

EVALUACION DEL FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FV DE 2,8 kW CON SOMBREADO PARCIAL

I. Copa¹, H. P. Socolovsky^{1,2}, E. M. Godfrin², M. G. Martínez Bogado^{1,2,3}, J. C. Durán^{1,2}

¹ Universidad Nacional de San Martín – Escuela de Ciencia y Tecnología

² Comisión Nacional de Energía Atómica – Departamento Energía Solar

³ Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

Av. General Paz 1499 - 1650 San Martín - Prov. de Buenos Aires - Argentina

Tel.: 011-6772-7619 - E-mail: socolovs@tandar.cnea.gov.ar

Recibido 14/08/14, aceptado 24/09/14

RESUMEN: Se analiza el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, compuesto por 12 paneles solares de 240 W_p conectados en serie y un inversor de 2,8 kW, sometido a la presencia de sombras parciales producidas por una baranda. Se presentan curvas corriente-tensión de un módulo fotovoltaico y de los 12 módulos conectados en serie, y se estima la pérdida de energía generada para días despejados dentro del período marzo-junio de 2014. El análisis se realizó a partir de mediciones de perfiles de generación obtenidos mediante un analizador/registrador de red. Las estimaciones arrojan valores de pérdidas diarias que superan el 10% para días despejados cercanos al solsticio de invierno, siendo significativamente menores en abril para finalmente ser despreciables (< 1%) en fechas próximas a los equinoccios.

Palabras clave: sistema fotovoltaico de conexión a red, sombreado parcial, pérdidas de energía.

INTRODUCCIÓN

El proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", parcialmente subsidiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (Proyecto FITS N° 0008/2010) y en ejecución desde fines de 2011, tiene por objeto introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica, en áreas urbanas y periurbanas, de sistemas solares fotovoltaicos (FV) distribuidos, contemplando para ello cuestiones técnicas, económicas, legales y regulatorias. Para su ejecución, se creó el Convenio Asociativo Público-Privado IRESUD conformado por dos organismos públicos, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), y 5 empresas privadas: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A.. Cuenta con el apoyo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), la Secretaría de Energía de la Nación (SE), y otros organismos vinculados al sector de energía de diversas provincias. Participan también numerosas Universidades Nacionales de diferentes partes del país.

El citado proyecto tiene por objetivo, entre otros, instalar sistemas FV en los organismos públicos involucrados, con el fin de estudiar el funcionamiento de los mismos ante diferentes condiciones de operación. Un tema relevante en relación con el rendimiento de este tipo de sistemas es la posible presencia de sombras, totales o parciales, sobre uno o varios de los módulos FV que conforman la instalación. Esto se ve particularmente agravado en zonas urbanas altamente pobladas, por la presencia de numerosos elementos, con geometrías muy variadas, que pueden producir sombras: edificaciones de diferentes alturas, árboles, postes de luz, etc..

Los sistemas FV de conexión a red utilizan configuraciones basadas en cadenas de módulos FV (típicamente entre 8 y 20) conectados en serie, salvo en el caso de instalaciones que utilicen microinversores. Los módulos, a su vez, están conformados por cadenas de celdas solares conectadas en serie. Esta configuración de dispositivos conectados en serie, da lugar a efectos claramente no lineales en las pérdidas producidas por sombras parciales sobre la instalación, además de generar puntos calientes en las zonas en sombra. A fin de reducir este tipo de pérdidas, limitando además la tensión (y la temperatura) a la que se ven sometidas las celdas en caso de sombras parciales, los módulos FV llevan diodos de paso (típicamente 3, en módulos de 60 o más celdas solares).

El comportamiento no lineal de las pérdidas por sombra, sumado al hecho de que las sombras varían a lo largo del día, hace que la evaluación del rendimiento de un sistema FV en presencia de sombras parciales sea sumamente complejo y difícil de modelar. Incluso programas de simulación como el PVSyst (PVSyst, 2014), que se consideran una referencia a nivel internacional, tratan el tema en forma muy simplificada, no permitiendo reproducir en forma confiable resultados obtenidos experimentalmente. Existen diversos trabajos en los que se analizan estos temas (Deline, 2009; Deline et al., 2012; Briggs, 2012) y, en particular, se discute sobre la potencial ventaja del uso de microinversores con respecto a inversores convencionales ("string inverters") para el caso de sombreados parciales.

