study of Mathematical Methods for Parameters Calculation of Current-Voltage Characteristic of Photovoltaic Modules", in Proc. of International conference on Electrical and Electronics Engineering, 2009, pp. 24–28.
- [11] M. Di Piazza, A. Ragusa, G. Vitale, "Identification of Photovoltaic Array Model Parameters by Robust Linear Regression Methods", in Proc. of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09), April 2009.
- [12] W. Xiao, W. Dunfor, A. Capel, "A novel modeling method for Photovoltaic cells", in Proc. of IEEE 35<sup>th</sup> Annual Power Electronic Specialists Conference, 2004, pp. 1950–1956.
- [13] E. Dyk, A. Gxasheka, E. Meyer, "Monitoring Current-Voltage Characteristics and Energy Output of Silicon Photovoltaic Modules", ELSEVIER, Renewable Energy 30, pp. 399–411, 2005.
- [14] Vicente Leite, Faustino. Chenlo, "An Improved Electronic Circuit for Tracing the I-V Characteristics of Photovoltaic Modules and Strings", in Proc. of International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10), March 23–25, 2010.
- [15] A. Garrigós, J. Blanes, "Power MOSFET is Core of Regulated-DC Electronic Load", EDN, pp. 92–93, March 17, 2005.
- [16] Y. Kuai, S. Yuvarajan, "An Electronic Load for Testing Photovoltaic Panels", ELSEVIER, Journal of Power Sources 154, pp. 308–313, 2006.
- [17] F. Recart, H. Mäckel, A. Cuevas and R.A. Sinton, "Simple Data Acquisition of the Current-Voltage and Illumination Voltage Curves of Solar Cells", in Proc. of 4<sup>th</sup> World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, May 2006, Vol. 1, pp. 1215–1218.
- [18] J. Ibirriaga, M. Pena, A. Opritescu, D. Sera, R. Teodorescu, "Low-cost, high flexibility I-V curve tracer for photovoltaic modules", in Proc. of 12<sup>th</sup> International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM'10), May 20–22, 2010, pp. 1210–1215.
- [19] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, "PV Panel Model Based on Datasheet Values", in Proc. of IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE'07), 2007, pp. 2392–2396.
- [20] D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez, "Photovoltaic Module Diagnostics by Series Resistance Monitoring and Temperature and Rated Power Estimation", in Proc. of IEEE 34<sup>th</sup> Annual Conference of Industrial Electronics (IECON'08), November 10–13, pp. 2195–2199.
- [21] W. Xiao, M. Lind, W. Dunfor, A. Capel, "Real-Time Identification of Optimal Operating Points in Photovoltaic Power Systems", IEEE Transactions Industrial Electronics, Vol. 53, N.º 4, pp. 1017–1026, 2006.

## Anexo 2: Esquemáticos de las Placas Diseñadas

### Carta de Medidas

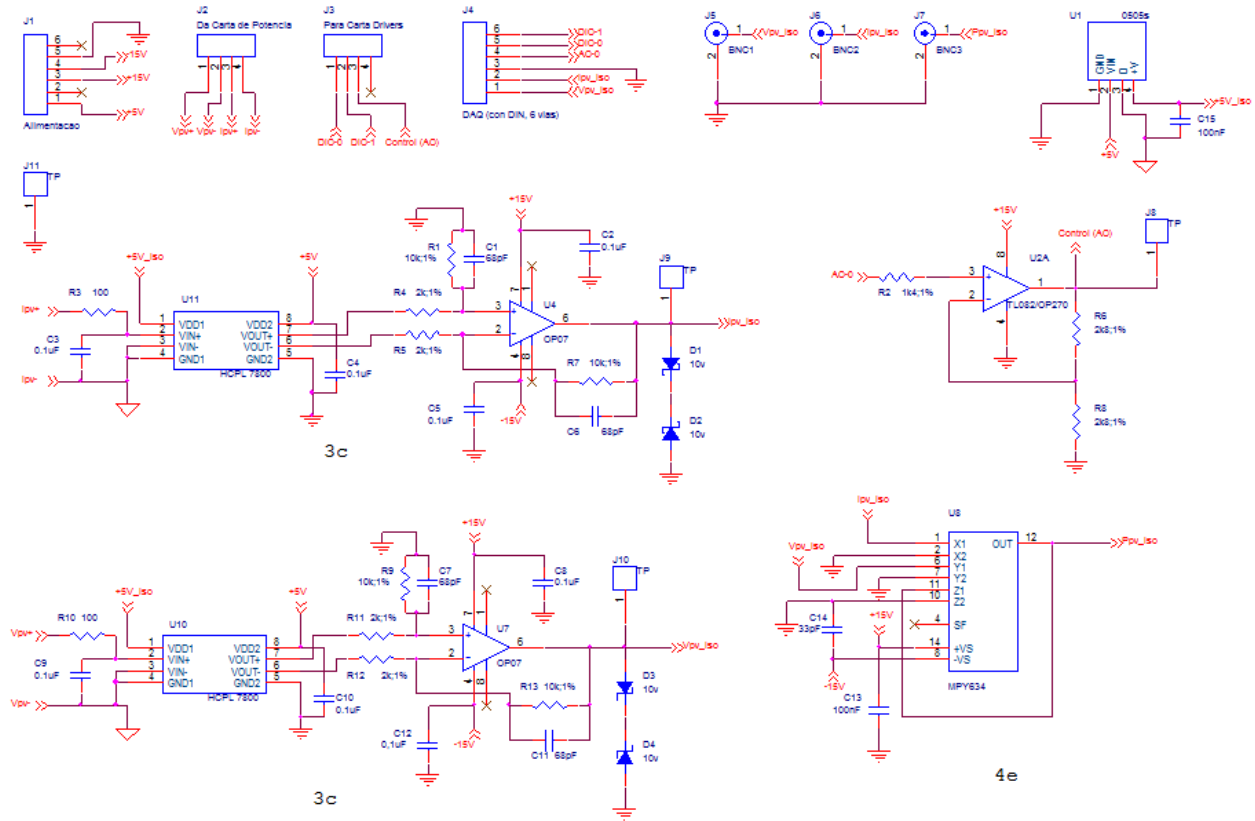


Ilustración 45 Esquemático Carta de Medidas.



## Carta de Osciloscopio vs PC

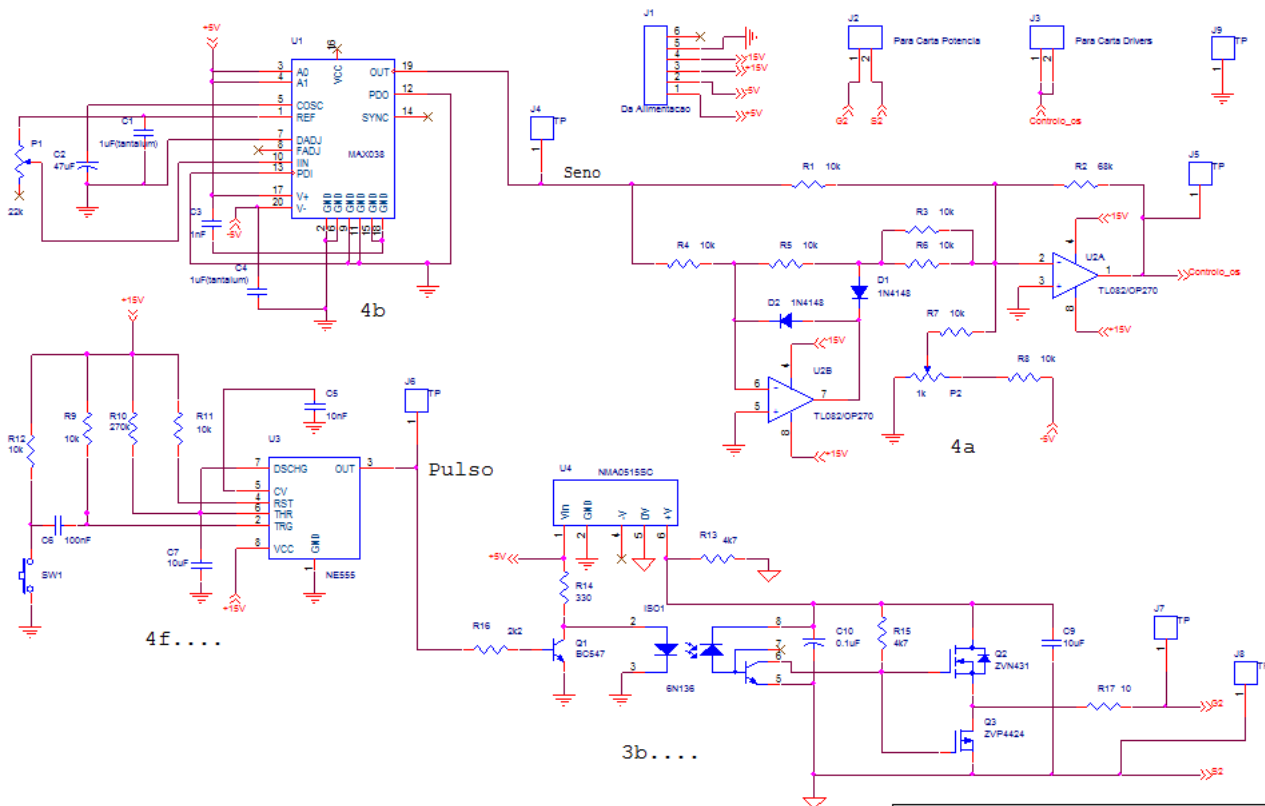


Ilustración 47 Esquemático Carta Osciloscopio vs Pc.

## Carta de Alimentación

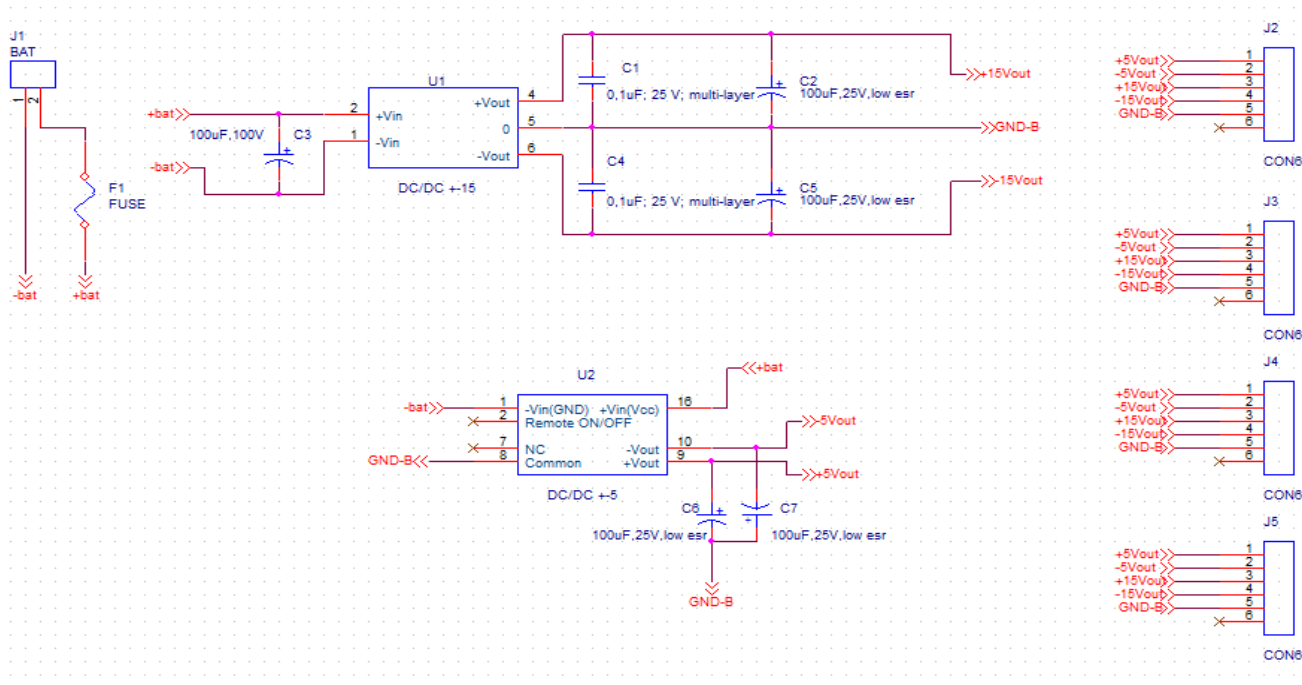


Ilustración 48 Esquemático Carta de Alimentación.

## Anexo 3: Análisis de Costos y Lista de Componentes Utilizados

### Carta de Medidas

Carta					
Medidas	Cantidad	Elemento	# por paquete	Precio (euros/u)	Precio Total
Diodos					
	4	4 zener 10V	1	0.028	0.112
Resistencias					
135-847	2	2-1k(10)	10	0.027	0.054
683-2800	4	4-2k-1%(25)	25	0.052	0.208
683-2709	4	4-10k-1%	25	0.052	0.208
683-3203	1	1-1.4k-1%(25)	25	0.058	0.058
683-3474	2	2-2.8k-1%(2.87k)	25	0.058	0.116
Conectores					0
233-2753+233-2876	2	2-con.vert(pretos)-4vias(125)	125	1.76	3.52
171-685+171-528	1	1-con(laranja)-6vias		4.674	4.674
	1	1-con.pontas(verdes)-6vias			0
112-2375	3	3-BNC(10)	10	3.56	10.68
Integrados					0
547-4197P	2	2-HCPL7800 (10paq)	10	7.78	15.56
647-609P	1	MPY634(100)	100	16.1	16.1
544-2516	1	NMA0505s	1	8.72	8.72
517-2318P	2	2-Op07(100)	100	0.411	0.822
304-217P	1	TI082(250)	250	0.27	0.27
Capacitores					0
699-4879P	1	1-33pF		0.21	0.21
699-4863	4	4-75pF		0.202	0.808
699-4891	10	10-100nF(25)	25	0.356	3.56
					65.68

Ilustración 49 Costos y Elementos de Carta de Medidas.

