

DESCRIPCIÓN DE DAÑOS EN PANELES FOTOVOLTAICOS INSTALADOS EN ZONAS DE ALTURA

Cadena*, C. y Montero†, M.

Instituto de Investigación en Energías No Convencionales (INENCO - CONICET)

Universidad Nacional de Salta – Av. Bolivia 5150 C.P. 4400 – Salta

Tel - Fax 0387-4255489 e-mail: cadena@inenco.net

RESUMEN: En este trabajo se describe un reporte de daños en un conjunto (array) de módulos fotovoltaicos, luego de cuatro años de operación y en “supuestas condiciones normales de funcionamiento”. El conjunto de módulos se encuentra instalado en el noroeste de la República Argentina, en el departamento de Iruya, provincia de Salta. La parte afectada de la instalación, consta de ocho módulos de 50WP cada uno, y existen en la localidad otras instalaciones, con los mismos módulos, pero con diferentes configuraciones, que no resultaron dañadas. La zona geográfica en cuestión, si bien tiene condiciones climáticas adversas, ya sea por la gran amplitud térmica día-noche, o bien por los importantes registros de radiación ultravioleta, no es de las peores, cuando se la compara con otras regiones de altura de Chile, Bolivia, Perú o Argentina.

Palabras clave: energía solar, paneles fotovoltaicos, daños, punto caliente.

INTRODUCCIÓN

La potencia entregada por un panel fotovoltaico en buen estado, depende básicamente de la radiación solar incidente, la temperatura de la celda y la resistencia de carga. Sin embargo, un módulo deteriorado, puede entregar una potencia que depende de estos factores, pero también de otros. En general está aceptado que un módulo debe producir en condiciones normales de operación, la potencia anunciada por el fabricante por al menos entre quince o veinte años. Sin embargo, en algunas regiones de altura del noroeste argentino, se han encontrado módulos de diferentes tipos o fabricantes, tal como se observa en la figura 1 como Solartec, Kyocera, o Siemens; dañados muchos antes de lo que se podría prever. Cuando de zonas de altura se trata, los módulos fotovoltaicos, sufren las consecuencias del clima.



Figura 1: Módulos deteriorados de diferentes marcas y modelos, luego de al menos doce años de instalados

Para el caso que nos ocupa se trata de módulos instalados a fines del 2002, en la localidad de San Isidro, Departamento de Iruya, Salta (3000msnm), tal como se observa en la figura 2 y que a fines de 2006, uno de ellos presenta un importante deterioro, recibiendo casi 500Kwh de radiación solar por año. Si bien es cierto que las causas que provocaron este daño, no fueron establecidas definitivamente, el módulo no entrega su potencia nominal, debido el deterioro que tiene, y que se observa a simple vista

Trabajo parcialmente financiado por el CIUNSA en el marco del proyecto N° 1500

* CONICET

† Facultad de Ciencias Exactas

En general, está aceptado que las pérdidas de potencia, pueden resumirse como las provocadas por: la reflexión en la superficie, absorción incompleta del espectro solar, utilización en forma parcial de la energía, recolección incompleta de los pares electrón-hueco, el factor de tensión, el de forma, y otras degradaciones adicionales resultantes de la existencia de la resistencia intrínseca serie y paralelo, efectos de superficie, y camino óptico con transmitancia menor que la unidad, entre otras.

GENERALIDADES DE LA INSTALACIÓN

Por razones de simplicidad, centraremos nuestra atención en el daño provocado en el material encapsulante (EVA, etil vinil acetato) de este módulo fotovoltaico, perteneciente a un conjunto de ocho módulos fotovoltaicos de 50 vatios pico cada uno, ubicados sobre un techo de chapa galvanizada, del puesto sanitario de la localidad. Por su certificación y de los ensayos realizados, se observa que cumplen con la norma IEC-61215, y en consecuencia verifican la condición de que el voltaje del punto de máxima potencia a una temperatura ambiente de 30°C (máxima anual de lugar), y a 800W/m² es mayor de 14,5V; por otra parte alimentan una carga eléctrica como la que se describe en la tabla 1.