En este artículo se presentan los primeros resultados de la evaluación del funcionamiento de un sistema FV de 2,8 kW_p, ante la presencia de sombras parciales producidas por una baranda.

SISTEMA FOTOVOLTAICO BAJO ESTUDIO

En la terraza del edificio Tandar del Centro Atómico Constituyentes (CAC) se encuentra funcionando un sistema fotovoltaico de $4,8 \text{ kW}_p$ (Figura 1), compuesto por 20 módulos FV de la firma SolarWorld de 240 W_p , con 3 diodos de paso cada uno (o sea, un diodo de paso cada 20 celdas solares). Los módulos FV están orientados al norte y tienen una inclinación de 34° con respecto a la horizontal.



Figura 1: Sistemas FV de $4,8 \text{ kW}_p$ instalado en la terraza del edificio TANDAR (CAC).

El sistema en cuestión está en servicio desde Noviembre de 2013 y alimenta a 2 inversores comerciales de conexión a red: 12 módulos FV están conectados a un inversor de $2,8 \text{ kW}$ y 8 módulos FV, a otro de $1,5 \text{ kW}$. Al Norte de la instalación, a $1,1 \text{ m}$ del extremo Este de la cadena de módulos, hay una baranda de protección (de $\approx 1,2 \text{ m}$ de altura y 5 cm de diámetro) para seguridad de las personas que transitan o visitan la instalación. El frente del edificio apunta en dirección NNE, con un desvío de aproximadamente 20° con respecto al Norte, motivo por el cual la baranda y la línea de módulos no son paralelas.

A mediados del mes de Marzo, se comenzó a observar durante la mañana la proyección de la sombra de dicha baranda sobre los módulos, según se aprecia en la Figura 2. Con el paso de los meses, la sombra fue avanzando sobre el sistema FV y su duración también fue aumentando, llegando en el mes de Junio a durar algo más de tres horas.



Figura 2: Sombreado parcial de los paneles solares producido por la baranda durante la mañana (aproximadamente 10 hs) del 14 de mayo de 2014.

Un módulo FV de 240 W_p , 60 celdas solares conectadas en serie y 3 diodos de paso, puede considerarse constituido por 3 submódulos, con 20 celdas y un diodo de paso cada uno, conectados en serie. La Figura 3 muestra las curvas corriente-tensión (I-V) y potencia-tensión (P-V) de un módulo FV de 240 W_p con sombra parcial sobre celdas solares de 2 submódulos. Dichas curvas fueron medidas utilizando el instrumento SOLAR IV de HT Instruments (<http://www.htinstruments.es/productos>). Se observa claramente que la sombra parcial sobre unas pocas celdas (en este caso, 4) de dos submódulos disminuye la corriente entregada por ambos submódulos, afectando en forma significativa la curva I-V de todo el módulo y produciendo en consecuencia pérdidas muy superiores a las que se obtendrían si se tratara de un efecto lineal con el área sombreada. En el caso particular de la Figura 3, la potencia generada por el módulo en el punto de máxima

potencia se reduce de 225 W (sin sombra) a 140 W (con sombra parcial), o sea una disminución de aproximadamente 40% en la potencia con una sombra parcial que representa menos del 3% de la superficie del módulo.

Teniendo en cuenta que la curva I-V de un módulo FV con 3 diodos de paso puede calcularse como la suma de las curvas I-V de los 3 submódulos que lo componen, es posible obtener la curva I-V de cada submódulo a partir de la curva I-V medida del módulo completo. Este procedimiento puede aplicarse a un módulo sin sombras, en cuyo caso las curvas I-V de los submódulos serán esencialmente iguales, o a un módulo con sombras parciales, como es el caso de la Figura 3. En este último, las curvas I-V de los 3 submódulos serán diferentes y dependientes de las sombras existentes sobre cada uno de ellos, lo que requiere, en consecuencia, el ajuste de las corrientes de cortocircuito de cada submódulo a fin de reproducir el resultado experimental.