### Carta de Potencia

Potencia	Cantidad		# por paquete	Precio (euros/u)	Precio Total
Diodos					
485-8207	1	STPS30H100CW (25)		2.61	2.61
Mosfet					0
	1	IRFP260N (25)		2.66	2.66
Igbt					0
	1	IRG4PH50KD (25)		6.98	6.98
	1	IRG4PH50K (sin diodo) (25)		6.98	6.98
Resistencias					0
	1	0.25(de medida)			0
	1		22		0
	1	1-3.4K			0
	2	2-47k			0
Conectores					0
2332747+233-2860	3	3-con.vert(pretos)-2vias (125)		1.11	3.33
233-2753+233-2876	1	1-con.vert(preto)-4vias		1.76	1.76
2 con.(cinzento) resistencia paralela al capacitor.	2	425-522 (50)	50	5.7	11.4
					35.72

Ilustración 50 Costos y Elementos de Carta de Potencia.

## Carta de Alimentación

Alimentacion	Cantidad		Cantidad por paquete	Precio (euros/u)	Precio total
Fusible 20A(150)	1	703-2663P	1	0.66	0.66
Switch					0
702-3580	1	SW1	1	2.63	2.63
Conversores DC/DC					0
733-1691	1	Traco THL +/-5V	1	17.02	17.02
725-7183	1	NDXD1215 MuRata +/-15V	1	16.18	16.18
Capacitores					0
715-1795	1	100uF, 100V(5)	5	1.036	1.036
	2	2-100nF, 25V multi-layer.			0
	2	2-100uF, 25V, Low ESR			0
Conectores					0
171-685+171-528	4	4-Con.(laranja)-6vias	(50,75)	4.674	18.696
171-657+171-499	1	1-Con(laranja)-2vias(50,75)	(50,75)	1.518	1.518
					57.74

Ilustración 51 Costos y Elementos de Carta de Alimentación.

## Carta de Drivers

Drivers	Cantidad		Cantidad por paquete	Precio (euros/u)	Precio Total
Diodos					
652-7444	1	BYV99(50)	50	0.086	0.086
436-7341	1	1-1n4148	1	0.023	0.023
463-379	1	1-Zener 3.3V(10)	10	0.682	0.682
Resistencias					0
	2	2-10ohm	10		0
	1	1-180	10		0
	1	1-270	10		0
	1	1-680	10		0
135-847	3	3-1k	10	0.027	0.081
135-881	3	3-2k2	10	0.029	0.087
135-904	1	1-4k7	10	0.029	0.029
135-910	5	5-10k	10	0.027	0.135
135-976	1	1-47k	10	0.029	0.029
707-7814	1	1-68k	10	0.019	0.019
707-7814	1	1-270k	10	0.024	0.024
Inductor					0
	1	1-400mH			0
Conectores					0
2332747+233-286	4	4-con.vert(pretos)-2vias		1.11	4.44
171-685+171-528	1	1-con(laranja)-6vias(50,75)		4.674	4.674
Integrados					0
544-2538	2	2-NMA0515		9.08	18.16
221-5535	2	2-NE555		0.485	0.97
547-3699	2	2-6n136		1.32	2.64
428-458	1	Lm311		0.48	0.48
Capacitores					0
699-4844	1	1-10nF(10)		0.481	0.481
699-4891	5	5-100nF(25)		0.356	1.78
711-1425	2	2-10uF(100)		0.027	0.054
711-1413	1	1-4.7uF electrolitico		0.026	0.026
711-1425	1	1-10uF electroliticos		0.027	0.027
Potenciometros					0
	1	1-1k			0
	1	1-22k			0
Transistores					0
326-1141	2	2-VN2410(25)		0.802	1.604
157-4625	1	1-ZVP442		0.732	0.732
463-076	1	1-BC547		0.033	0.033
545-2260	1	1-BC557		0.16	0.16
Switches					0
702-3580	1	1-sw1		2.63	2.63
448-0769	1	1-sw.dosposiciones.6vias.		2.046	2.046
					42.132

Ilustración 52 Costos y Elementos de Carta de Drivers.

### Carta de Osciloscopio Vs PC

Comp.vs.Osciloscopio	Cantidad		Precio (euros/u)	
Diodos				
436-7341	2	2 1n4148	0.023	0.046
Resistencias				0
	1	10ohms		0
135-847	1	1-1k(10)-ninguna	0.027	0.027
135-881	1	1-2k2(10)	0.029	0.029
135-904	2	2-4k7(10)	0.029	0.058
135-910	10	10-10k(10)	0.027	0.27
707-7814	1	1-68k(10)	0.019	0.019
707-7814	1	1-270k(10)	0.024	0.024
Conectores				0
2332747+233-2860	2	2-con.vert(pretos)-2vias	1.11	2.22
171-685+171-528	1	1-con(laranja)-6vias	4.674	4.674
Integrados				0
544-2538	1	1-NMA0515	9.08	9.08
	1	MAX038k		0
221-5535	1	NE555	0.485	0.485
547-3699	1	6n136	1.32	1.32
304-217P	1	TI082(250)	0.27	0.27
Capacitores				0
699-4881	1	1-1nF(10)	0.383	0.383
699-4844	1	1-10nF	0.481	0.481
699-4863	4	4-75pF	0.202	0.808
699-4891	2	2-0.1uF	0.356	0.712
711-1425	2	2-10uF	0.027	0.054
715-1650	1	1-47uF(10)	0.516	0.516
684-4336	2	2-1uF Tantalum(5)	0.63	1.26
Potenciometros				0
	1	1-1k		0
	1	1-22k		0
Transistores				0
326-1141	1	1-VN2410(25)	0.802	0.802
157-4625	1	1-ZVP442	0.732	0.732
463-076	1	1-BC547	0.033	0.033
Switches				0
702-3580	1	1sw1	2.63	2.63
				26.933

Ilustración 53 Costos y Elementos de Carta de Osciloscopio vs Pc.

### Anexo 4: Resultados del Modelado

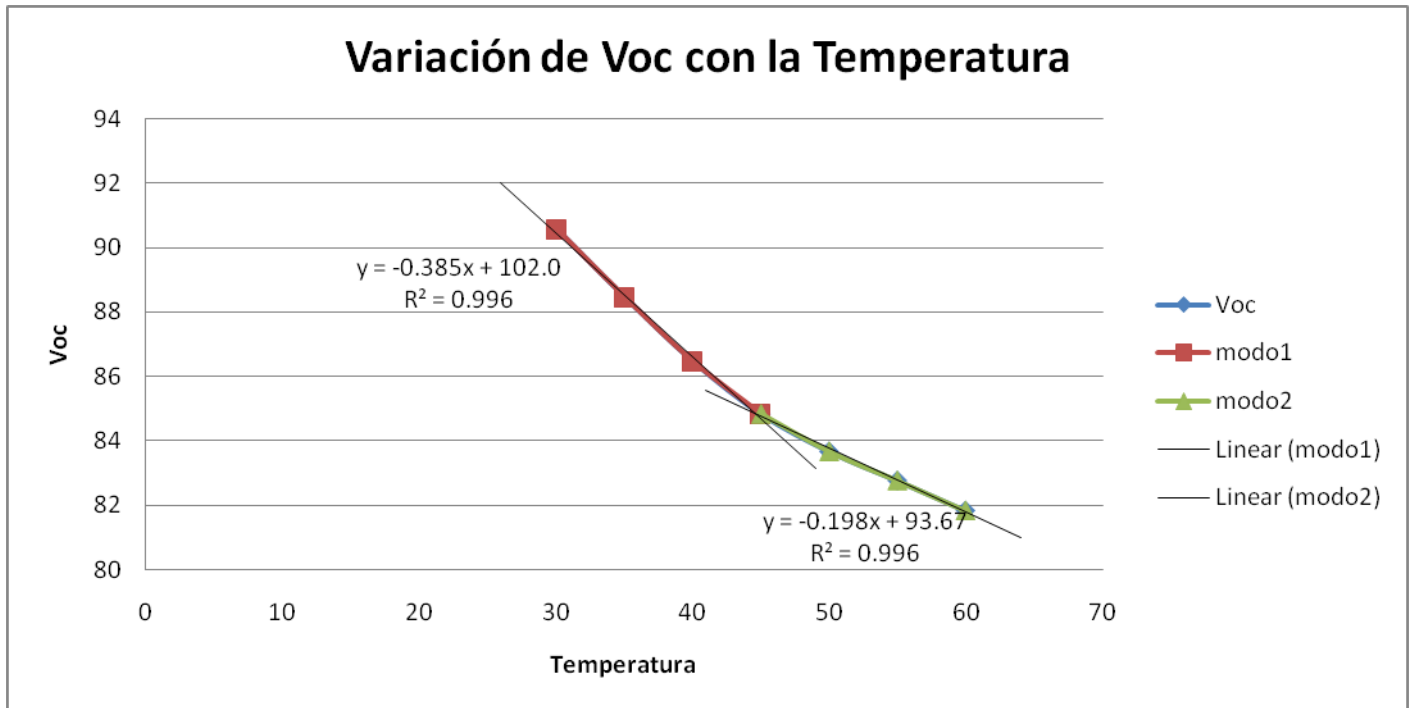


Ilustración 54 Variación de Voc con la Temperatura.

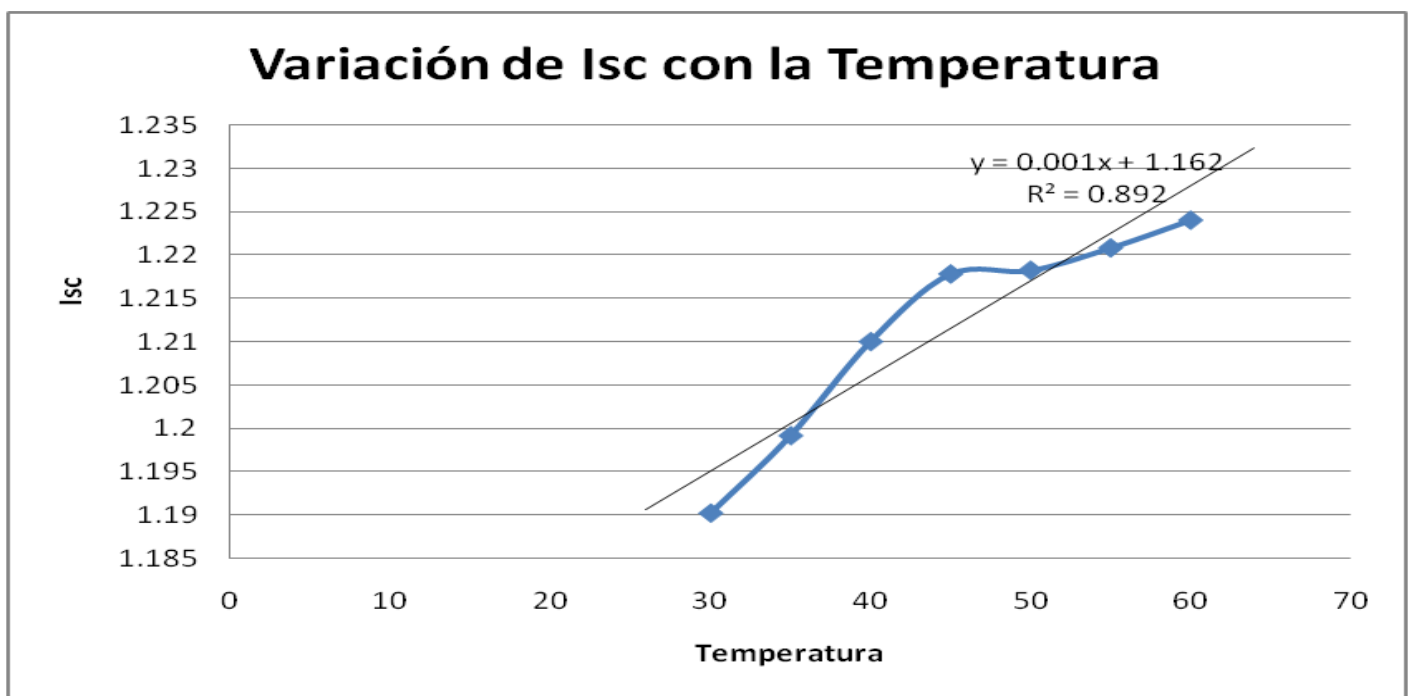


Ilustración 55 Variación de Isc con la Temperatura.