Figura 2: Conjunto de ocho módulos, puesto en funcionamiento a fines del 2002

De ella puede observarse, que algunas cargas se conectan a través de un inversor, y otras están acopladas directamente en corriente continua. Esta decisión fue tomada por razones de tipo práctico, y puede decirse casi con certeza, que no está relacionada directamente con el daño del módulo

Servicio a prestar	DC	AC	Hs/día de uso
Alumbrado público	300W		3
Luz puesto sanitario	100		5
Accesorios Puesto Sanitario		100	2
Iluminación salón comunitario	180		2
Accesorios salón comunitario		100	2
Potabilizador uso escolar		50	4
Radio comunitaria	50		4
Energía 2500 vatios día			

Tabla 1: Caracterización del consumo de la instalación

Desde el punto de vista del consumo, la carga eléctrica dominante, está conformada por las luminarias, y mayoritariamente las del alumbrado público (compactas de 10W y 12VDC). Previa su instalación, se ensayó un conjunto importante de luminarias tanto de 12VDC, como de 220VAC, debido a que la instalación es mixta (desde el punto de vista de la tensión de trabajo). Por las características de los balastos está asegurado el encendido entre 11,1 y 15V. Cuando el sistema funciona con baterías de 12V. Los conjuntos fueron ensayados hasta 25°C de temperatura ambiente, aunque los ensayos de bajas temperatura no pudieron descender por debajo de los 10°C por razones operativas. Por otra parte no se observaron interferencias de radiofrecuencia con otros equipos. El flujo luminoso del conjunto luminaria – balasto es en todos los casos, superior al 80% y la eficiencia eléctrica mínima, no disminuye en ningún valor del rango de trabajo (-8% a +20% del valor nominal) por debajo del 70%. El flujo luminoso del conjunto lámpara – balasto, en ningún caso es inferior valor de 38% Lm/W, y en algunos casos, es superior a 55Lm/W. La forma de onda sobre la lámpara es cuasi simétrica dentro de un rango del 15% (65 – 35%) del intervalo de tensiones comprendido entre 11,2 y 12,8V, para una temperatura ambiente de 18°C. Mientras que el regulador posee protección contra descargas profundas, y se activa al valor $V_{desc} = 11,2V$. El valor medido en los ensayos posee una tolerancia típica mejor que el 1% (100mv aproximadamente), El voltaje de “fin de carga”, fue fijado en 2,4V/celda, que para el caso de estos acumuladores resulta de 14,4V, La conmutación se realiza con un “relé con contactos de

mercurio”, siendo de accionamiento retardado. La caja del regulador posee protección IP 54 y posee además protección contra sobre tensiones, instalada sobre los polos.
 El regulador fue ensayado para las situaciones:

$$I_{carga} > 1,25 I_{cortocircuito}$$

$$I_{descarga} > 1,25 I_{máxima}$$

Funcionó desde un comienzo, y en todas las situaciones planteadas de manera correcta. La corriente que entregaron los módulos y “circuló” por el regulador, se observa en la figura 3, y tampoco presenta discrepancias con los valores de radiación medidos en el lugar para ese período.