En base al modelo simplificado descrito en el párrafo precedente y utilizando un programa de cálculo desarrollado previamente para la determinación de curvas I-V de diferentes configuraciones serie/paralelo de celdas solares, diodos de paso y diodos de bloqueo [Alurralde et al., 2013; Berbeglia et al., 2003], se determinaron las curvas I-V de un submódulo sin sombras y con sombra parcial producida por la baranda. El mismo programa permitió, a su vez, generar la curva I-V de un módulo o de un conjunto de módulos conectados en serie, con sombras parciales sobre diferentes cantidades de submódulos, permitiendo así evaluar las pérdidas de potencia bajo diferentes condiciones de operación. La Figura 4 muestra la curva I-V así obtenida para un módulo con 2 submódulos con sombra parcial. Se observa un buen acuerdo con la curva I-V medida (Figura 3).

Utilizando el programa mencionado en el párrafo anterior, se simuló el comportamiento de una cadena de 12 módulos en serie, sin sombras y con sombras parciales en 2 submódulos, 3 submódulos (o sea, en 1 módulo), 6 submódulos (2 módulos) y 9 submódulos (3 módulos). La Figura 5 muestra las curvas I-V correspondientes, mientras que la Tabla 1 presenta la potencia en el punto de máxima potencia para cada caso y las pérdidas porcentuales con respecto al caso sin sombras. Cabe destacar que se consideró únicamente el caso simplificado en el cual las sombras parciales producen una disminución de la corriente igual en todos los submódulos afectados. En general, los casos reales son sustancialmente más complejos y dan lugar a curvas I-V con numerosos "escalones".

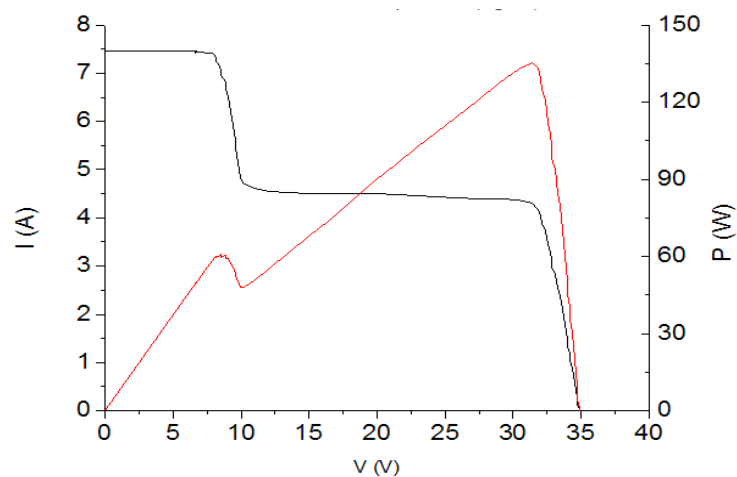


Figura 3: Corriente (en negro, eje izquierdo) y potencia (en rojo, eje derecho) en función de la tensión, generadas por un módulo FV de 240 W_p con 2 submódulos (de 20 celdas solares en serie cada uno) parcialmente sombreados.

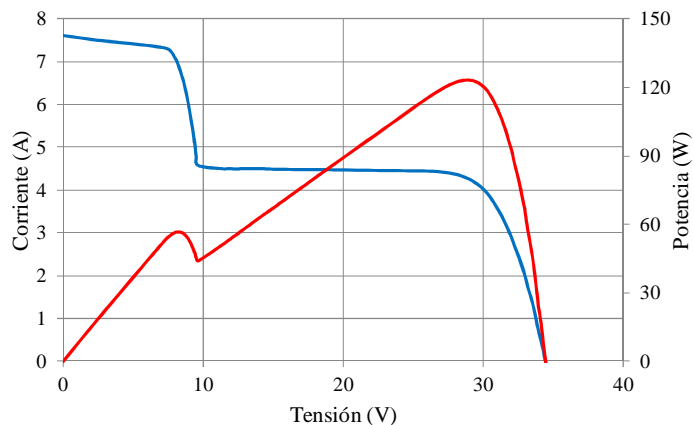


Figura 4: Corriente (en azul, eje izquierdo) y potencia (en rojo, eje derecho) en función de la tensión, obtenidas mediante simulación, generadas por un módulo FV de 240 W_p con 2 submódulos (de 20 celdas solares en serie cada uno) parcialmente sombreados.

