



**Revista Internacional de Investigación e Innovación
Tecnológica**

Página principal: www.riit.com.mx

Análisis de la Temperatura en el Comportamiento Eléctrico de un Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red

Analysis of the Temperature in the Electrical Behavior of a Photovoltaic System Interconnected to the Network

López-Meraz, R. A., Del Ángel-Ramos, J.A.

Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Veracruzana, Xalapa, México, C.P. 91000
Correo de autor en correspondencia: meraz_raul@hotmail.com

Innovación tecnológica: Caracterización del efecto de la temperatura en la generación fotovoltaica.

Área de aplicación industrial: Desarrollo de energías renovables. Uso eficiente de la energía.

Recibido: 29 enero 2016.

Aceptado: 29 mayo 2017.

Resumen

La pérdida de potencia de un sistema fotovoltaico se produce por diversos motivos (la temperatura ambiente, el sombreado del generador, su alineación errónea con respecto al eje Norte-Sur, suciedad, entre otros), muchos de los cuales están relacionados directamente con el sobrecalentamiento de los módulos, siendo la temperatura una de las variables de mayor relevancia en el desempeño de estos sistemas. Este trabajo tuvo como objetivo determinar el efecto de la temperatura en los parámetros eléctricos y, por ende, en la producción de energía a temperaturas superiores a 25° C en las celdas solares de una instalación residencial conectada a la red, localizada en la ciudad de Xalapa, Veracruz, con capacidad de 1.08 kWp. El comportamiento de la interacción del generador con la red se midió con el analizador de redes Powerpad 8335. El estudio energético se obtuvo a través del monitoreo de variables climatológicas (irradiancia, velocidad del viento y temperatura ambiente) medidas con la estación meteorológica Vantage Pro 2, del 22 de marzo al 6 de mayo de 2012. La temperatura en el arreglo fotovoltaico se midió con 4 sensores LM35, mientras que la irradiancia, en el plano de los módulos, se consiguió con una celda referenciada. La adquisición de datos se realizó con la ayuda del software LabView 2010 y la tarjeta NI USB-6008. El modelo matemático con el que se describe la influencia del calentamiento en las celdas con la ayuda de la parte experimental es el propuesto por Alonso y Chenlo (2006). Por último, se usó la termografía, a través de la cámara termográfica TI25, para observar la distribución de temperaturas en el mencionado sistema.

Palabras clave: Adquisición de datos; Irradiancia; Potencia; Temperatura; Voltaje.

Abstract

The power loss of a photovoltaic system occurs for various reasons (ambient temperature, shading of the generator, its misalignment, dirt, etc.), many of which are directly related to the overheating of the modules, with the temperature being one of the most important variables in the performance of these systems. This study aimed to determine the thermal effect on the electrical parameters and thus in the energy production at temperatures above 25 °C in solar cells in a residential installation connected to the network, located in the city of Xalapa, Veracruz, with a capacity of 1.08 kWp. The behavior of the interaction with the network generator was measured with the network analyzer PowerPad 8335. The energy study was conducted through monitoring of weather variables (irradiance, wind speed and temperature) measured with the weather station Vantage Pro 2 from March 22nd to May 6th 2012. The temperature in the PV array was measured with 4 sensors LM35, while irradiance in the plane of the modules, was achieved with a calibrated cell. Data acquisition was performed using the software LabView 2010 and NI USB-6008 card. The mathematical model that describes the influence of heating on cells with the help of the experimental part is proposed by Alonso and Chenlo (2006). Finally, thermography was used, through the TI25 thermal imager to observe the temperature distribution in the aforementioned system.

Key words: Data acquisition; Irradiance; Power; Temperature; Voltage.

1. Introducción

De acuerdo con la Dirección General de Industria, Energía y Minas de Madrid (2002) la cantidad de energía solar que se recibe en el planeta anualmente es de 5.4×10^{24} J, lo que corresponde a 4,500 veces la energía que se consume mundialmente. En 2012, según *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*, 2013, la capacidad total instalada con energías renovables alcanzó 1,471 GW representando, aproximadamente, el 26% de la potencia eléctrica global. La energía fotovoltaica (FV) aportó 100 GW del total. Por su parte, la Secretaría de Energía en su *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2016* afirmó que México registró en ese año una capacidad de energía solar instalada en operación de 37 MW y en construcción estaban 156 MW. Se prevé que para el año 2026 la generación FV se incrementará a 6 MW, 752 MW y 1,170 MW que corresponden a servicio público, autoabastecimiento y generación distribuida, respectivamente. Sin duda, la normativa actual como el Contrato de

interconexión para Fuentes de Energías Renovables (2006), el Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Solar en Pequeña Escala (2007) y la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (2008) han promovido y promoverán el interés, participación y el desarrollo de estas energías, en particular la solar FV.