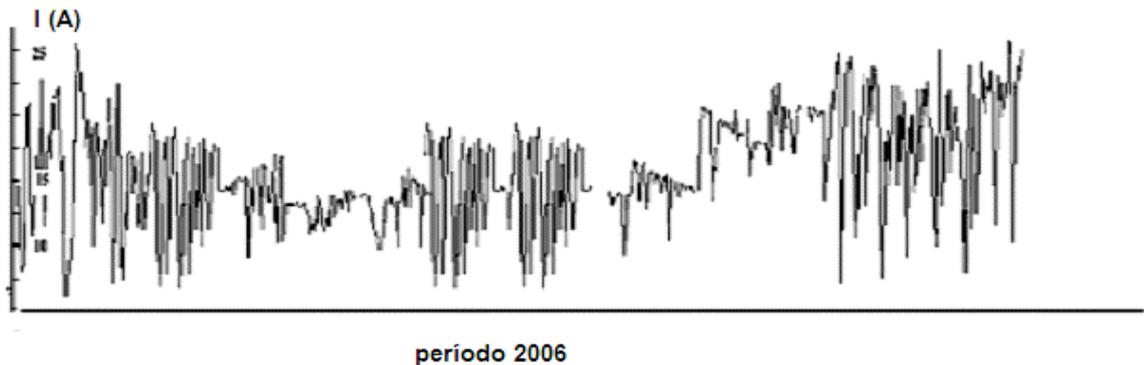


Figura 3: Valores de corriente del año 2006

CELDAS CALIENTES

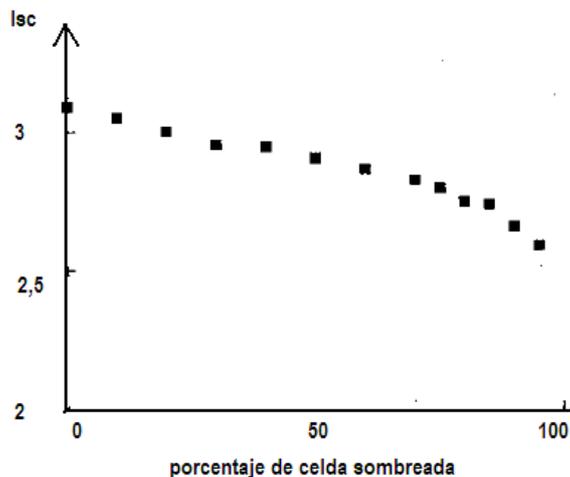


Figura 4: Celda sombreada parcialmente

Es conocido el hecho que si un módulo posee una celda parcialmente sombreada parcial va a entregar menos energía, y en consecuencia con esa corriente baja, recibirá energía eléctrica de las células que tienen mayor energía. Es una experiencia clásica sombrear una celda y observar el incremento de temperatura. En ese sentido la empresa PHOCOS (que es más conocida en el mercado por sus lámparas de bajo consumo y controladores de carga) realizó pruebas en sus módulos FV como la que se indica: una de esas celdas fue parcialmente cubierta y energizada a través de un controlador tipo shunt, y como resultado, se encontró que la que estaba cubierta parcialmente, funcionaba a más de 80°C mientras las otras estaban a 50°C, y con condiciones ambientales para ese momento como las siguientes: $B = 1000W/m^2$ (radiación sobre el plano horizontal) y $T_{amb} = 30°C$. El ensayo consiste en colocar y luego extraer, cintas que impidan la llegada de la radiación solar, observando posteriormente el enfriamiento de las celdas con un termógrafo. En la figura 4 se observa la relación entre porcentaje de celda sombreada y corriente de cortocircuito. El calor

localizado o punto caliente en un modulo fotovoltaico puede ocurrir por cualquier tipo de fallas en las celdas, en su interconexión, fotocorriente o sombreados parciales. Es por ello que en general los módulos se ensayan exhaustivamente, incluso con ensayos invasivos. En la figura 5 se muestra esquemáticamente la magnitud de lo que podría ser la disipación de una celda defectuosa.