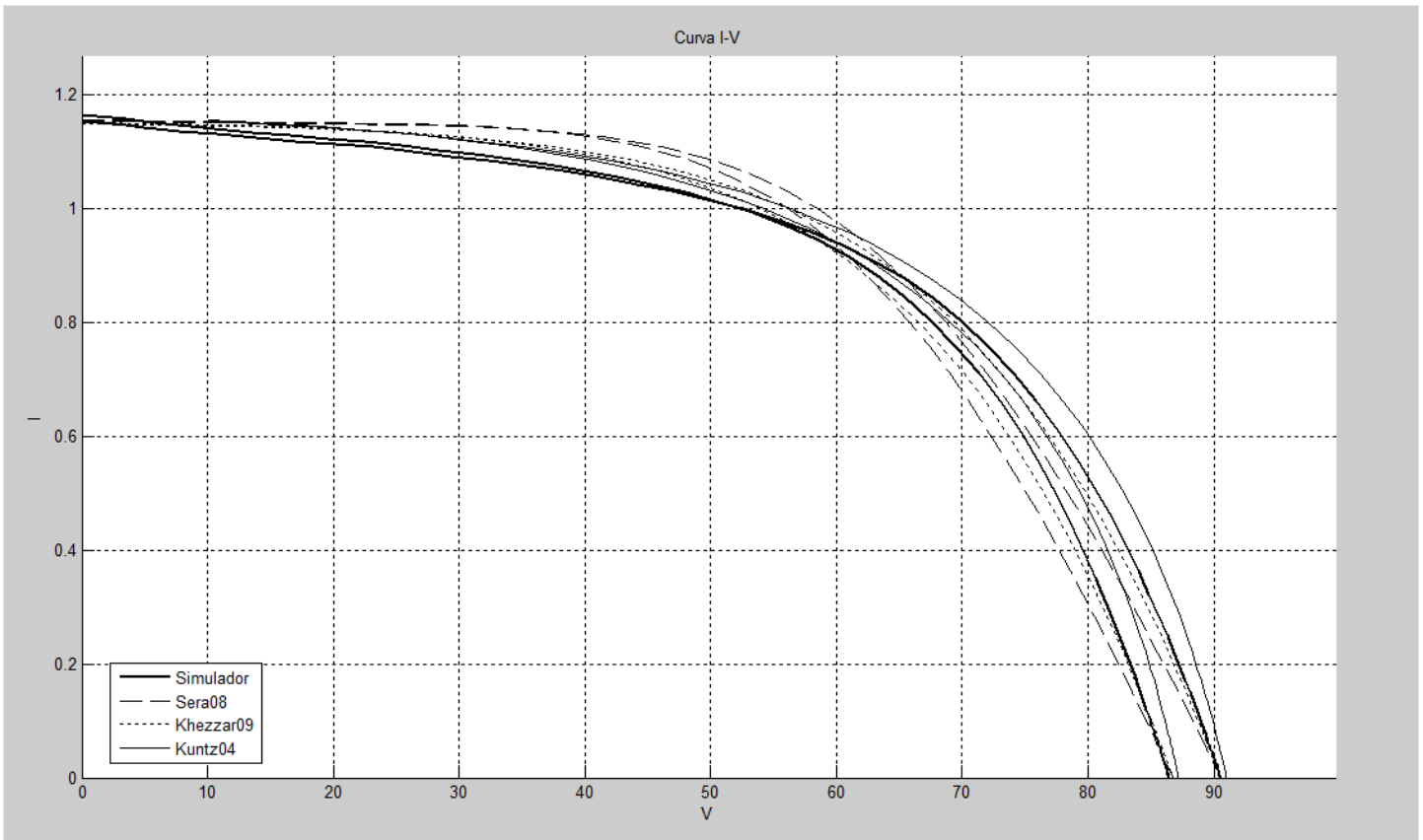


Ilustración 56 Curva I-V a 40 y 50 °C.

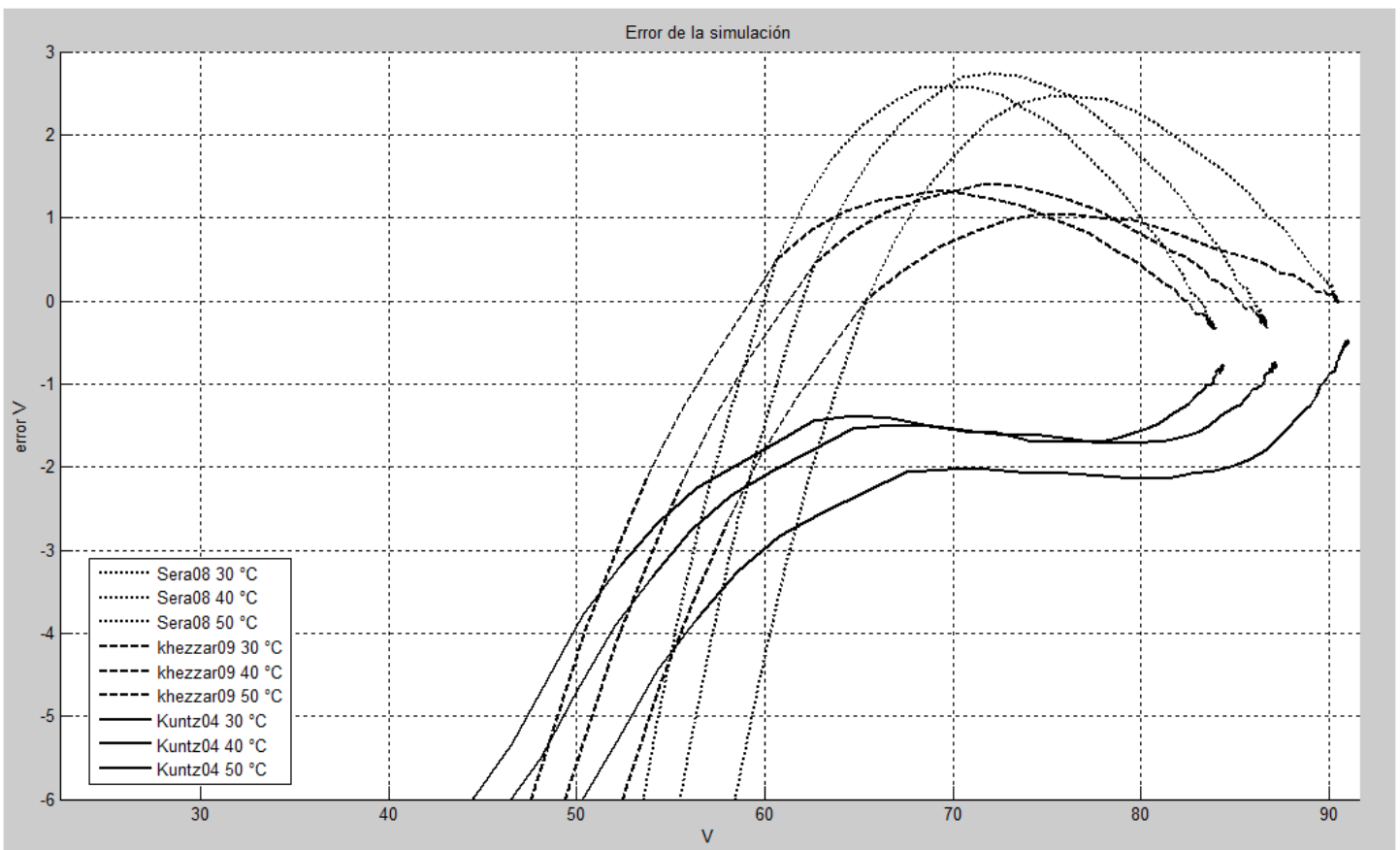


Ilustración 57 Error Respecto a la Tensión.

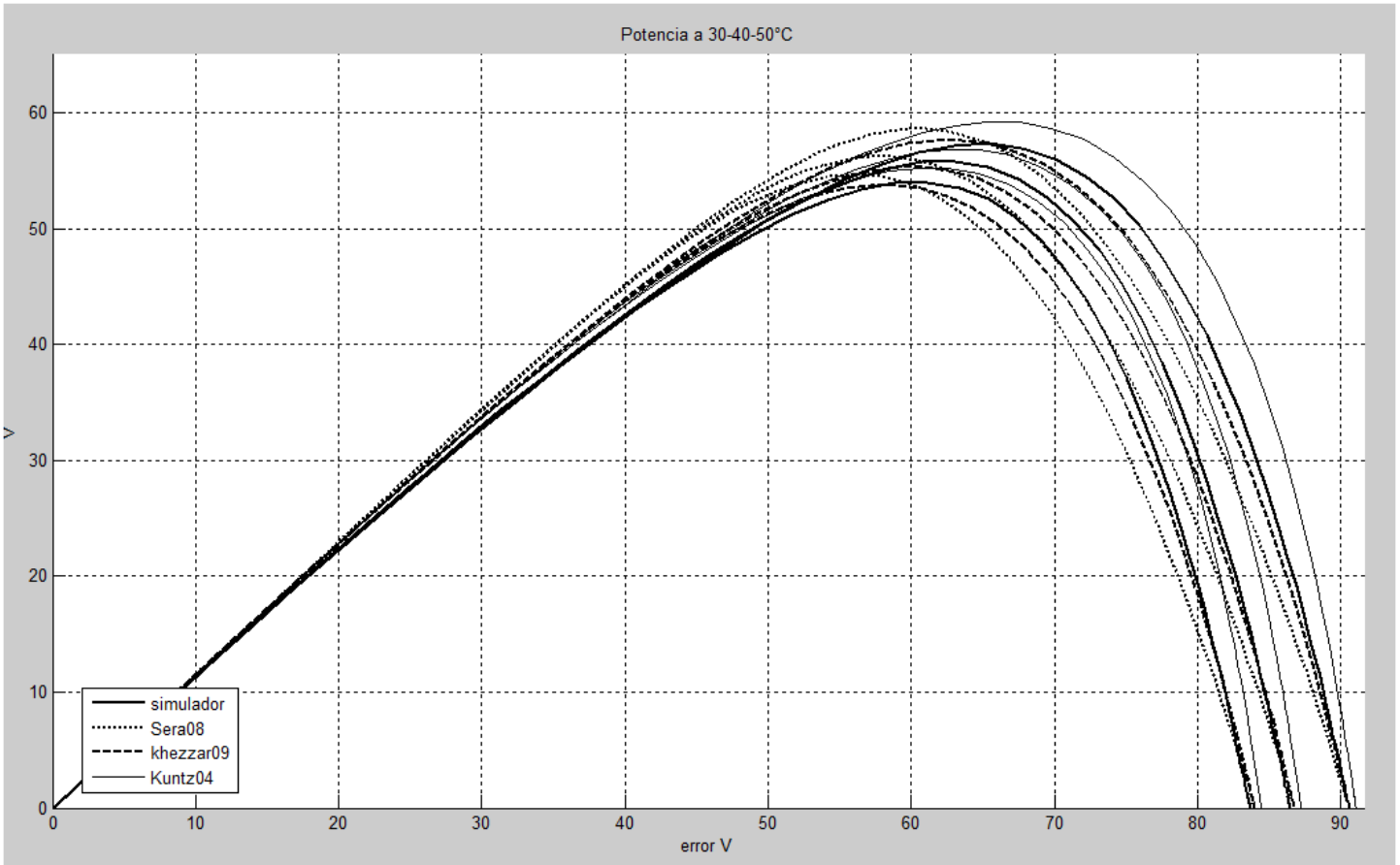
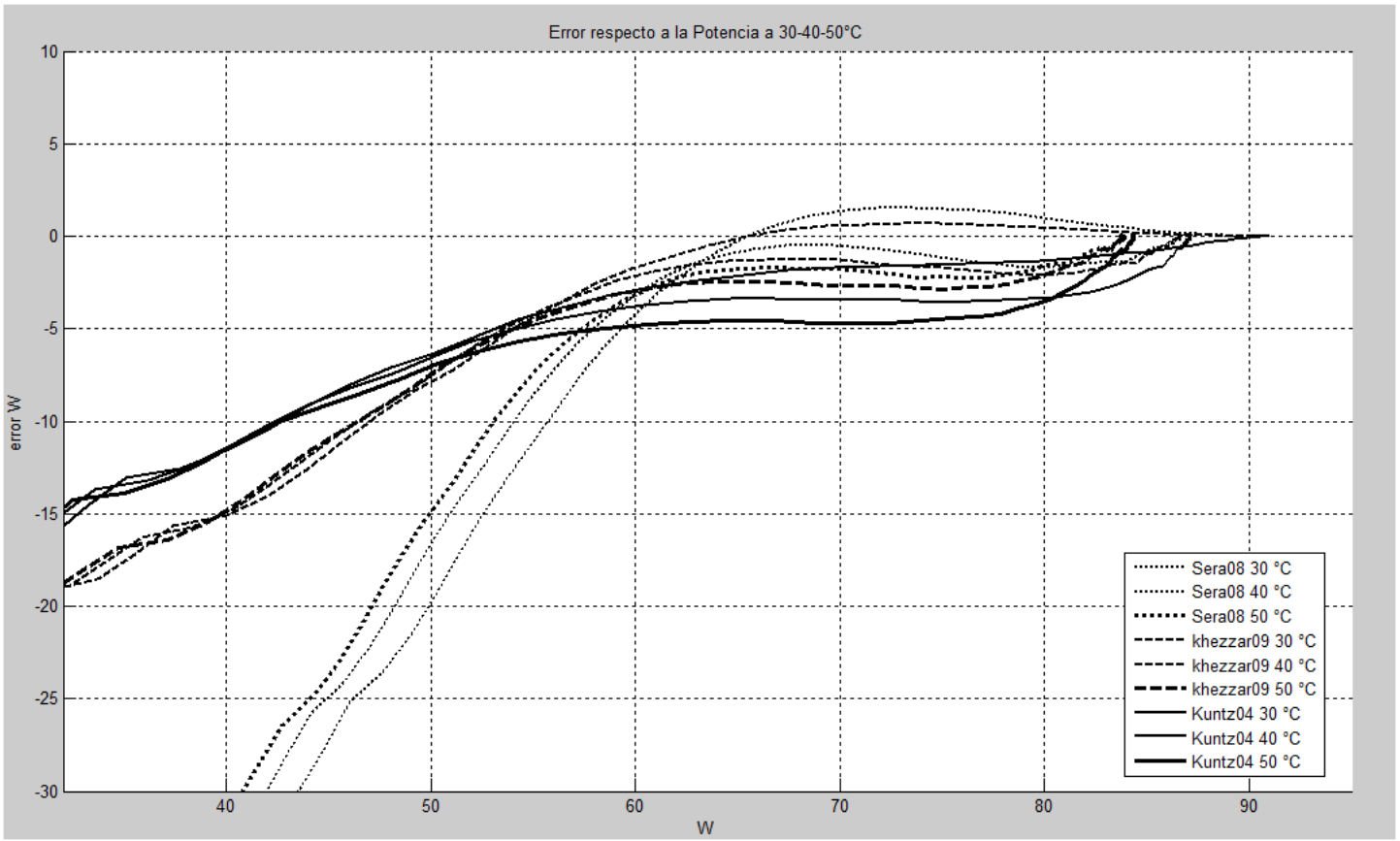


Ilustración 58 Curva P-V a 30-40 y 50 °C.