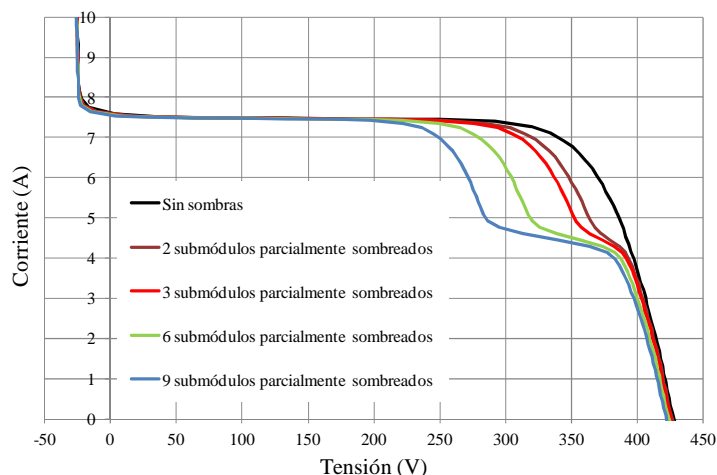


Figura 5: Curva I-V simulada de una cadena de 12 módulos en serie, sin sombras y con 2, 3, 6 y 9 submódulos parcialmente sombreados.

| | Potencia [W] | Pérdida % |
|--------------------------------------|-----------------|--------------|
| Sin sombras | 2386 | ----- |
| 2 submódulos parcialmente sombreados | 2265 | 5,1 |
| 3 submódulos parcialmente sombreados | 2202 | 7,7 |
| 6 submódulos parcialmente sombreados | 1994 | 16,5 |
| 9 submódulos parcialmente sombreados | 1764 | 26,1 |

Tabla 1: Potencia en el punto de máxima potencia para una cadena de 12 módulos en serie sin sombras y con sombras parciales.

Además de la pérdida de potencia, el sombreado parcial de un módulo fotovoltaico trabajando en su punto de máxima potencia (punto de trabajo fijado por el inversor) provoca puntos calientes, tal como se ve en la termografía de la Figura 6 obtenida mediante una cámara termográfica Fluke Ti32, el día 14 de mayo de 2014 a aproximadamente las 10 hs. Esta termografía corresponde a la situación de la Figura 2. Los puntos calientes pueden degradar, a lo largo de tiempo, la eficiencia del módulo e incluso disminuir su vida útil (Muñoz et al., 2008).

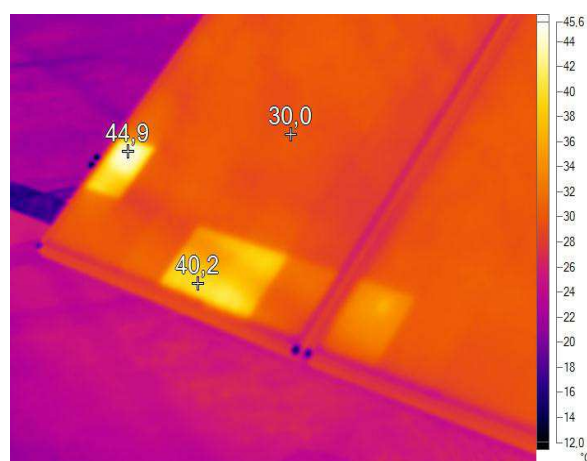


Figura 6: Termografía parcial de dos de los módulos del sistema compuesto por 12 módulos FV de 240 W_p conectados en serie. Se aprecia la sombra con sus correspondientes puntos calientes.

ESTIMACION DE LAS PÉRDIDAS DEBIDO AL SOMBREADO

Las pérdidas de potencia por sombreado parcial de módulos fotovoltaicos están directamente asociadas con la radiación solar directa. Por tal motivo, las mayores pérdidas se observan en días completamente despejados. Por el contrario, los efectos de las sombras son tanto menores cuanto mayor sea la nubosidad a lo largo del día.