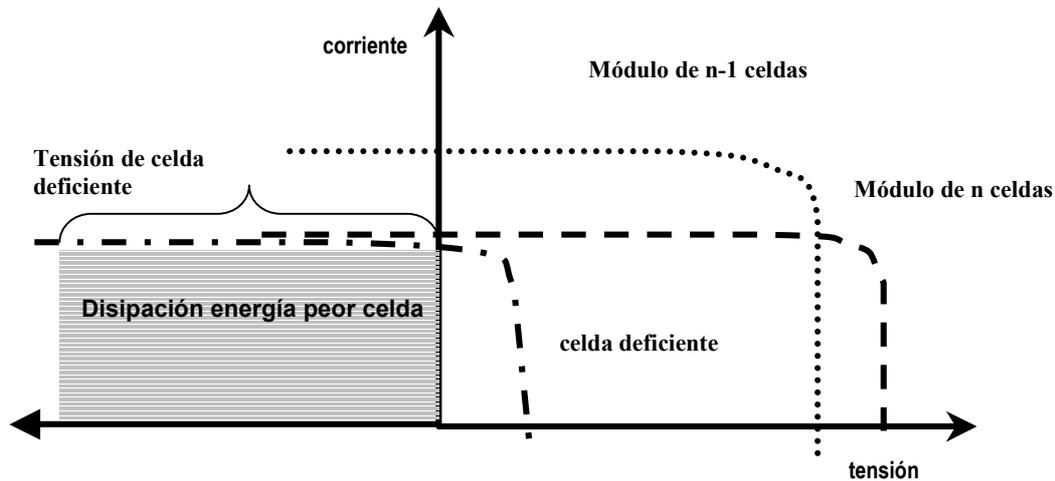


Figura 5: Disipación del calor en la celda defectuosa de un módulo

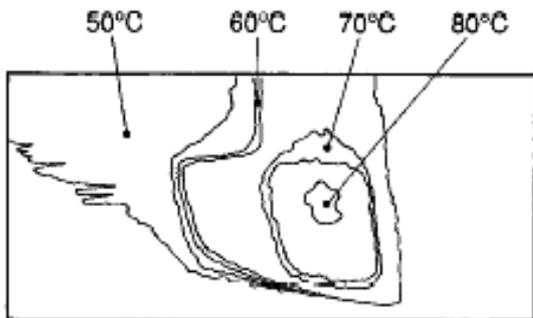


Figura 6: Distribución de temperaturas en celda defectuosa

En general las celdas defectuosas, y como consecuencia de la degradación del polímero encapsulante van oscureciéndose y puede comprobarse que las células de color café están más calientes que las células que están a su alrededor.

En muchos casos se pudo comprobar que los módulos son dañados por los cortocircuitos sobre los módulos, que producen como consecuencia del empleo de controladores del tipo shunt que algunas veces pueden provocar las manchas de calor, ocasionando daños irreversibles. Está comprobado que el riesgo es más elevado en lugares con clima caliente y/o en sistemas sobredimensionados.

En la figura 6 se muestran las isolíneas de distribución de temperaturas en un módulo defectuoso. En ella se observan claramente los gradientes de temperatura y en consecuencia el "stress" térmico que se produce en los materiales, inclusive la posibilidad de fisuras en vidrios.

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Con alguna sorpresa, durante el transcurso de un viaje de inspección de los habituales a la zona de Iruya, se encontró el módulo dañado en cuestión. Como se dijo previamente, los equipos instalados, tienen algo más de cuatro años uso. Las operaciones de mantenimiento básicas que se realizan periódicamente no reportaron anomalías dignas de destacar. En junio de 2006 las baterías fueron reemplazadas (por iniciativa del agente sanitario y con la ayuda económica de la cooperativa asistencial), por otras con prestaciones similares, y si bien la operación no fue informada, todo hace pensar que seguramente se siguió con el procedimiento de rutina. La instalación, pese a esta disminución comprobada de la corriente de carga de las baterías, y por el hecho de estar sobredimensionada, continúa funcionando satisfactoriamente.

En la figura 7 se observa una imagen del módulo dañado, el área separada de la derecha, corresponde a una zona oscurecida con el clásico color café. Esta disminución de la transparencia en el módulo, con la consecuente merma en la transmitancia, provoca pérdidas de potencia, por la disminución marcada de la corriente.