Sin embargo, los medios de transformación de la tecnología FV no permiten que el recurso solar se pueda aprovechar en su totalidad. En este sentido, Mousazadeh, *et al.*, (2009) afirmaron que estos generadores tienen una eficiencia de 10 % aproximadamente. Patel y Agarwal (2008) determinaron que los factores que influyen en la máxima potencia disponible en un sistema FV son: irradiancia, temperatura, patrón de sombreado y la configuración del arreglo fotovoltaico (AFV). El factor determinante en el funcionamiento de las celdas solares es la temperatura a la que están sometidas durante su operación. De este

modo, Prudhvi y Chaitanya (2012) exponen que el voltaje en circuito abierto (V_{OC}) disminuye, de forma significativa, aproximadamente, 2.3 mV/°C y la potencia máxima (P_p) lo hace en el orden de 0.4 %/°C - 0.5 %/°C. Por otro lado, Lasnier y Gan (1990) mencionaron que la corriente de corto circuito (I_{SC}) se incrementa 0.1 %/°C, mientras que V_{OC} y P_p se ven disminuidos 2 mV/°C y 0.35 %/°C, respectivamente. De igual forma, Green (2003); Vaillon, *et al.*, (2006); Skoplaki y Palyvos (2009) y Radziemska (2006) encontraron que las celdas solares varían su corriente, voltaje y potencia generada en función de su temperatura de funcionamiento y concluyeron que sus cambios son cruciales para un correcto comportamiento de la celda solar.

Asimismo, una técnica empleada para detectar diversos fallos, presentados por la acción de la temperatura en sistemas fotovoltaicos, es la termografía, como lo confirmaron Vergura y Marino (2014) así como Simon y Meyer (2010) al detectar e identificar puntos calientes y el envejecimiento de las celdas; de modo similar, Packa, *et al.*, (2016) visualizaron los efectos del sombreado en las celdas solares y el calentamiento que se produce por la degradación en sus uniones.

Este trabajo realiza un estudio completo del comportamiento de un sistema FV conectado a la red eléctrica utilizando instrumentos *in situ* tales como una estación meteorológica y la cámara termográfica para demostrar la pérdida energética en función de la temperatura que alcanzan sus celdas. Con el objeto de facilitar la exposición del trabajo, se ha dividido en tres secciones: la primera expone la metodología con la que se realizó este estudio, la segunda muestra los resultados más significativos obtenidos, así como su discusión, y, por último, se presentan las conclusiones del análisis hecho.

2. Materiales y métodos

Descripción del sistema

El sistema interconectado, desde enero del 2011, se encuentra en la Ciudad de Xalapa, Veracruz, México, localizada a una latitud de 19°32'24" y una longitud de 96°55'39". Se compone de 12 módulos, de silicio monocristalino de 36 celdas, conectados en serie cada uno con una potencia de 90 W de la marca ERDM SOLAR, modelo ERDM-QM5-90/12. En Condiciones Estándar de Medida (STC)¹ entrega un V_{OC} 262.68 V y una I_{SC} de 5.37 A, produciendo una P_p de 1.08 kW. El AFV está orientado 20° al sur y está libre de sombras. Además, el inversor, SYSGRATION modelo Soleil 2000, tiene una capacidad de 2kW a 120 V y 60 Hz.

Comportamiento del generador FV

Con el fin de verificar el comportamiento del sistema FV se colocó el analizador de redes Powerpad 8335 en el punto de inyección a la red eléctrica (centro de cargas del usuario). La frecuencia de muestreo fue de 5 minutos.