**Ilustración 59 Error Respecto a la Potencia.**

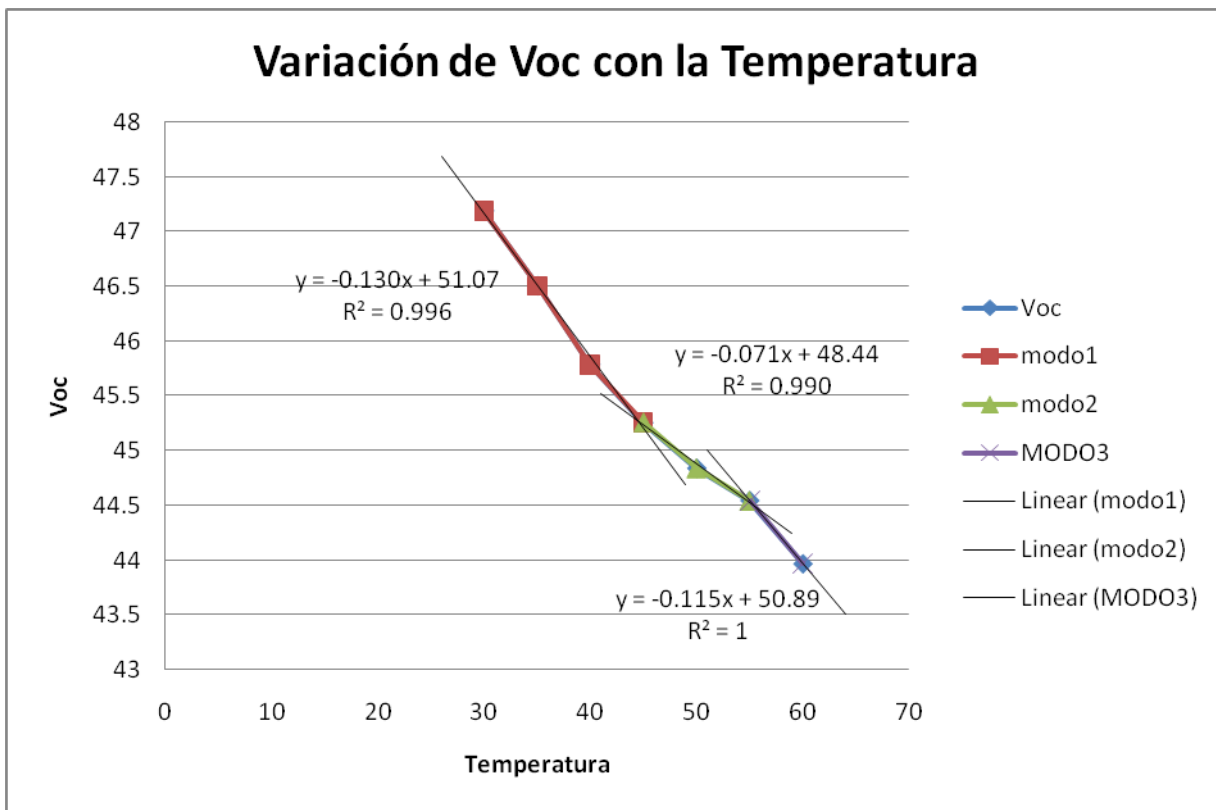


Ilustración 60 Variación de Voc con la Temperatura.

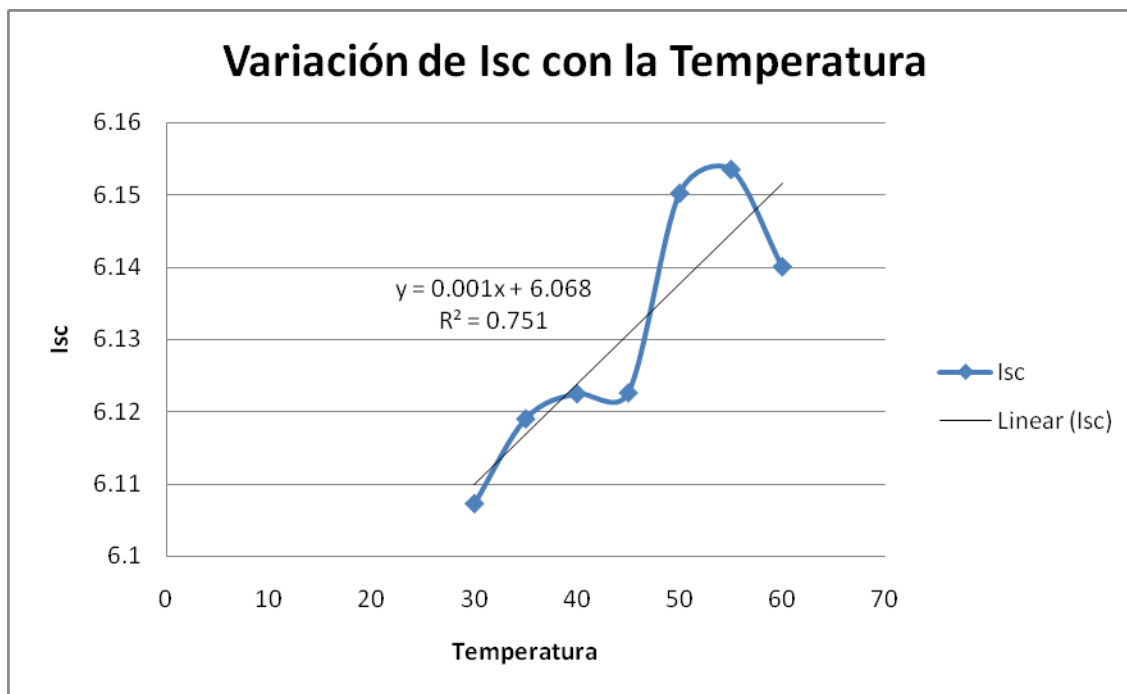


Ilustración 61 Variación de Isc con la Temperatura.

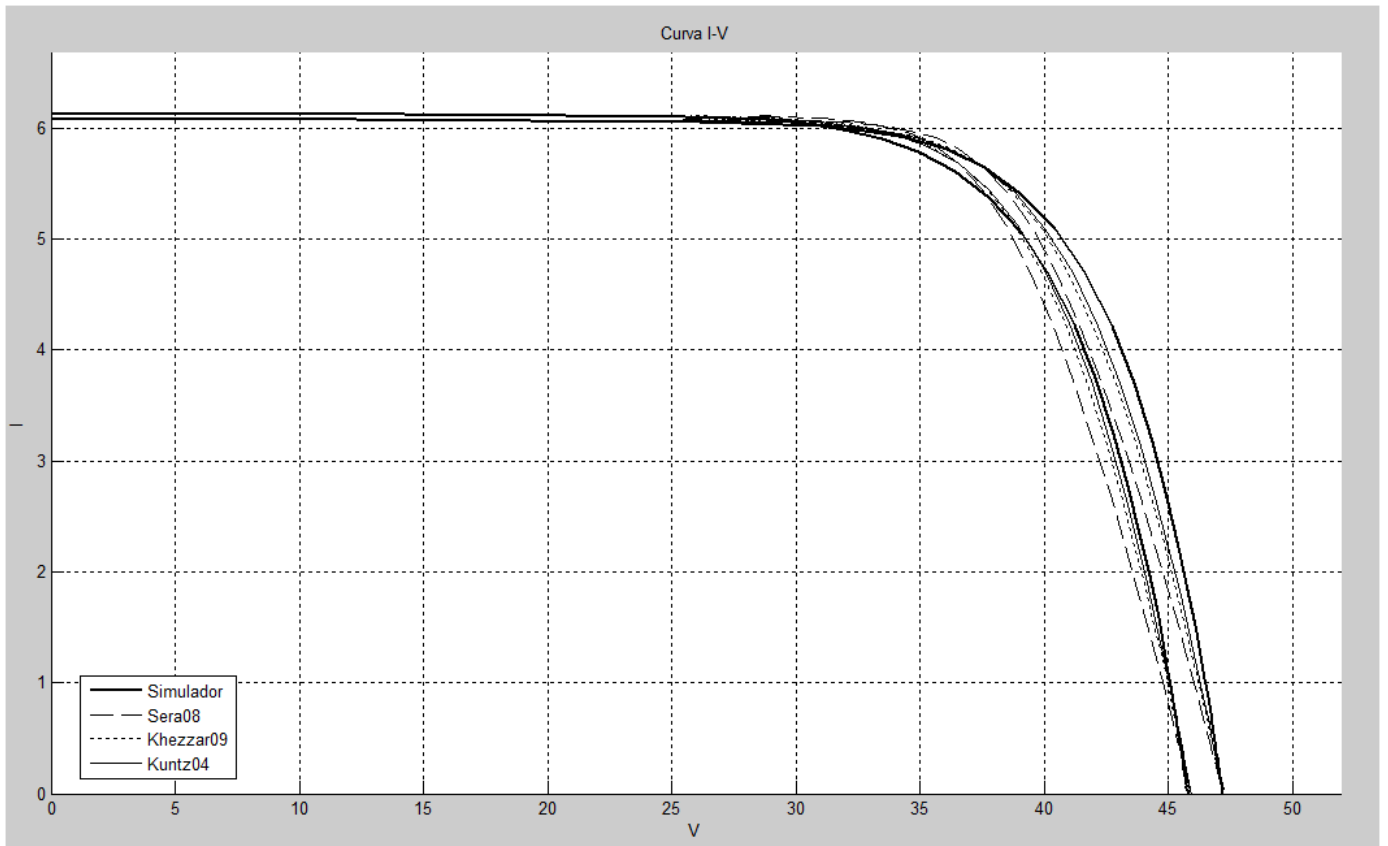
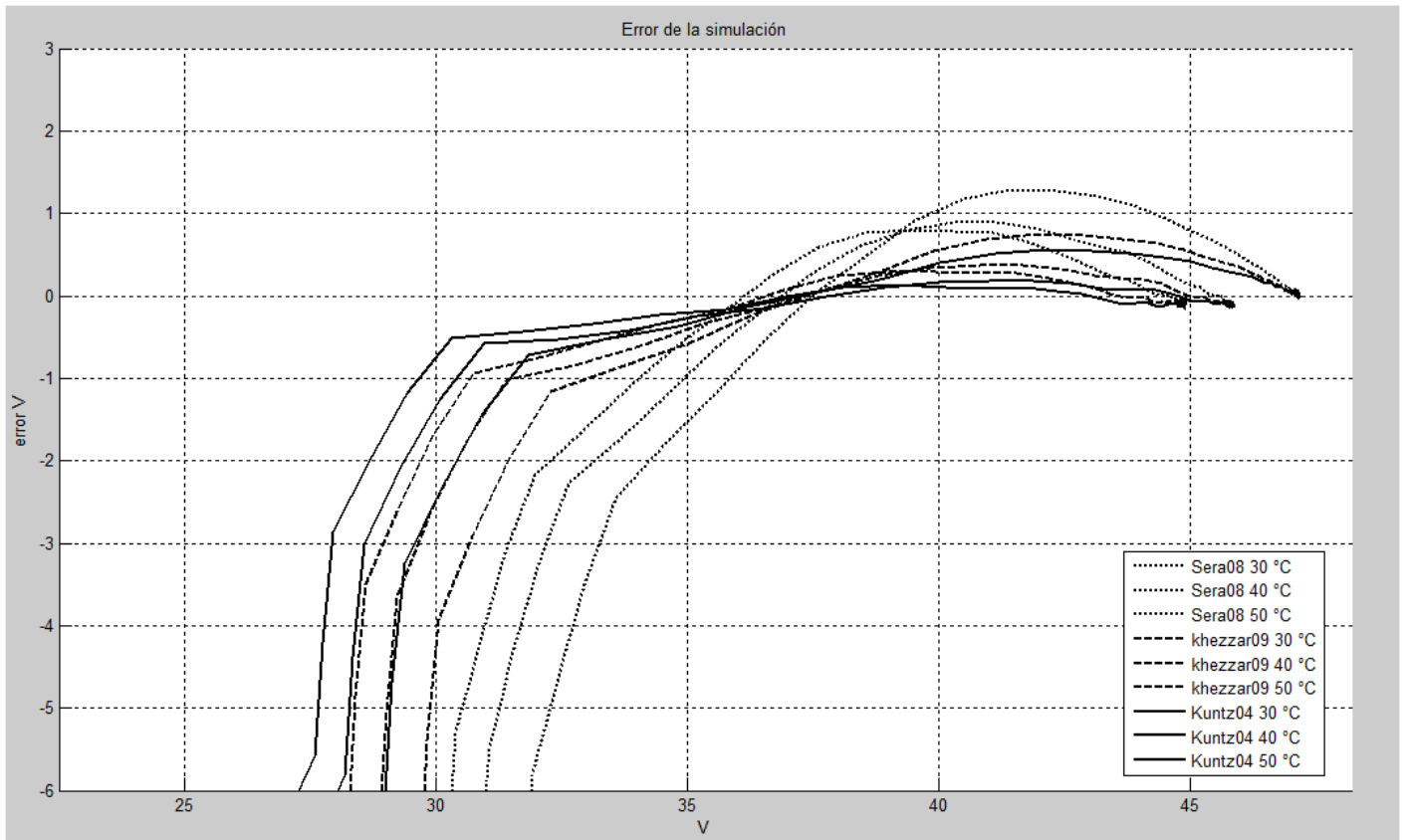


Ilustración 62 Curva I-V a 40 y 50 °C.