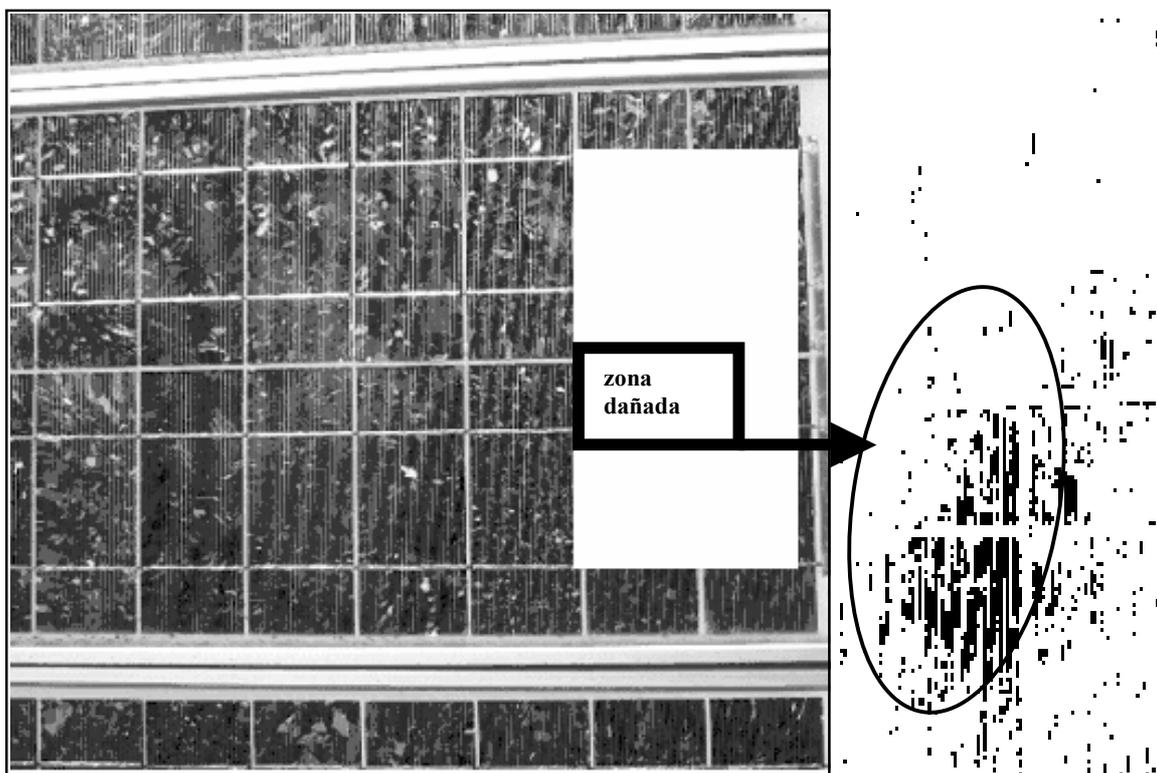


Figura 7: Oscurecimiento de una zona de un módulo policristalino

Se procedió al ensayo de los módulos, trazándose las curvas características de ese módulo dañado y de uno de los otros en buen estado, elegido al azar. Se consideró una temperatura de celda como la obtenida mediante la ecuación 1:

$$T_c = T_a + G * A / (B \cdot v_{\text{viento}}) \quad (1)$$

Con datos de:

Temperatura ambiente: $T_a = 11^\circ\text{C}$
 Velocidad de viento: $v_{\text{viento}} = 0$
 CTE. A: 0.015
 $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Si, como en este caso, se consideran solo las pérdidas de calor por conducción, debido a que las convectivas son muy pequeñas por la ausencia de viento durante la mañana y el mediodía

Se puede decir que, $T_c = 25^\circ\text{C}$

Este valor coincide con lo calculado con la misma expresión anualizada par el año 2006, donde se observa (figura 7) para el mes 12, valores de la temperatura de celda para el mediodía cercanos a los 40°C . Sin embargo, si existiese un punto caliente, la temperatura de la “peor celda”, vendría dada por la ecuación 2:

$$T_{\text{celda peor}} = T_{\text{amb}} + C * P_{\text{disip}} \quad (2)$$

Donde C es una constante que depende del área de la celda, radiación, temperatura, condiciones de referencia y otros factores, que con las condiciones de sitio, hacen que con radiaciones superiores a los 500 W/m^2 , la temperatura de dicha celda, supere los 85°C y en consecuencia la temperatura de riesgo de daño irreversible.