Modelo

El modelo matemático que se empleó para simular el comportamiento del sistema fotovoltaico interconectado es el propuesto por Alonso y Chenlo (2006), donde se consideran las principales variables ambientales que afectan sus características eléctricas. Las ecuaciones (1) a (4) determinan estos parámetros.

$$I_{SC}(G, T_C) = I_{SC}^*(G^*, T_C^*) \frac{G}{G^*} [1 + Z(T_C - T_C^*)] \quad \text{Ec. (1)}$$

$$V_{OC}(G, T_C) = V_{OC}^*(G^*, T_C^*) + m v_i \ln \frac{G}{G^*} + B(T_C - T_C^*) \quad \text{Ec. (2)}$$

$$P_p(G, T_C) = P_p^*(G^*, T_C^*) \frac{G}{G^*} [1 + D(T_C - T_C^*)] \quad \text{Ec. (3)}$$

$$T_C = \frac{G}{G^*} (T_1 e^{b v} + T_2) + T_a + \frac{G}{G^*} A T \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde G es la irradiancia global incidente (W/m^2) en la superficie del sistema FV; T_C es

¹ Irradiancia 1000 W/m², temperatura de celda de 25 °C, velocidad del viento de 1 m/s y masa de aire (distancia recorrida por la radiación en la atmósfera de acuerdo con su inclinación) 1.5.

la temperatura promedio de la celda ($^{\circ}\text{C}$); T_a corresponde a la temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$); Z es el coeficiente de variación de la corriente respecto a la temperatura ($\text{A}/^{\circ}\text{C}$); B representa el coeficiente de variación del voltaje respecto a la temperatura ($\text{V}/^{\circ}\text{C}$); D es el coeficiente de variación de la potencia respecto a la temperatura ($\text{W}/^{\circ}\text{C}$); G y T_C son condiciones determinadas de irradiancia y temperatura; G^* y T_C^* son las condiciones STC de irradiancia y temperatura, respectivamente; v_v indica la velocidad del viento (m/s); m es el factor de idealidad del diodo; v_t corresponde a voltaje térmico (V); AT , T_1 , T_2 y b son parámetros empíricos para el tipo de módulo de la instalación.

Base y adquisición de datos

Los datos obtenidos con la estación meteorológica Vantage Pro 2, ubicada a dos metros de altura respecto al AFV, se registraron cada 5 minutos. A éstos se les realizó una descarga cada día desde el software WeatherLink 5.9.3, en el periodo comprendió del 22 de marzo al 6 de mayo de 2012.

Por otro lado, la irradiancia en el plano del AFV y la temperatura de 4 de sus puntos se obtuvieron con la ayuda de una celda calibrada² y 4 sensores LM35. Su adquisición se logró con la tarjeta NI USB-6008 realizándose su programación en Labview 2010. La frecuencia de muestreo fue de 1 segundo para después obtener un promedio a 5 minutos con el fin de que los registros coincidieran con la granularidad de las variables ambientales.

Como parte final de esta etapa, se representa la correlación existente entre la temperatura ambiente y la potencia total del AFV.

Termografía

La cámara termográfica de la marca Fluke es el modelo TI25. Con ella se tomaron

termogramas cada 30 minutos desde la parte posterior del AFV. La emisividad de este material³ (Tedlar) que se introdujo en las mediciones fue de 0.86 siendo un poco menor que el propuesto por Pérez (2010). La información obtenida se trató en el software Smart View 3.1.

3. Resultados y discusión

En la Fig. 1 se aprecia la irradiancia en el plano horizontal. En la Fig. 2 la temperatura ambiente y en la Fig. 3 la velocidad del viento⁴.

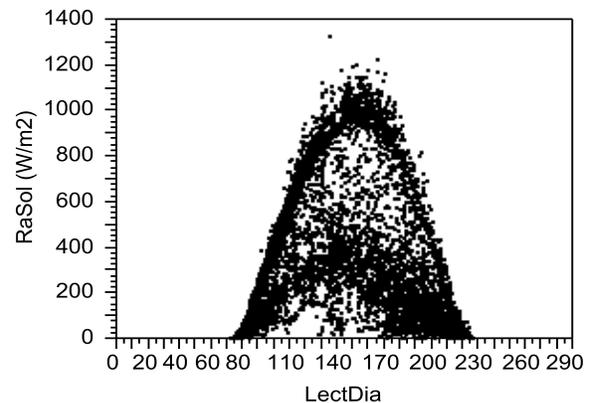


Figura 1. Irradiancia del 22 de marzo al 6 de mayo 2012.