**Ilustración 63 Error Respecto a la Tensión.**

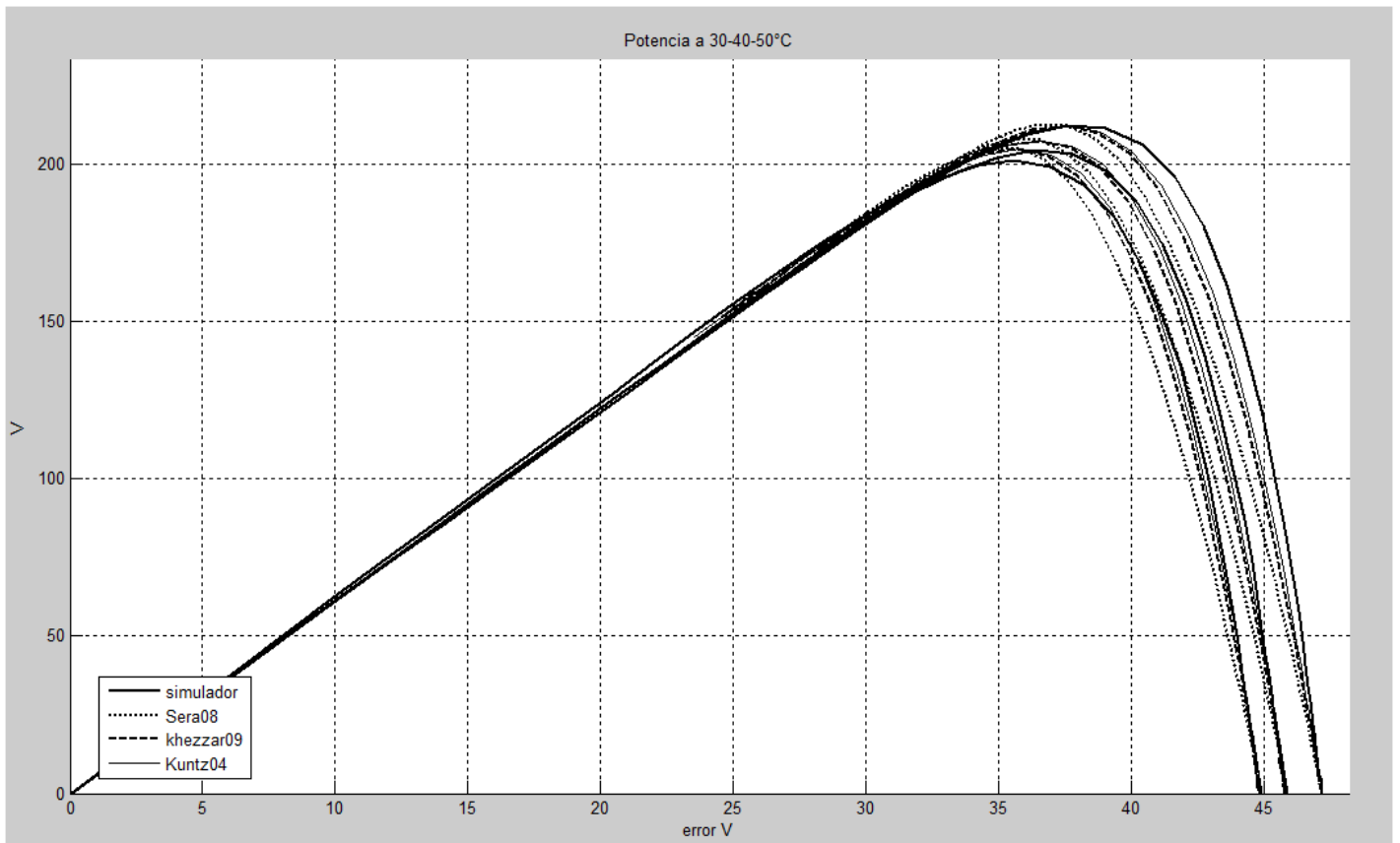


Ilustración 64 Curva P-V a 30-40 y 50 °C.

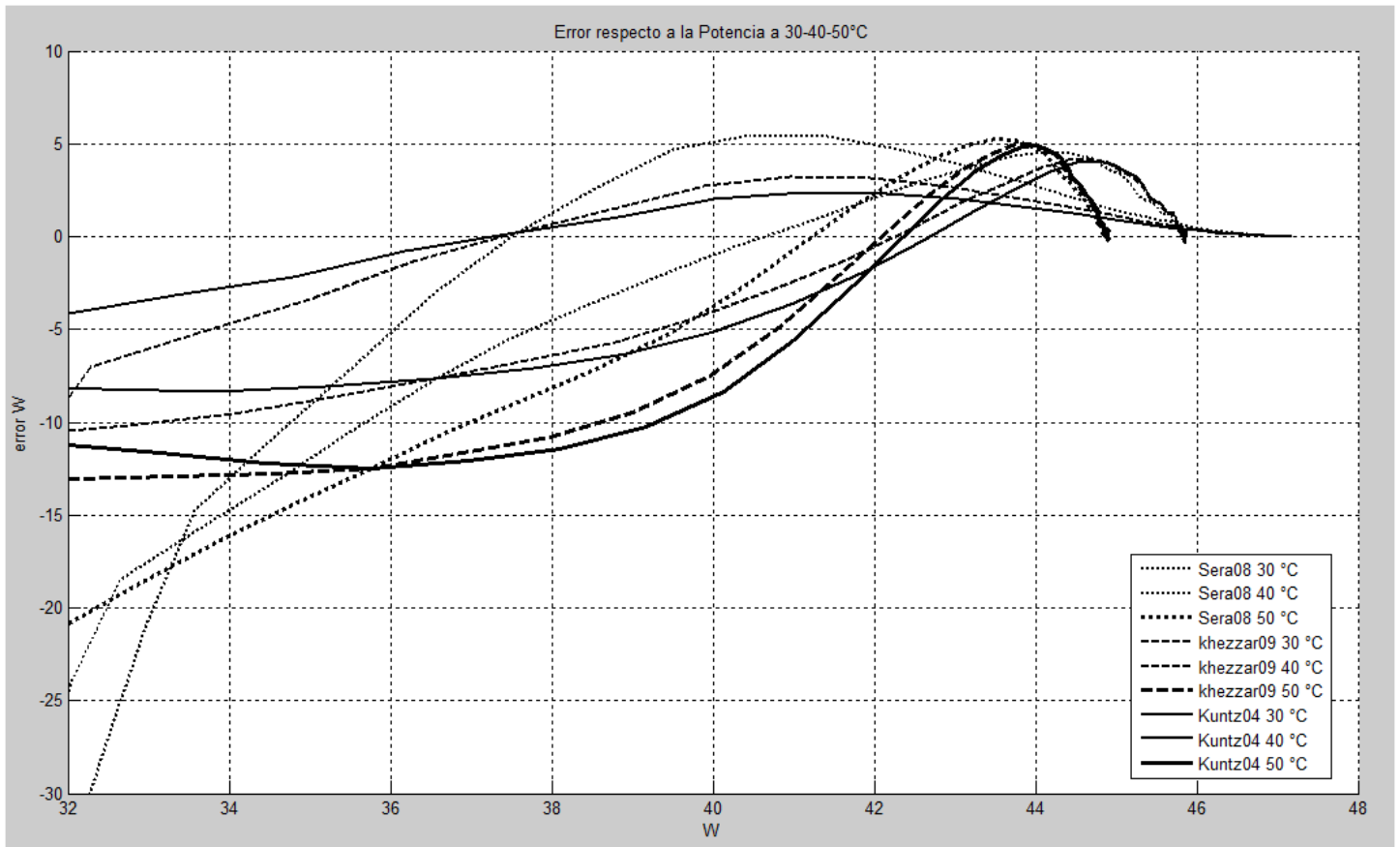


Ilustración 65 Error Respecto a la Potencia.

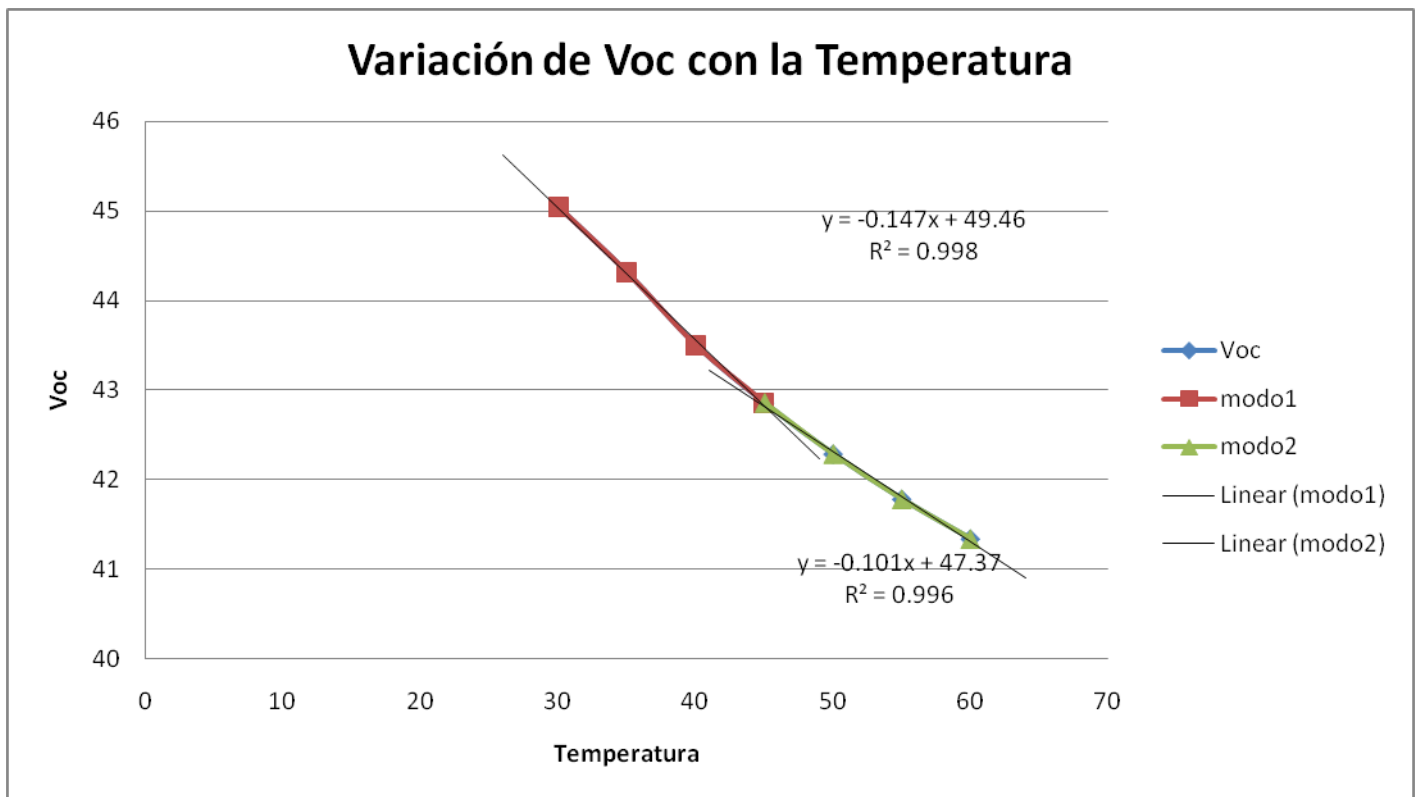


Ilustración 66 Variación de Voc con la Temperatura.