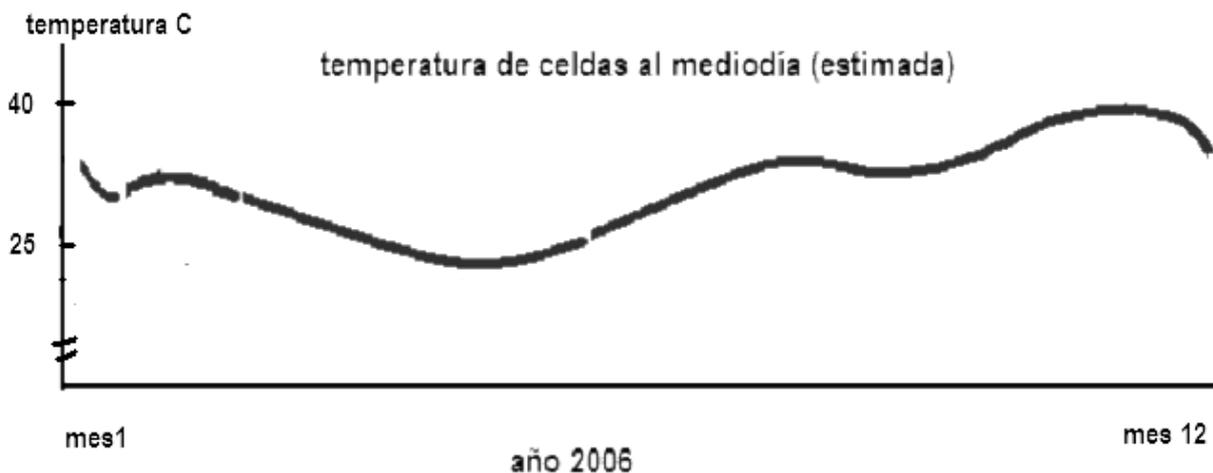


Figura 8: Estimación de temperaturas de celda al mediodía obtenidas de la expresión 1

Se encontró, tal como era de esperar, una apreciable disminución de la corriente de cortocircuito y de la corriente máxima, producto obviamente de la disminución de la transmitancia provocada por el oscurecimiento del EVA. Estos valores de disminución de corriente de cortocircuito son similares a los presentados por Molenbroek, D.W y otros (figura 2) cuando está casi totalmente sombreado.

Este hecho impacta naturalmente en la potencia máxima del módulo, que como se desprende de la figura 8, disminuye a 25°C de temperatura de celda, al menos un 22%. Se encuentra también una muy ligera disminución de la tensión de circuito abierto, como la que se observa en la misma figura.

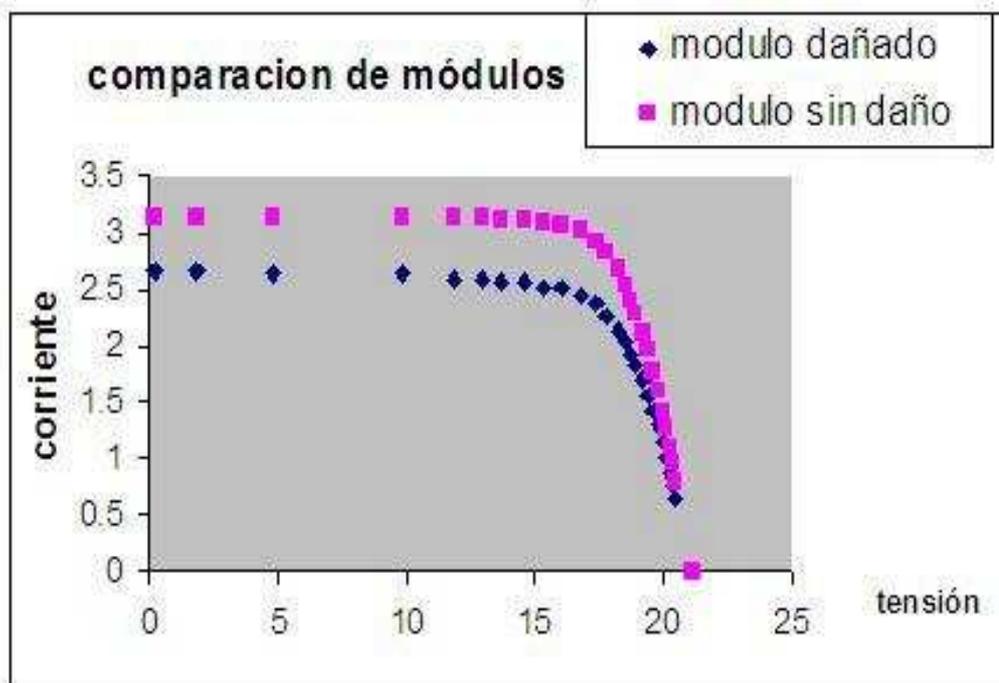


Figura 8: Trazado de curvas características de ambos módulos a 25°C de temperatura de celda