A fin de obtener una cota superior para las pérdidas por sombras, se seleccionaron 3 días despejados dentro del período en el cual la sombra de la baranda se proyectaba sobre los módulos: 23 de marzo, 23 de abril y 25 de mayo de 2014. Esta selección

se realizó en base a los perfiles diarios de generación de potencia, obtenidos mediante un analizador de red/registrador Dranetz BMI 440S (<http://www.dranetz.com/product-services/powervisa/>), asumiendo que las típicas curvas de días despejados (sin oscilaciones ni pozos de generación) están asociadas a días de alta radiación directa.

Las Figuras 7 a 9 muestran los perfiles de generación diaria medidos (curva azul) para los días 23/03, 23/04 y 25/05 de 2014, en los cuales se observa el efecto del sombreado sobre la curva de generación. A continuación, se describe la metodología utilizada para la estimación de la generación del sistema FV sin sombras (curva roja).

Como se mencionó anteriormente, la instalación FV de 4,8 kW_p de la terraza del edificio Tandar (Figura 1) está conectada a dos inversores, uno de 2,8 kW y otro de 1,5 kW. El segundo segmento o subsistema de esta instalación, que consta de 8 módulos FV conectados al inversor de 1,5 kW, se encuentra más alejado de la baranda que el primer segmento o subsistema de 12 módulos conectados al inversor de 2,8 kW, por lo que solamente recibe sombra de la baranda en los primeros momentos del día mientras el Sol se eleva sobre el horizonte. Por tal motivo, se utilizaron los datos registrados para el subsistema de 1,5 kW como monitor de irradiancia sobre el plano de los paneles solares, a fin de estimar la generación del subsistema de 2,8 kW en ausencia de sombras. Es de destacar que los 20 módulos FV se encuentran en el mismo plano y en condiciones de operación similares (a excepción de las pequeñas sombras), motivo por el cual trabajan todos prácticamente a la misma temperatura.

Para realizar la estimación se siguió el siguiente procedimiento:

1. Se verificó que la relación entre potencias inyectadas a la red por los dos subsistemas para un amplio rango de potencias (o sea, de irradiancias) permanece constante cuando no existen sombras sobre ningún módulo de la instalación. A tal fin, se graficó la relación entre las potencias de los subsistemas de 2,8 kW y 1,5 kW a lo largo de varias tardes completas, obteniéndose un valor constante igual a 1,47, con una incerteza inferior al 1%. Dicho valor es muy cercano al obtenido por mera relación entre la cantidad de módulos de ambos subsistemas: $12/8=1,5$.
2. Se multiplicaron los valores de potencia generada por el subsistema de 1,5 kW por el factor obtenido anteriormente (1,47) para estimar la potencia generada por el subsistema de 2,8 kW en las mañanas de los tres días bajo análisis. En las Figuras 7, 8 y 9 se observan los tres perfiles de generación en ausencia de sombras. Es de destacar que en el perfil de generación del 25/05 y, en menor medida, en el del 23/04, se observa el efecto de la sombra de la baranda incluso en el sistema de 1,5 kW (a primeras horas de la mañana). Por tal motivo, fue necesario extrapolar (Figuras 8 y 9, curva verde), mediante una función coseno, la curva generada a partir de las mediciones del sistema de 1,5 kW.
3. Se integró en el tiempo la diferencia entre ambas curvas de generación a fin de cuantificar las pérdidas por sombreado para cada uno de los tres días.

La Tabla 2 muestra la energía diaria estimada para el caso sin sombras, la generación medida con el registrador y las pérdidas correspondientes, para los 3 días despejados considerados.

