

Modelado y Evaluación del Rendimiento de Centrales Fotovoltaicas en Condiciones de Sombreado Parcial

C. R. Sánchez Reinoso[†]

D. H. Milone[†]

R. H. Buitrago[‡]

[†]*Centro de I+D en Señales, Sistemas e Inteligencia Computacional (SINC), Facultad de Ing. y Ciencias Hídricas UNL-CONICET, (3000) Santa Fe, Argentina - {csanchezreinoso,dmilone}@fich.unl.edu.ar*

[‡]*Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC) UNL-CONICET, (3000) Santa Fe, Argentina - rbuitre@intec.unl.edu.ar*

Resumen— El aumento que viene produciéndose en la potencia de los sistemas fotovoltaicos implica un incremento significativo en la cantidad de módulos que los conforman. Sin embargo, los bien conocidos problemas que el sombreado produce afectando el rendimiento no son tenidos en cuenta en la configuración del sistema. En este trabajo se presenta un modelo completo para la simulación y análisis del rendimiento de centrales fotovoltaicas. Los resultados obtenidos muestran que la configuración con menor desempeño es la serie-paralelo típica, mientras que la de mayor rendimiento es dependiente de la condición de sombreado. Analizando las eficiencias del seguidor del punto de máxima potencia y del inversor en condiciones de sombreado, empleando uno o más inversores, en general se obtiene un rendimiento mayor al disminuir la cantidad de módulos en serie y aumentar la cantidad de paralelos. De esta forma, el modelo de simulación propuesto permite explorar diferentes alternativas y encontrar configuraciones más eficientes para centrales fotovoltaicas de mediana y gran potencia.

Palabras claves— modelos de simulación, centrales fotovoltaicas, redes neuronales, sombreado dinámico, rendimiento

1. INTRODUCCIÓN

Las fuentes de energía renovable buscan ayudar en la generación de energía ante el agotamiento de combustibles fósiles. Dentro de estas energías se encuentra la fotovoltaica, la cual puede aplicarse tanto a sistemas autónomos como conectados a la red eléctrica. Una central de mediano o gran tamaño conectada a la red se compone de una gran cantidad de módulos fotovoltaicos los cuales generan energía en función de las condiciones climáticas, teniendo fundamental importancia la radiación y la temperatura [8]. Un problema que presentan los arreglos de paneles es que el sombreado disminuye en gran medida el desempeño del sistema y la potencia de salida tiene varios máximos [6],

mientras que los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) se basan generalmente en la suposición de que la curva de potencia generada tiene un solo pico [3].

Un aspecto descuidado en las centrales es la elección de un esquema de conexión que ante sombreados aproveche mejor la energía recibida.

Existen algunos trabajos que realizan simulaciones de sistemas fotovoltaicos [12] pero no consideran los efectos del sombreado, mientras que otros estudios toman en consideración dicho efecto pero a nivel de un panel individual como en [7] y [1]. En [11] se simula la respuesta del sistema formado por un arreglo de paneles ante una nubosidad de tipo estática, partiendo de las ecuaciones a nivel de las celdas que componen cada módulo, lo que produce un gran costo computacional. Otros investigadores estudiaron el dimensionamiento óptimo del sistema en cuanto a la relación entre la potencia pico instalada del arreglo y la potencia nominal del inversor [10] sin considerar el sombreado.

En este trabajo proponemos un nuevo modelo para simulación de centrales fotovoltaicas compuestas por una gran cantidad de paneles, que permite investigar no sólo el comportamiento del sistema ante una sombra estática sino ante sombreado variable en el tiempo. El modelo considera el efecto de la nube sobre cada panel individual. Además se analizan las eficiencias de las distintas etapas del sistema para diferentes esquemas de conexionado del arreglo y cantidad de inversores. El modelo de simulación permite explorar diferentes alternativas y encontrar configuraciones más óptimas para centrales de mediana y gran potencia.

A continuación se describirá en detalle cada etapa del modelo. En la sección 3 se presentarán las medidas de rendimiento empleadas y luego los resultados y discusión para las diferentes configuraciones. En la última sección se resumirán las conclusiones del trabajo.

2. MODELO PARA LA SIMULACIÓN

El modelo de simulación propuesto puede esquematizarse como muestra la Fig. 1. En él se distinguen los bloques correspondientes a la influencia de la nube, el arreglo de paneles fotovoltaicos, y la etapa de conver-

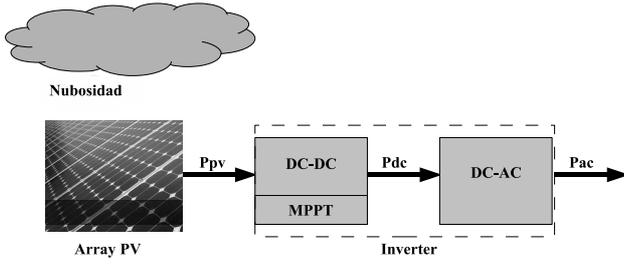


Figura 1: Esquema general de la simulación

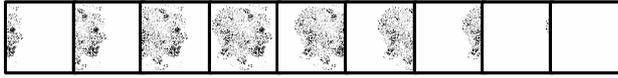


Figura 2: Secuencia de nubes

sión de potencia que se descompone en una etapa de corriente continua y en otra de corriente alterna.