CONCLUSIONES

Se trata de una instalación supuestamente bien diseñada, aunque ubicada en una zona con condiciones ambientales adversas, pero que de ninguna forma pueden ser consideradas como críticas, tiene un módulo de 50 vatios pico dañado. Por el color, o bien por la pérdida de potencia pero no por la forma del área deteriorada, podría tratarse de un envejecimiento prematuro del material encapsulante. Bien podría tratarse de un punto caliente. No parece probable esta última posibilidad, pues se trata de un módulo de calidad, debidamente probado y protegido por diodos, ni tampoco el “conjunto” tiene una sucesión de módulos conectados en serie (que son los que favorecen este tipo de daños), sino más bien estos están conectados en paralelo.

También es cierto que el incremento de la resistencia serie y la disminución de la resistencia paralela puede provocar puntos calientes. Por otra parte el controlador empleado es del tipo serie, y en consecuencia los módulos no quedan en situación de cortocircuito (problemática acorde a lo planteado por el Prof. Adelman de PHOCOS AG). Tampoco es de imaginarse una situación de sombreado parcial de los módulos, pues los mismos están alejados de árboles, edificaciones o postes. Es razonable decir que la disminución de la corriente es una consecuencia, y no una causa del problema. Por otra parte, se tomó la decisión de no reemplazar el módulo dañado, debido a que la instalación continúa funcionando aceptablemente. En los próximos meses se deberá elegir alguna alternativa y optar por un reemplazo o no del módulo deteriorado, dependiendo de cómo evolucione la situación.

REFERENCIAS

- Adelmann, Peter. (2005). Seminario taller internacional de RIASEF , Conference Phocos.; Cochabamba, Bolivia. Phocos AG.
- Cadena, C; Tilca, F y otros. (2006) Electrificación rural en la Puna: el caso de San Isidro. ERMA (Energías Renovables y Medio Ambiente) N° 18, pp 67. (ISSN 0328 932X).
- De Soto W., Klein S. And Beckman W. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy 80, pp. 78–88.
- Duffie J. A. y Beckman W. A. (1991). Solar Engineering of Thermal Processes, 2ª e, pp. 768-780. Wiley Interscience, New York.
- Energy Plus Manual. (2006). Documentation Versión 1.3
- Lorenzo, Eduardo. (2000). Energía solar fotovoltaica, Etsi Telecomunicaciones, Publicación del CIEMAT, Madrid.
- Montero, M; (2003). Degradación de módulos fotovoltaicos: análisis desde el punto de vista eléctrico y su interrelación con otros factores. Tesis de Maestría en Energías Renovables-UNSa.
- Sandia National Laboratories (2002). Database of Photovoltaic Module Performance Parameters. Disponible en: <http://www.sandia.gov/pv/docs/Database.htm>.
- Waddington D.W., Emery K.A. (2004). Hot spot susceptibility and testing of pv modules Molenbroek PUB NREL.

ABSTRACT

This paper describes the degradation observed in photovoltaic module (PV) performance. Twenty four modules were installed in the region in 2002 (San Isidro, Department of Iruya, Salta), but this particular array consists of eight (50WP) Solartec modules in parallel connection. The modules are poli-crystalline silicon, using PVB encapsulant and Tedlar backsheet. Yellowing of determinated areas, represent the most evident visual defect, and I_{SC} is about 25% lower than reference values. Climate conditions are adverse, but not the worst of the region (like others of Bolivia, Chile or Perú)

Key words: hot spots, photovoltaic modules, degradation, solar energy