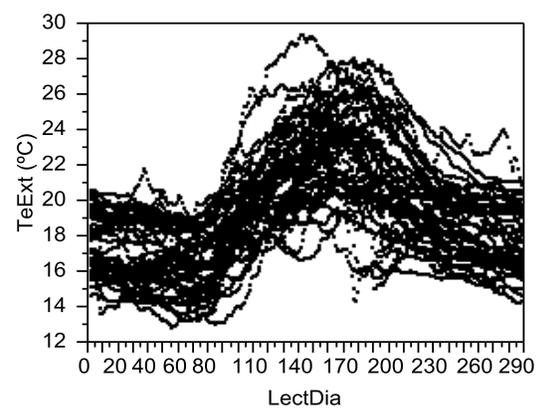


Figura 2. Temperatura ambiente del 22 de marzo al 6 de mayo 2012.

² Con la ayuda de un piranómetro LICOR ($12 \text{ mV} = 1000 \text{ W/m}^2$)

³ Emisómetro AE1

⁴ El anemómetro está colocado a la misma altura que la estación meteorológica.

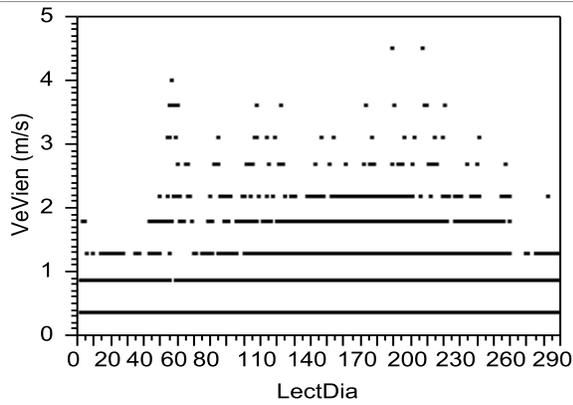


Figura 3. Velocidades de viento del 22 de marzo al 6 de mayo de 2012.

Se observa que la irradiancia, en general, estuvo presente de las 6:40-19:10 hrs y sus valores más altos se encontraron entre las lecturas 140-170. En cambio, la temperatura ambiente varió de 13 °C a 29 °C coincidiendo los valores más altos cuando existió mayor recurso solar. Por último, la velocidad del viento alcanzó valores muy pequeños estando la mayor parte de éstos entre 0.4 y 1 m/s, representándose por rectas casi continuas.

En la Fig. 4 se muestra el programa en Labview 2010.

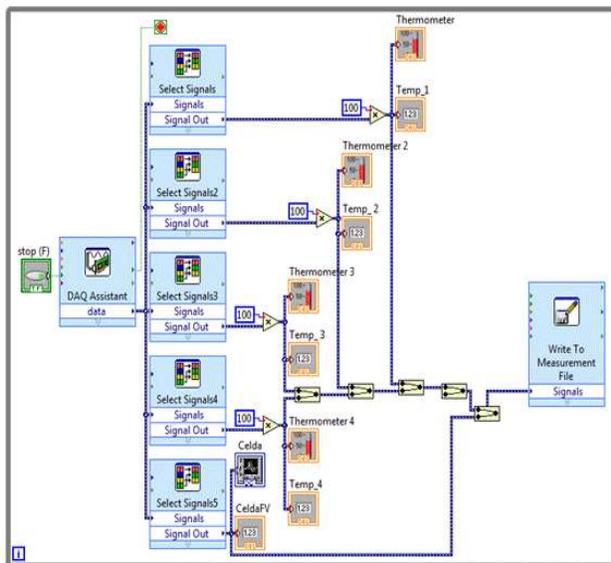


Figura 4. Programa para adquirir temperaturas e irradiancia en el AFV.

En la Fig. 5 se presenta, de forma representativa⁵, la potencia neta suministrada por el AFV al sistema eléctrico.

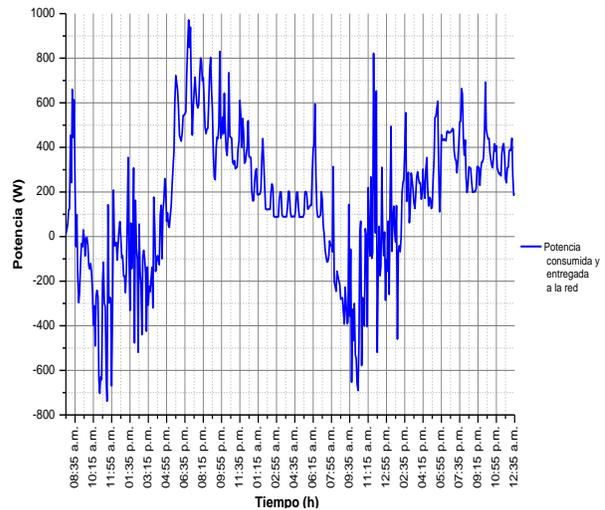


Figura 5. Potencia entregada y recibida por el sistema FV el 22 y 23 de marzo de 2012.