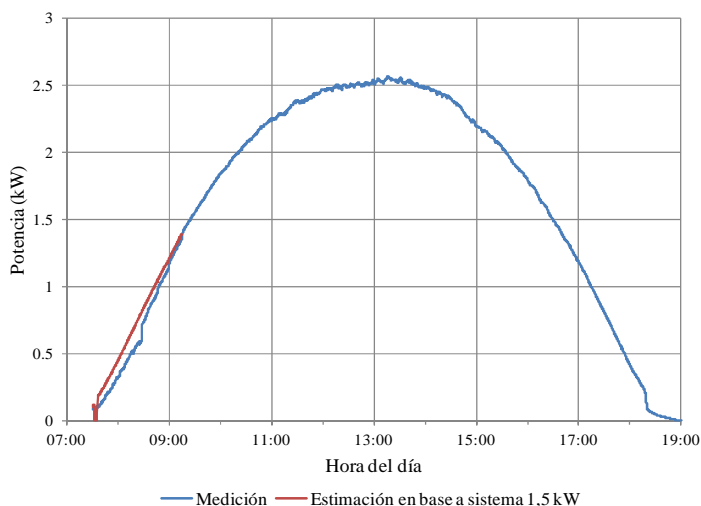


Figura 7: Variación de la potencia inyectada a la red el 23 de marzo de 2014 en función de la hora.

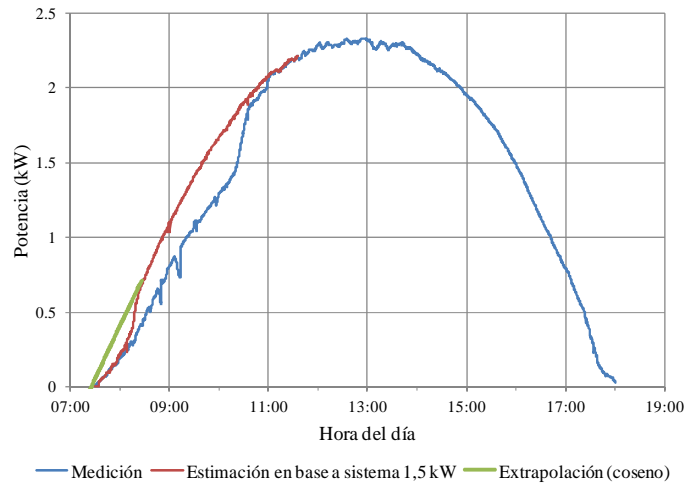


Figura 8: Variación de la potencia inyectada a la red el 23 de abril de 2014 en función de la hora.

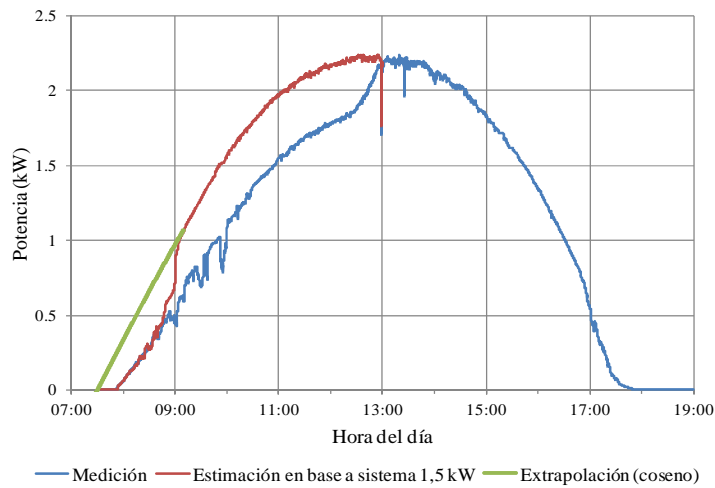


Figura 9: Variación de la potencia inyectada a la red el 25 de mayo de 2014 en función de la hora.

| Fecha | E sin sombras (kWh/día) | E medida (kWh/día) | Pérdida (kWh/día) | Pérdida Porcentual |
|------------|-------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| 23/03/2014 | 18,7 | 18,6 | 0,1 | < 1% |
| 23/04/2014 | 16,2 | 15,4 | 0,8 | 5% |
| 25/05/2014 | 14,9 | 13,0 | 2,0 | 13% |

Tabla 2: Energía diaria generada, sin y con sombra producida por la baranda, y pérdida correspondiente, para los días despejados considerados.