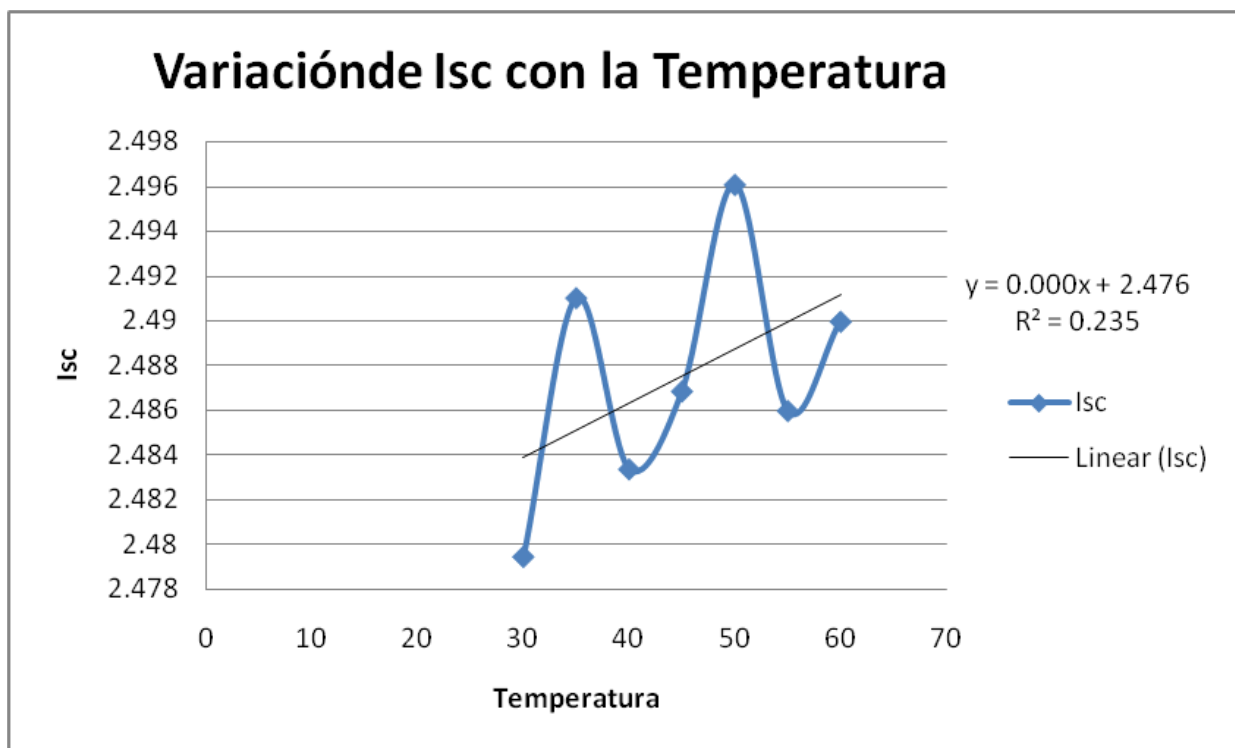


Ilustración 67 Variación de Isc con la Temperatura.

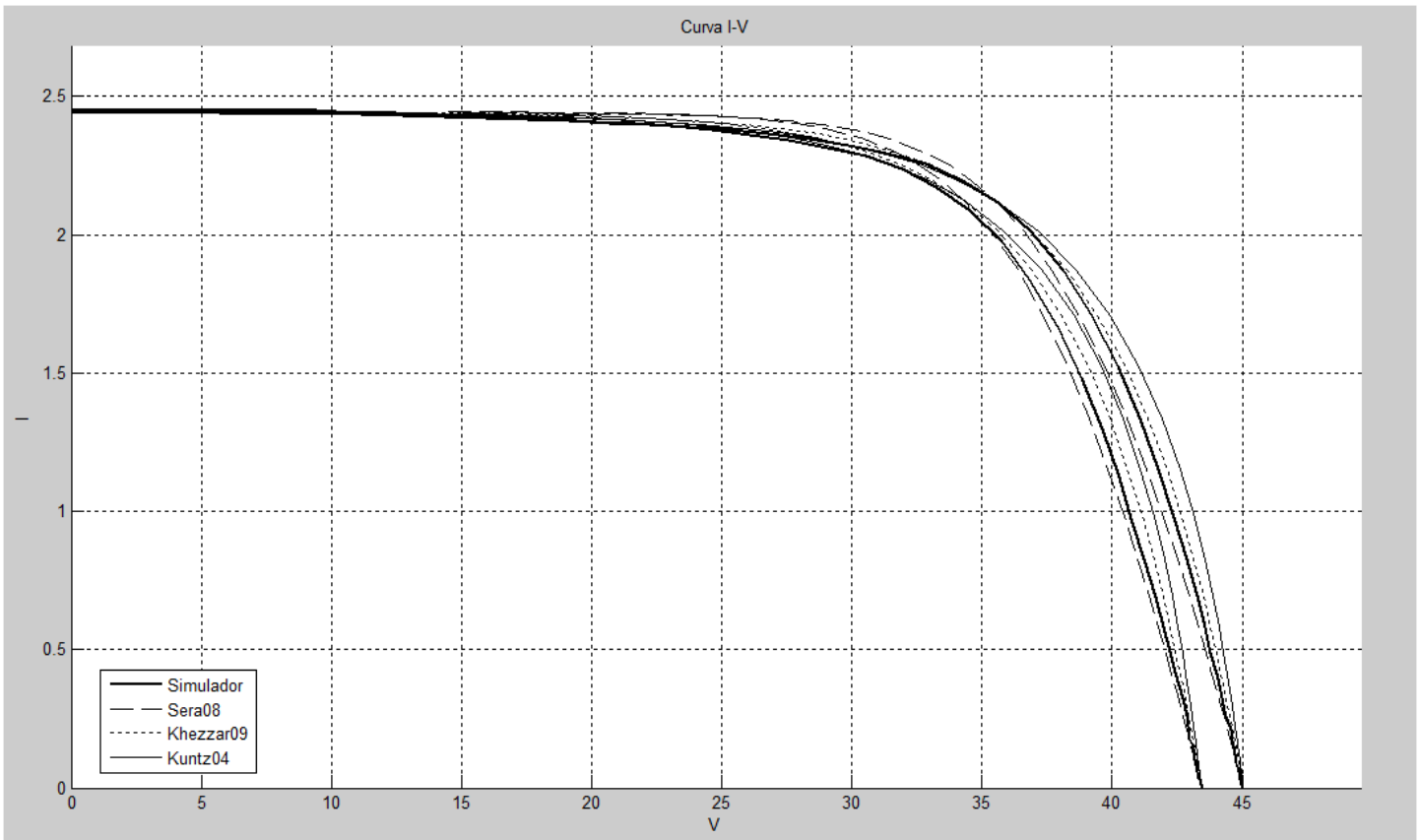


Ilustración 68 Curva I-V a 40 y 50 °C.

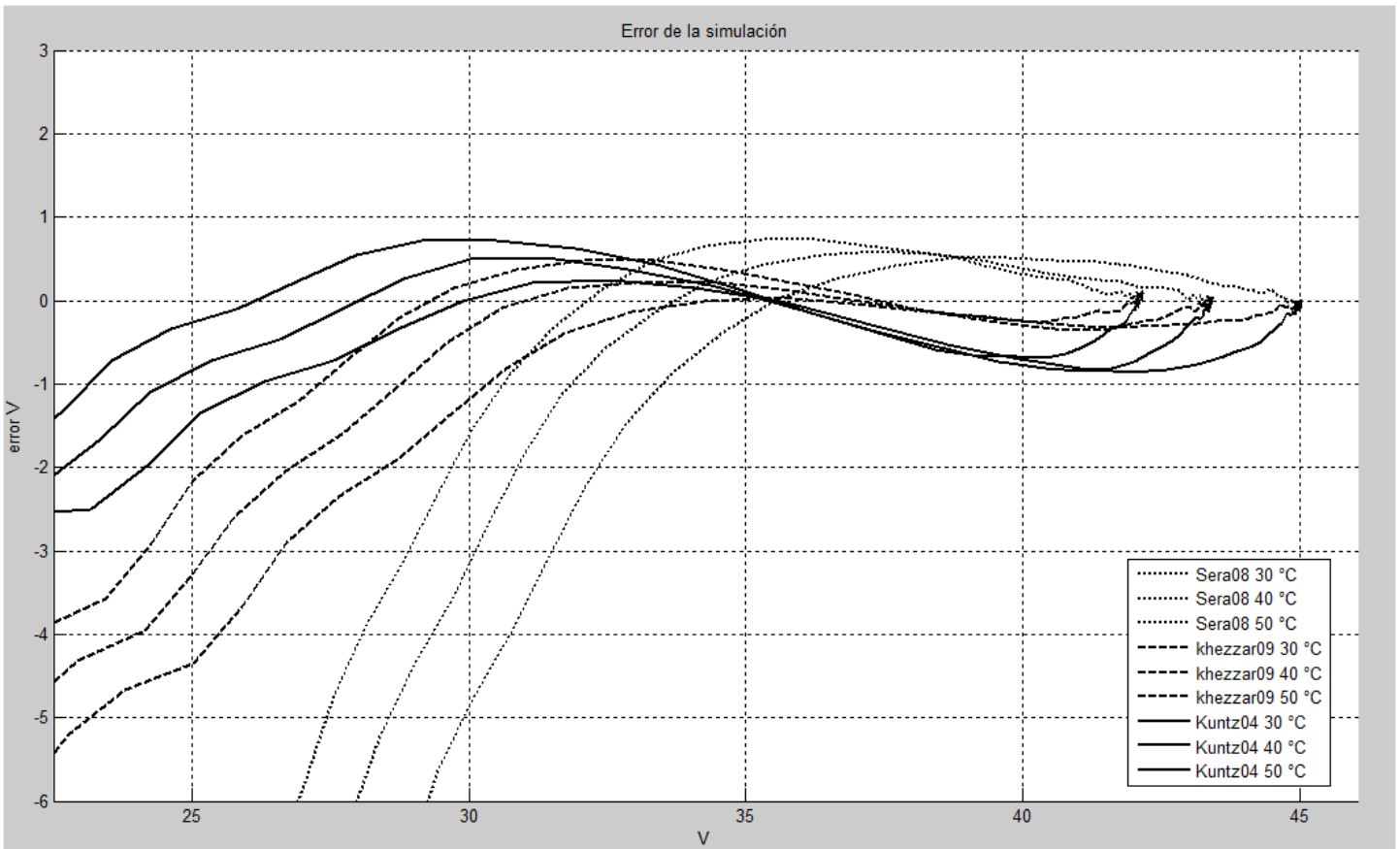


Ilustración 69 Error Respecto a la Tensión.

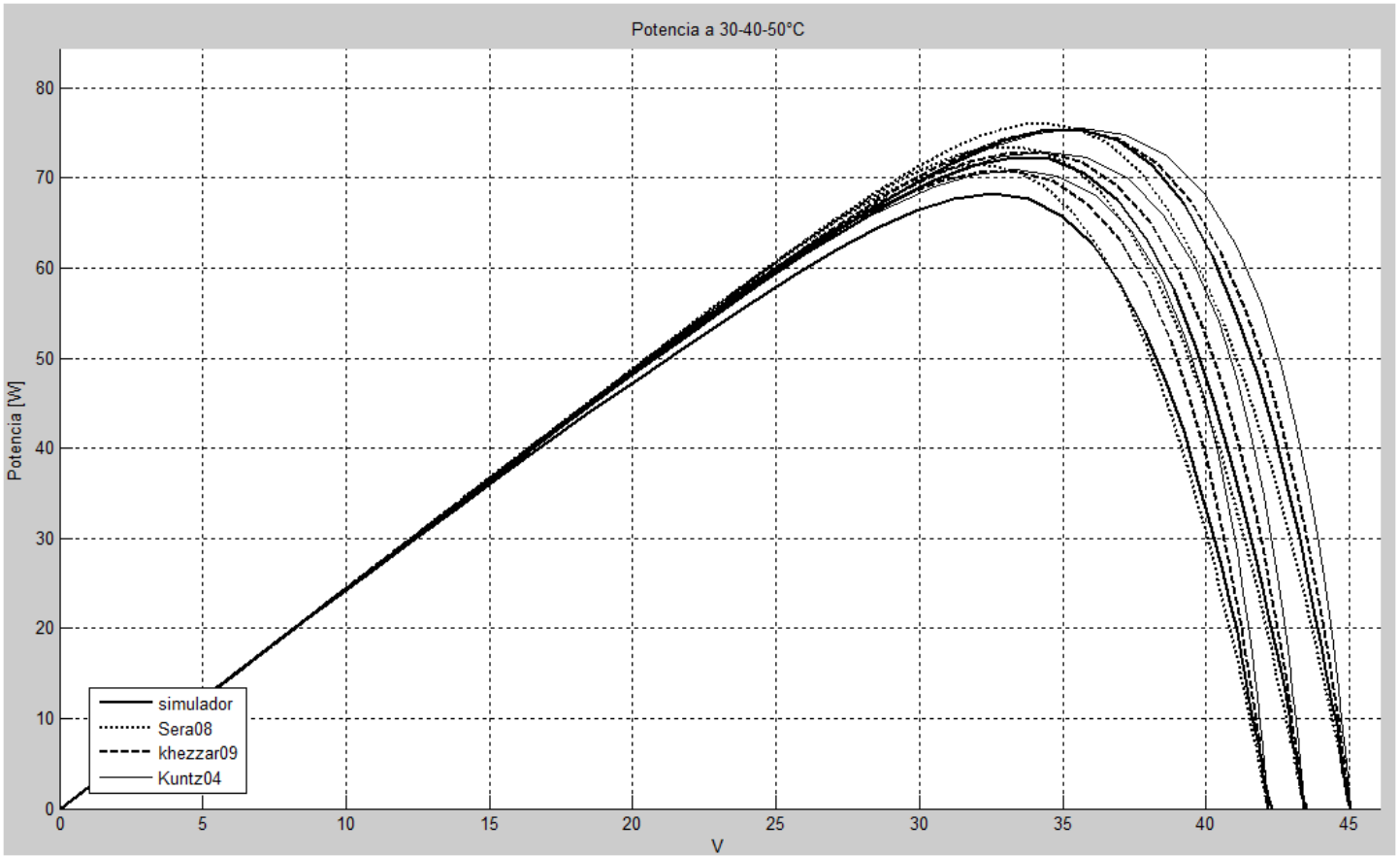


Ilustración 70 Curva P-V a 30-40 y 50 °C.