Se destaca que en el tiempo de medición el generador solar entregó valores cercanos al 70 % de su capacidad consiguiéndolo entre las 9:45 – 11:55 h que es cuando se contó con un recurso solar considerable. Este porcentaje se vio afectado por las condiciones de nubosidad presentes.

En la Fig. 6 está el comportamiento de los 4 puntos seleccionados respecto a la temperatura ambiente y la irradiancia en el plano del AFV. Es observable que las 4 temperaturas varían de forma lineal respecto a la irradiancia, la diferencia está relacionada con la hora del día. La mayor disparidad de la temperatura entre dichos puntos es cercana a los 6 °C; en este sentido, la temperatura promedio máxima que se presentó en los módulos fue de 64 °C. De igual forma se identifica que existen 2 picos de irradiancia, el primero superando los 800 W/m² (11:50 h) y el segundo alcanza 750 W/m² (14:20 h). Por su parte, la temperatura ambiente máxima es de 28 °C.

⁵ Periodo que se contó con el analizador de redes

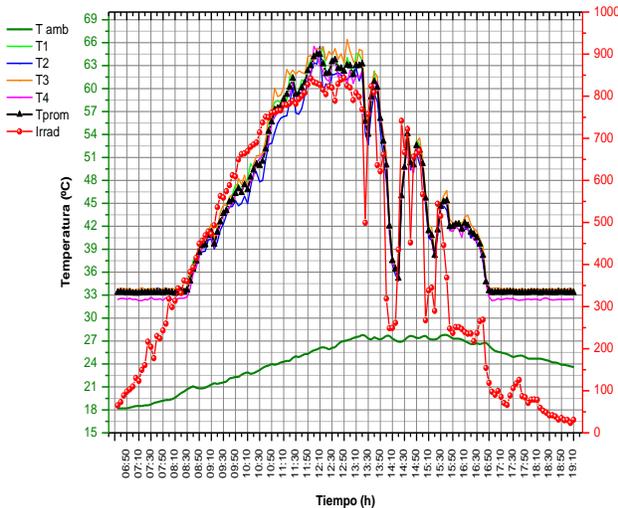


Figura 6. Distribución de temperaturas del generador FV el 6 de mayo de 2012.

Las características eléctricas de la planta FV, obtenidas con las ecuaciones (1) a (4), se aprecian en la Fig. 7. En ella se presentan también la temperatura ambiente, la temperatura promedio de las celdas y la irradiancia correspondiente.

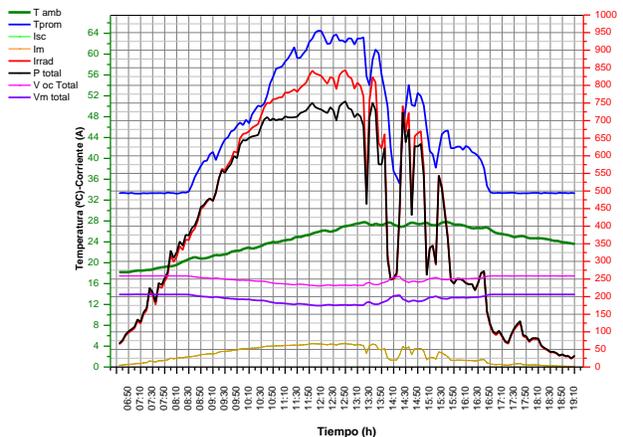


Figura 7. Variables eléctricas del AFV el 6 de mayo de 2012.