CONCLUSIONES

Se estimaron las pérdidas de energía para un sistema FV de 2,8 kW, instalado en el Centro Atómico Constituyentes, debidas a la sombra producida por una baranda en días despejados. Estas pérdidas representan una cota máxima ya que las mismas se reducen ante la presencia de nubosidad debido a la disminución de la radiación solar directa. El análisis se realizó a partir de mediciones de perfiles de carga realizadas mediante un analizador/registrador de red, para el intervalo de marzo-junio de 2014, meses en los cuales el sistema sufre de sombreado parcial (dicho efecto se prolonga hasta septiembre, con simetría en el solsticio de invierno). Las estimaciones arrojan valores de pérdidas que superan el 10% para días cercanos al 21 de junio, siendo significativamente menores en abril para finalmente ser despreciables en fechas próximas a los equinoccios.

La evaluación de las pérdidas por sombras sobre períodos que incluyan días no despejados es compleja, requiriendo un conocimiento detallado de la variación de la radiación solar directa y difusa a lo largo del año y una estimación de las pérdidas en días no despejados y con diferentes grados de nubosidad.

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo es financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, la CNEA, la UNSAM y las 5 empresas integrantes de IRESUD. Las diferentes Universidades, Secretarías de Energía, Entes Provinciales de Energía y Cooperativas que se han sumado al proyecto a través de acuerdos con la UNSAM, han financiado parcialmente las instalaciones realizadas en los respectivos edificios.

Los autores agradecen la colaboración de los socios de IRESUD y de los profesionales y técnicos de las Universidades, Secretarías de Energía, Entes de Regulación, Entes Provinciales y Cooperativas donde se han realizado instalaciones. Asimismo, agradecen a los demás integrantes del Departamento Energía Solar de la CNEA y de la Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM que participan del proyecto.

Asimismo, agradecen a los demás integrantes del Departamento Energía Solar de la CNEA y de la Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM que participan del proyecto, a Daniel Raggio por las mediciones de termografía y, muy especialmente, a Gabriela I. Durán, quien coordina las cuestiones administrativas, contables y de difusión del proyecto.

REFERENCIAS

Alurralde M., Barrera M., Bolzi C.G., Bruno C.J., Cabot P., Carella E., Di Santo J., Durán J.C., Fernández Slezak D., Fernández Vázquez J., Filevich A., Franciulli C.D., García J.A., Godfrin E.M., González L., Goldbeck V., Iglesias A., Martínez Bogado M.G., Mezzabolta E., Moglioni A., Muñoz S., Nigri C., Nigro S.L., Pérez J.I., Plá J., Prario I., Raffo Calderón M.C., Raggio D., Rinaldi C., Rodríguez S.E., Socolovsky H., Tamasi M.J.L., "Development of solar arrays for Argentine satellite missions", *Aerospace Science and Technology* 26, págs. 38-52, 2013.

Bereglia G., Fernández Slezak D., Godfrin E.M., Durán J.C., Simulación del sistema eléctrico de la misión satelital SAOCOM, *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* Vol. 7, N° 2, págs. 08.31 a 08.35, 2003.

Briggs D., "Shade impact: how solar systems handle sub-optimal conditions", *Enphase Energy*. May 2012.

Deline C., "Partially shaded operation of a grid-tied PV system", *Proc. 34° IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Philadelphia, Pennsylvania, págs. 1268-1273, 2009.

Deline C., Meydbray J., Donovan M., Forrest J., "Photovoltaic shading testbed for module-level power electronics", *National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-5200-54876*, 2012.

Muñoz J., Lorenzo E., Moreno F., García M., "An investigation into hot-spots in two large grid-connected PV plants", *Progress in Photovoltaics: Research and Application* 16, págs. 693-701, 2008.

PVSyst, 2014. PVSyst Photovoltaic Software, <http://www.pvsyst.com/en/>

ABSTRACT: The operation of a photovoltaic system, consisting of 12 240 W_p photovoltaic modules connected in series and a 2.8 kW inverter, subject to the presence of partial shadows produced by a railing is analyzed. Current-voltage curves of a photovoltaic module and 12 modules connected in series are presented and the energy loss for clear days in the period from March to June 2014 is estimated. The analysis was performed using measurements obtained by a power monitoring instrument. The estimated daily energy losses exceed 10% for clear days near the winter solstice, being significantly lower in April and negligible (<1%) in days close to the equinox.

Keywords: grid connected photovoltaic systems, partial shadows, energy losses.