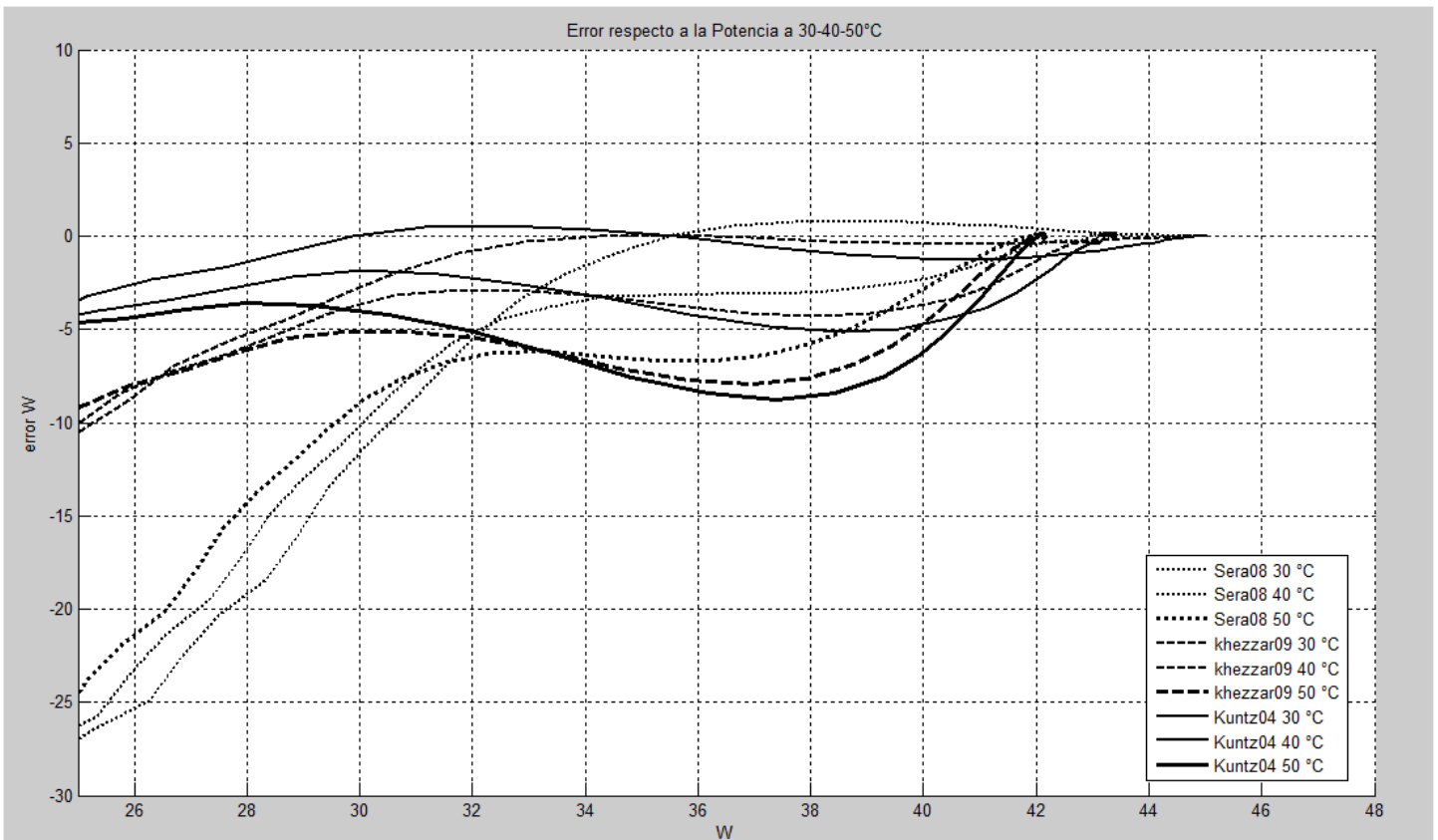


Ilustración 71 Error Respecto a la Potencia.

Bornay GFM 160

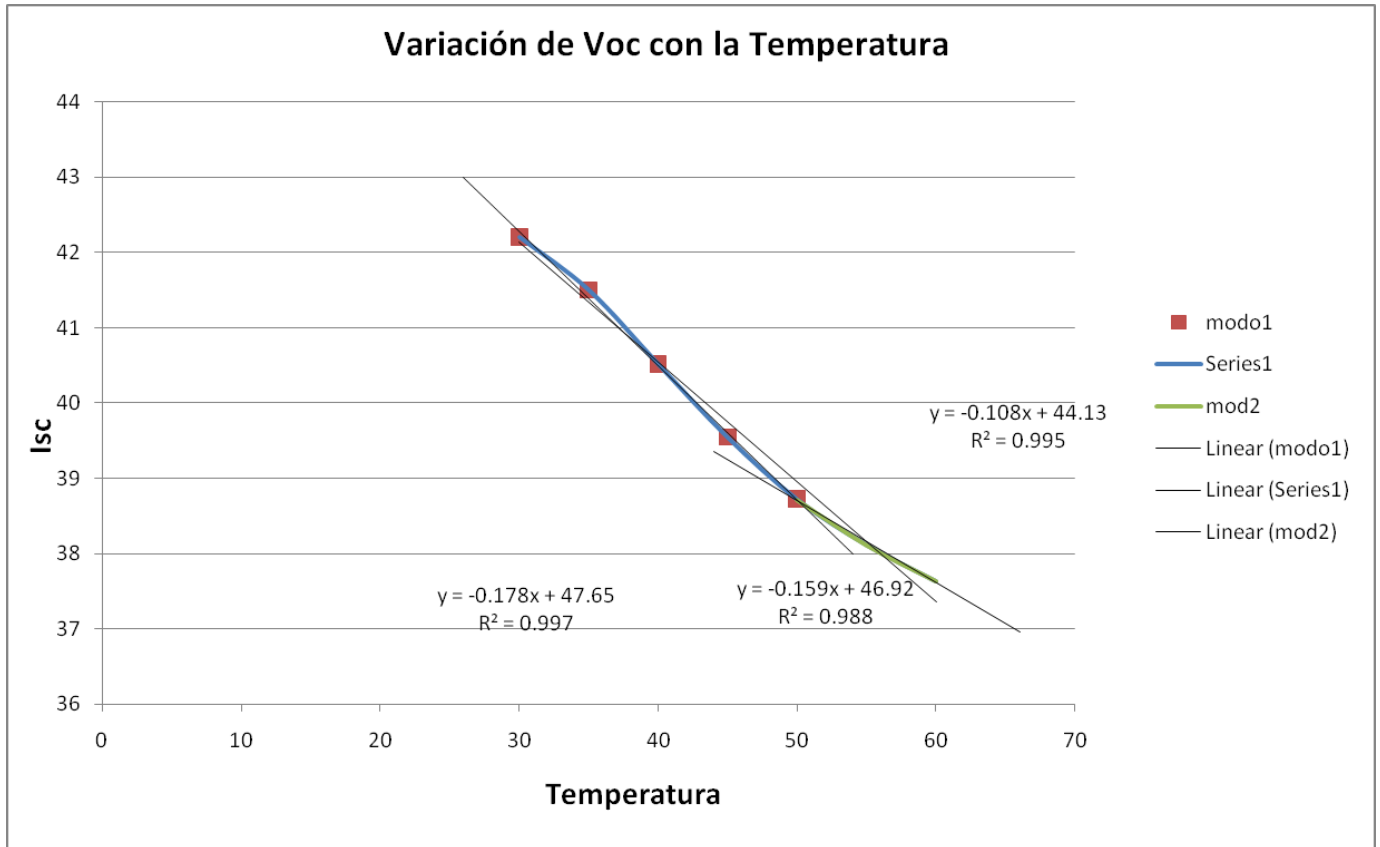
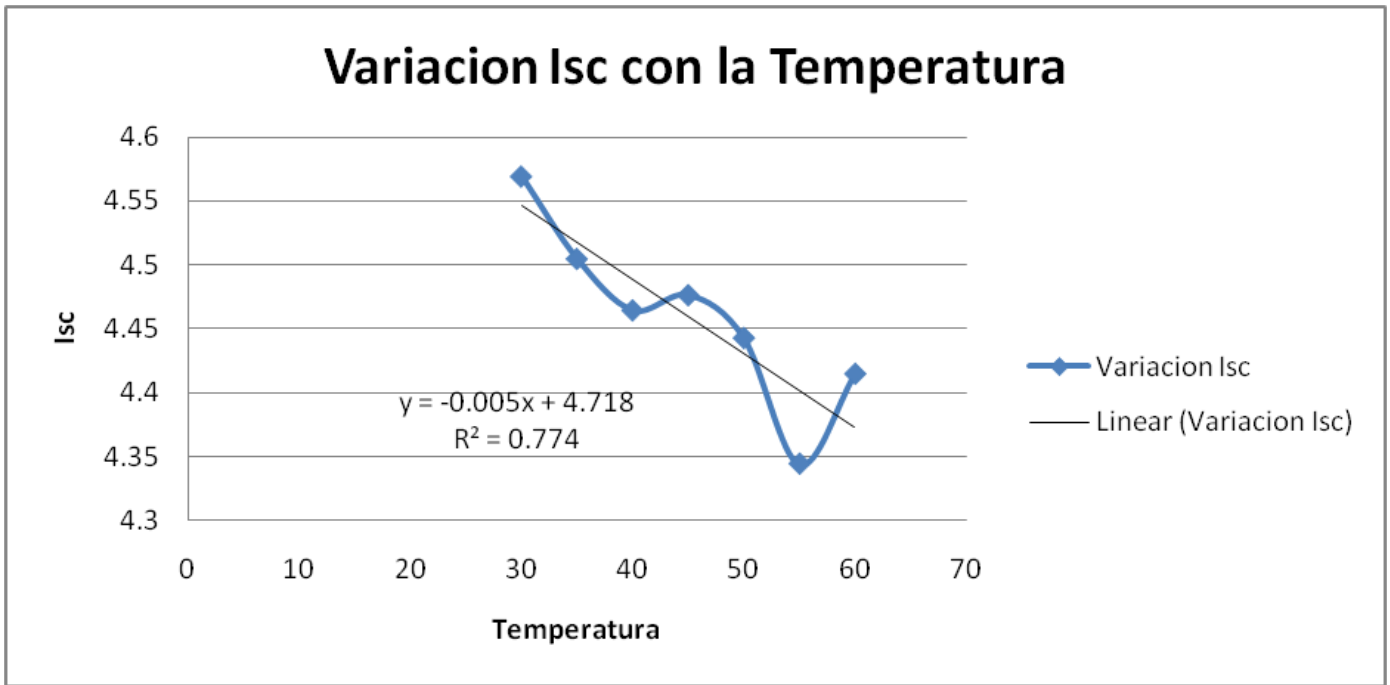
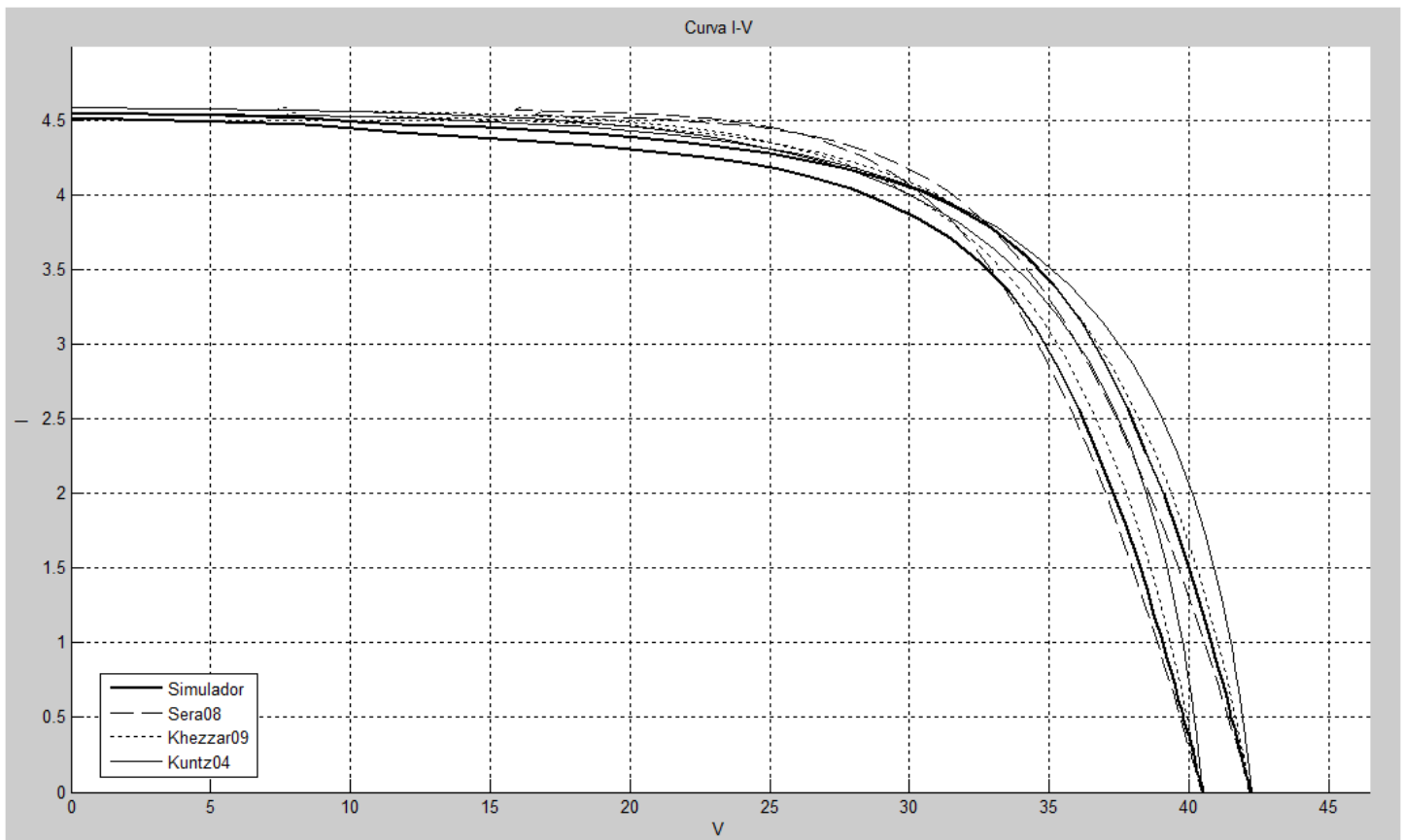


Ilustración 72 Variación de Voc con la Temperatura.