La potencia máxima teórica del AFV fue de 756 W y se obtuvo cuando la irradiancia y la temperatura de los módulos alcanzaron sus valores más altos. Esta potencia representó el 70 % de la P_p de las especificaciones del fabricante; esta diferencia se debe a que la irradiancia no alcanzó, en ningún momento del día, 1 kW/m^2 y, principalmente, a que el

calentamiento promedio de las celdas superó los $64 \text{ }^\circ\text{C}$, es decir, $39 \text{ }^\circ\text{C}$ por arriba de la condición STC. En este sentido, el porcentaje es inferior al que se obtuvo por Hoble (2012), ya que se encontró que la potencia se redujo en un 48 % a $58 \text{ }^\circ\text{C}$. Sin embargo, Renu, *et al.*, (2015) determinaron que la potencia en el punto de máxima potencia varía un 35% debido a la temperatura de las celdas en las estaciones (en verano $55 \text{ }^\circ\text{C}$ y en invierno $30 \text{ }^\circ\text{C}$). Por otra parte, las corrientes eléctricas se vieron afectadas mínimamente con la temperatura.

La potencia generada no mostró relación respecto a la temperatura ambiente. La Fig. 8 muestra la correlación entre estas variables.

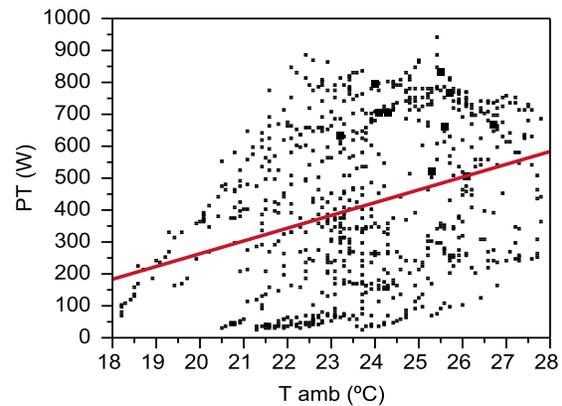


Figura 8. Ajuste lineal del incremento de temperatura ambiente y la potencia generada por el AFV el 6 de mayo de 2012.

El mejor ajuste logrado presenta un coeficiente de correlación $r = 0.3189$ indicando una baja asociación entre estas variables; no obstante, los efectos obtenidos en la regresión son significativos con $\alpha < 0.05$. El modelo matemático se observa en la ecuación (5).

$$P_T = -535.1524 + 39.9925T_{amb} \quad \text{Ec. (5)}$$

Una característica fundamental para el acoplamiento del AFV con el inversor es el voltaje generado (aunque éste no parezca afectado de forma importante en la Fig. 7), ya que si éste no se encuentra en su ventana de operación no se podrá lograr la interconexión.

En la Fig. 9 se advierte la conducta de esta variable.

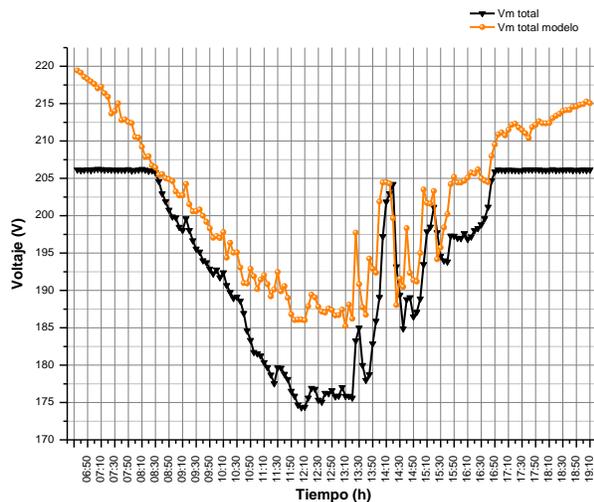


Figura 9. Comportamiento del voltaje generado por el AFV el 6 de mayo de 2012.

La curva negra representa el voltaje obtenido con los sensores de temperatura en función de la hora del día. Se nota que en los momentos de mayor recurso solar (10:50-13:50 h) la tensión cayó drásticamente a valores inferiores de 180 V. En el momento crítico donde se alcanzaría el voltaje de 175 V se redujo en 17 % el valor pico del sistema, lo que produciría que el inversor se desconecte y no pueda aportar la energía generada por el AFV. Por el contrario, la curva naranja se obtuvo determinando la temperatura de las celdas considerando las variables ambientales de irradiancia en el plano del sistema solar, temperatura ambiente y velocidad del viento con el modelo de Alonso y Chenlo. La diferencia presente en las curvas es la medición en las celdas solares generando valores próximos a la operación real. Con el modelo matemático, se aprecia que en ningún momento el inversor se desconectaría; sin embargo, sí hay registros que están por debajo de los 190 V que es el valor mínimo que supone la operación correcta de este convertidor de energía. El mayor acercamiento se logró cuando la temperatura de los cuatro sensores fue casi la misma en el periodo de las 13:50 a 15:30 h. Incluso con un incremento de

10 °C de diferencia, Temaneh-Nyah y Mukwekwe (2015) determinaron que la variación de voltaje fue de 9 V lo que representó el 3.5 % en su pérdida. Es decir, aunque el generador estuvo en condiciones de producir su mayor potencia ésta no fue entregada debido al bajo voltaje que impediría su conexión con la red, provocando que el AFV no redujera el consumo del usuario.

El análisis termográfico se realizó en la sección donde aparecen los sensores el 1° de mayo de 2012. En las Fig. 10, 11 y 12 se presentan los termogramas en tres horas distintas.

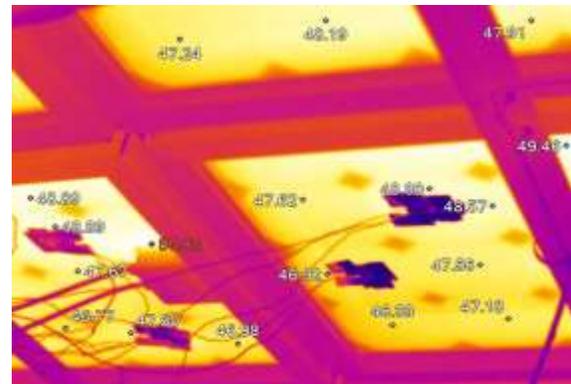


Figura 10. Termograma tomado a las 9:30 h.

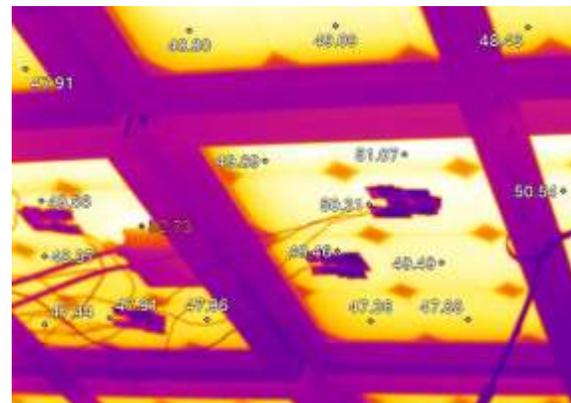


Figura 11. Termograma tomado a las 11:30 h.

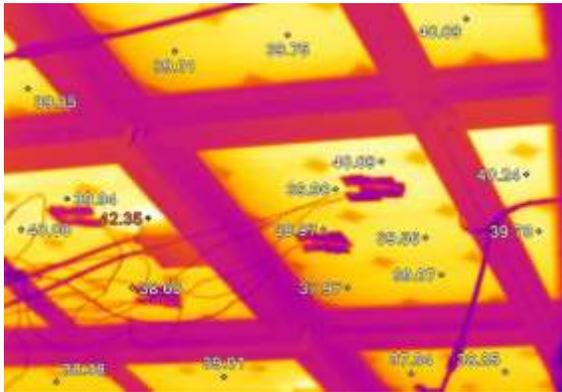


Figura 12. Termograma tomado a las 13:25 h.

El valor más alto que proporciona la termografía no es igual al promedio obtenido con las mediciones, pero si se toman las medias de los puntos considerados en cada imagen la diferencia entre ambas lecturas tiene un límite superior de 5.09 °C y un mínimo de 0.2 °C. Asimismo, las disparidades existentes entre los lugares seleccionados son menores a 7.5 °C, lo que es inferior a la diferencia máxima expuesta en UNE-EN61215 (2006) donde ésta no debe exceder en ± 10 °C. En los termogramas se observó que no existe polarización inversa en las celdas, confirmó la ausencia de sombras, se eliminó la posibilidad de que las interconexiones de las celdas estuvieran dañadas y se comprobó que no existe degradación en el vidrio y el encapsulante. El AFV no evidenció ninguna celda que se comporte como consumidor en vez de productor, es decir, como punto caliente. Una exposición clara de algunos de estos fenómenos es presentada en Schirripa Spagnolo, *et al.*, (2012).