**Ilustración 73 Variación de Isc con la Temperatura.**



**Ilustración 74 Curva I-V a 40 y 50 °C.**

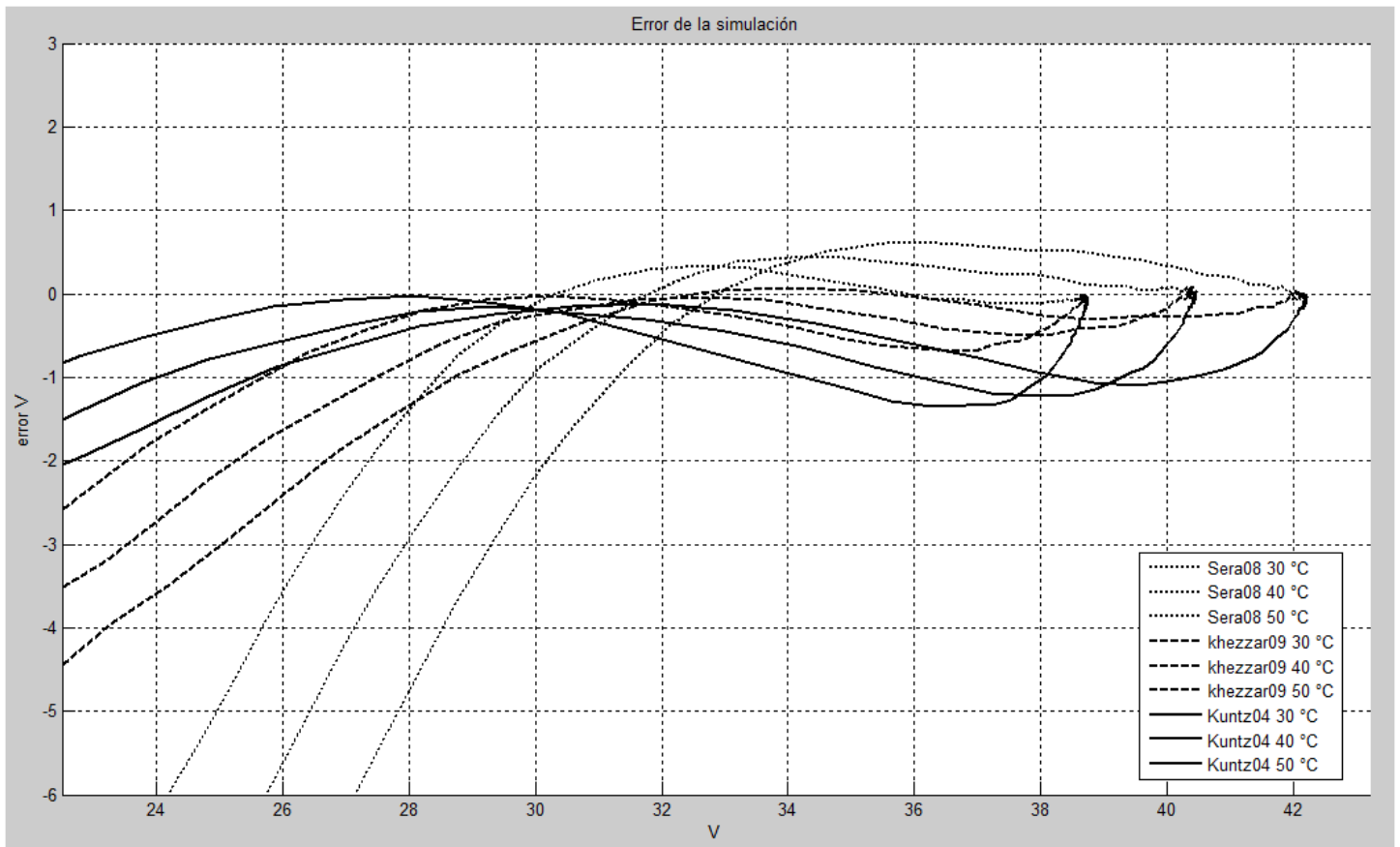


Ilustración 75 Error Respecto a la Tensión.

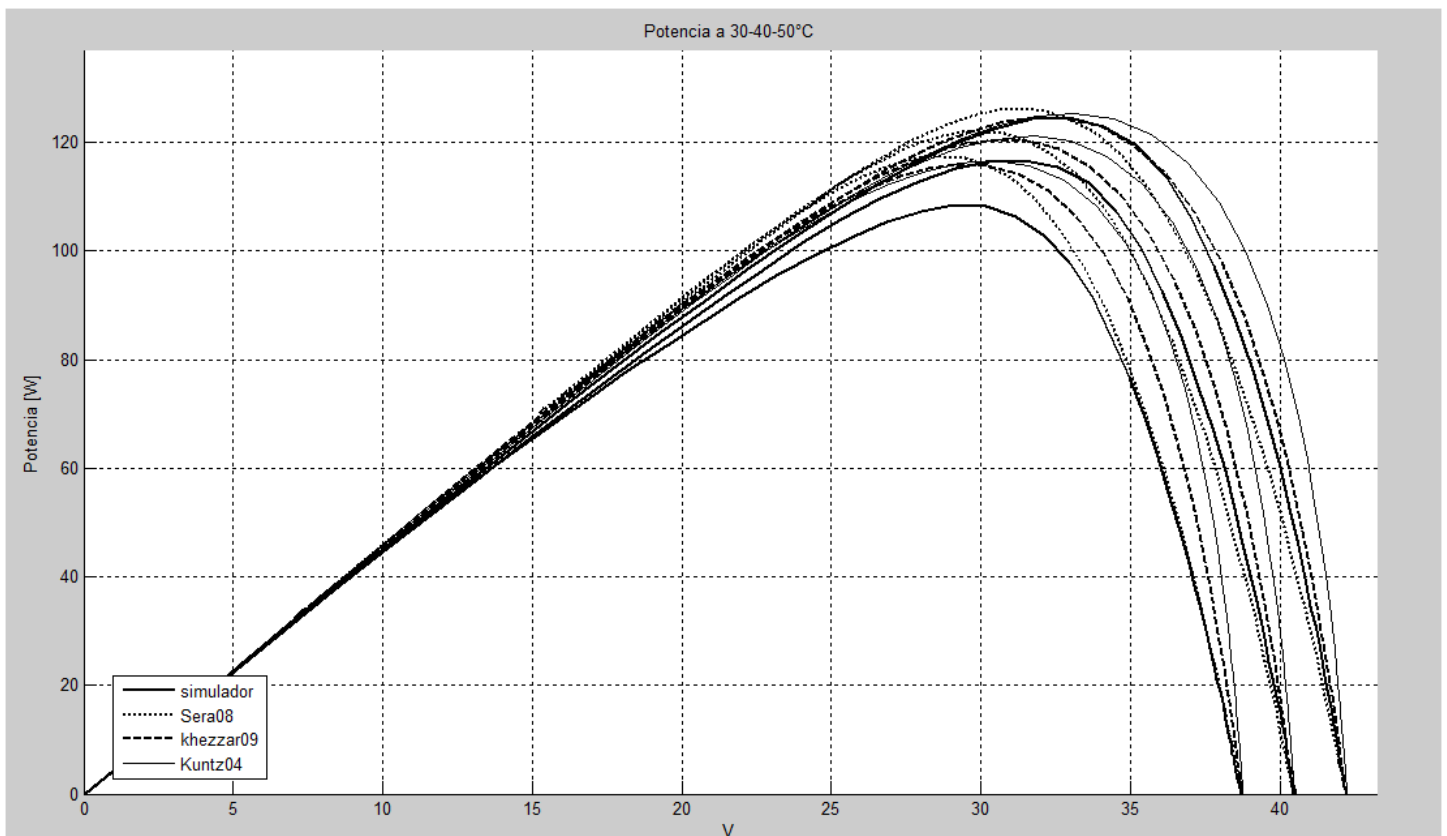


Ilustración 76 Curva P-V a 30-40 y 50 °C.

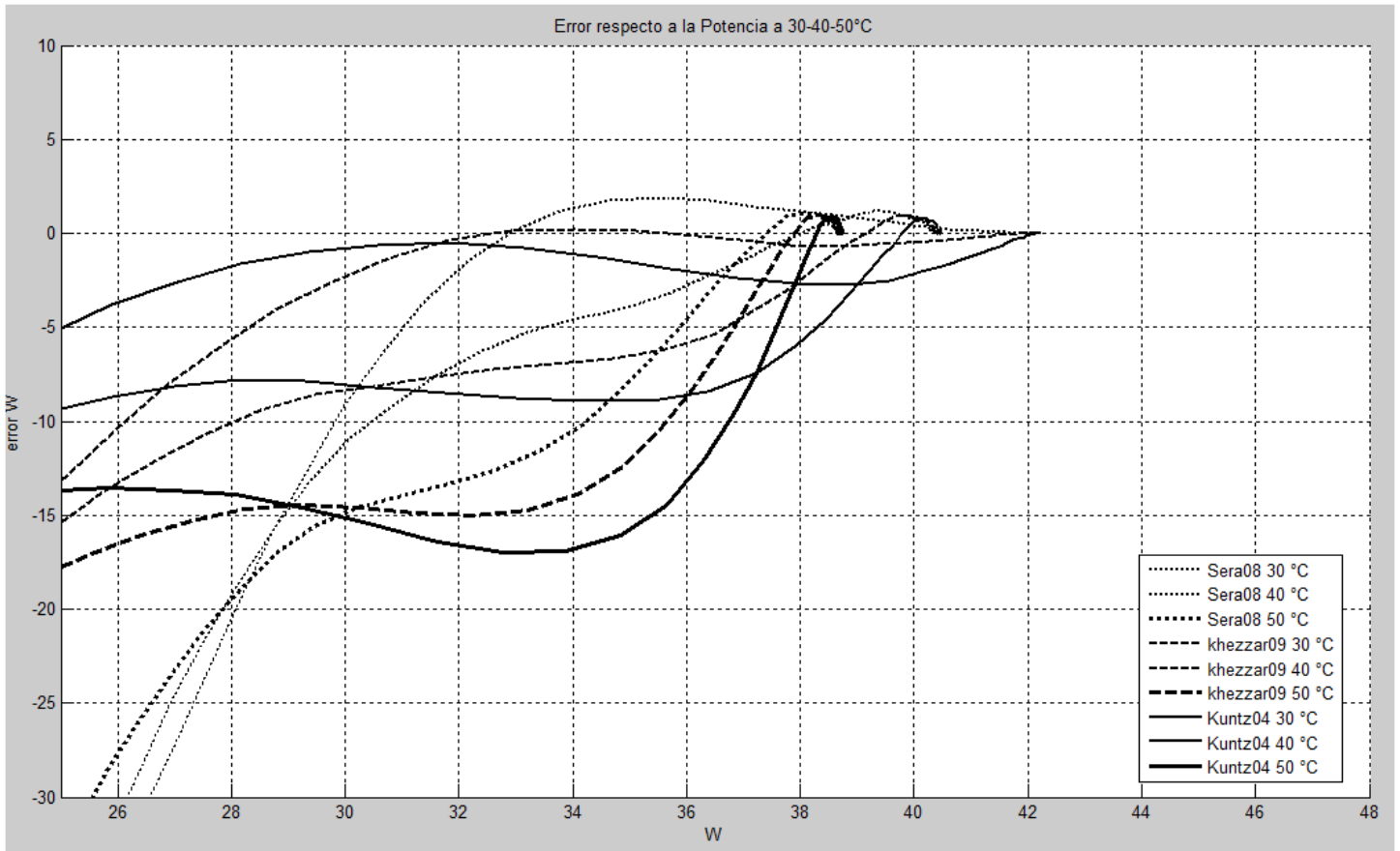


Ilustración 77 Error Respecto a la Potencia.