4. Conclusiones

En el lapso de este estudio se encontró que cerca del 10 % de las mediciones de temperatura promedio en el AFV causaron que el voltaje mínimo requerido por el inversor no se alcance cuando el recurso solar es de mayor intensidad. Se comprueba que el modelo empleado proporciona mejores aproximaciones en un pequeño periodo. Además, la termografía permitió observar que la

temperatura en los módulos no es uniforme y que el conjunto está en buen estado, es decir, no existen puntos calientes. Se comprobó que el sistema sí entrega energía a la red eléctrica, a pesar de pérdidas energéticas, por lo que el usuario ha reducido su consumo de energía.

5. Referencias

- Alonso, M., Chenlo, F. (2006). “Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a la red”. Laboratorio de sistemas fotovoltaicos. CIEMAT. Madrid.
- Dirección General de Industria, Energía y Minas. (2002). “Energía Solar, el recorrido de la energía”. E.I.S.E Domenech, S.A.
- Green, M. (2003). “General temperature dependence of solar cell performance and implications for device modelling”. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 11:333-340. doi:10.1002/pip.496.
- Hoble, A. (2012). “Study of solar cells operation under the influence of temperature”. *Journal of Electrical and Electronics Engineering*, Vol. I. Issue. 4. pp. 17-20.
- Lasnier, F., Gan, T. (1990). *Photovoltaic Engineering Handbook*. Gran Bretaña. Adam Hilger.
- Mousazadeh, H., Keyhani, A., Javadi, A., Mobli, H., Abrinia, K., Sharifi, A. (2009) “A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 13. Issue. 8. pp. 1800-1818.
- PER, (2012). “Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026”. Secretaría de Energía (SENER).
- Packa, J., Perny, M., Sály, V., Váry, M. (2016). “Chosen diagnostic methods of photovoltaic modules”. *Diagnostic of Electrical Machines and Insulating Systems in Electrical Engineering (DEMISEE)*. doi: 10.1109/DEMISEE.2016.7530481.

- Patel, H., Agarwal, V. (2008). "MATLAB-Based Modeling to Study the Effects of Partial Shading on PV Array Characteristics". *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Vol. 23. Issue. 1. pp. 302-310. doi: 10.1109/TEC.2007.914308.
- Pérez, M. (2010). "Estudio termográfico de la influencia de la temperatura en los módulos fotovoltaicos". Universidad Carlos III de Madrid.
- Prudhvi, P. y Chaitanya, P. (2012). "Efficiency Improvement of Solar PV Panels Using Active Cooling". 978-1-4577-1829-8/12. *IEEE*.
- Radziemska, E. (2006). "Effect of temperature on dark current characteristics of silicon solar cells and diodes". *Internacional Journal of Energy Research*. Vol. 30. Issue. 2. pp. 127-134.
- Renu, Bora, B., Yadav, K., Bangar, M., Kumar, A., Sastry, O. "Analysis of temperature effect on optimum sizing of solar photovoltaic water pumping system". (2015). *Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) IEEE 42nd*. pp. 1-4. doi: 10.1109/PVSC.2015.7355981.
- REN 21, (2013). *Renewables Global Status Report*.
- Schirripa Spagnolo, G., Del Vecchio, P., Makary, G., Papalillo, D., Martocchia, A. (2012). "A review of IR thermography applied to PV systems". 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). doi: 10.1109/EEEIC.2012.6221500.
- Simon, M., Meyer, E. (2010). "Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells". *Solar Energy Materials and Solar Cells*. Vol. 94. Issue. 2. pp. 106-113.
- Skoplaki, E., Palyvos, J. (2009). "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations". *Solar Energy*. Vol. 83. Issue. 5. pp. 614-624.
- Temaneh-Nyah, C., Mukwekwe, L. "An Investigation on the Effect of Operating Temperature on Power Output of the Photovoltaic System at University of Namibia Faculty of Engineering and I.T Campus". (2015). *Third International Conference on Digital information, Networking and Wireless Communications*. pp. 22-29. doi: 10.1109/DINWC.2015.7054211.
- UNE-EN61215 (2006). "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación". Asociación Española de Normalización y Certificación.
- Vaillon, R., Robin, L., Muresan, C., Ménézo, C. (2006). "Modeling of coupled spectral radiation, thermal and carrier transport in a silicon photovoltaic cell". *International Journal of Heat and Mass Transfer*. Vol. 49. Issues 23-24. pp. 4454-4468.
- Vergura, S., Marino, F. (2014). "A diagnostic workflow and software platform for PV Modules". *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. Vol.1. Issue. 12.