De acuerdo al grado de nubosidad será la disminución de la radiación efectiva que recibe cada panel en forma independiente. Es decir, que la radiación efectiva no es la misma para todo el generador sino que cada uno de los módulos recibe una determinada radiación en un tiempo dado. Esto puede expresarse como

$$G_e(x, y, t) = G(x, y, t) n(x, y, t) \quad (1)$$

donde $G_e(\cdot)$ es la radiación efectiva; $G(\cdot)$ es la radiación total y $n(\cdot)$ es la influencia de la nube. Cada módulo tiene una posición dentro del arreglo dado por sus coordenadas (x, y) y la energía que recibe es dependiente de la radiación recibida por el mismo en cada instante de tiempo t . Las nubes se simulan con imágenes moviéndose en distintas direcciones respecto al campo de paneles.

El generador fotovoltaico está compuesto por un conjunto de paneles o módulos, los cuales están a su vez formados por celdas. Una celda fotovoltaica puede ser caracterizada por un circuito eléctrico equivalente obtenido a partir de estudios de física del estado sólido [2]. La característica I-V de un módulo dependerá de la cantidad y forma de conexión de sus celdas, pero es aplicable el mismo modelo obtenido para el caso de la celda. La Fig.3 muestra la curva V-I y V-P de un módulo, que podría obtenerse a partir del modelo matemático dado por las siguientes ecuaciones:

$$I = I_L - I_0 - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2)$$

$$I_0 = I_{01} \left(e^{\frac{V+IR_s}{m_1 V_t}} - 1 \right) - I_{02} \left(e^{\frac{V+IR_s}{m_2 V_t}} - 1 \right) \quad (3)$$

donde I es la corriente eléctrica suministrada por la celda solar; I_L es la corriente fotogenerada debida a la generación de portadores que produce la iluminación; I_{01} e I_{02} son las corrientes que representan a los fenómenos de difusión en las zonas neutras y de recombinación en la zona de carga respectivamente; V_t es el voltaje térmico ($V_t = kT/e$ siendo k la constante

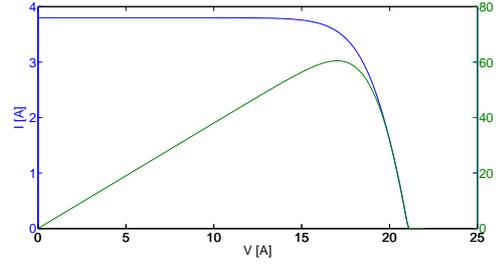


Figura 3: Curva V-I y V-P de un módulo fotovoltaico

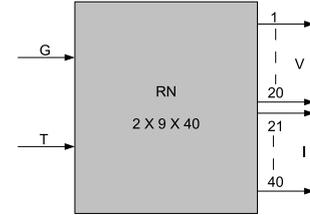


Figura 4: Modelo neuronal de panel fotovoltaico

de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón); m_1 y m_2 son factores asociados a fenómenos de difusión y recombinación [13, 9]; R_s expresa caídas de tensión asociadas al movimiento de portadores desde el lugar en que se generan hasta los contactos; R_{sh} está asociada a caminos de circulación de la corriente entre los terminales sin atravesar la unión p-n.

Este modelo tiene 7 parámetros a ser determinados en cada condición de operación mediante la resolución de sistemas de ecuaciones implícitas no lineales. Si consideramos que dichas condiciones varían con el tiempo y que una central consta de miles de módulos, la resolución del sistema incrementa de manera notable el costo computacional.

2. 1. Modelo neuronal del panel

En este trabajo proponemos modelar cada módulo mediante una red neuronal de manera de simplificar los cálculos y poder disminuir el tiempo de cómputo que resultaría de interés para una aplicación en tiempo real. La red es del tipo perceptrón multicapa (PMC), teniendo dos nodos de entrada correspondientes a la radiación y temperatura de célula, 9 neuronas en la capa oculta y 40 nodos en la capa de salida (Fig. 4). La salida proporcionada por la red está dada por un vector de corrientes y un vector de tensiones de 20 componentes cada uno, donde cada par de componentes (v, i) corresponde a una carga diferente. Las funciones de activación de la capa oculta son sigmoideas y las de la capa de salida funciones lineales [4]. El modelo de las neuronas ocultas puede expresarse como

$$h_j = g \left(\sum_{i=1}^I w_{ji} x_i + b_j \right) \quad j = 1, \dots, J \quad (4)$$

donde h_j es la salida de la neurona oculta j , b es el bias de la neurona y $g(\cdot)$ es la función sigmoide.

La salida de la red está dada por la función

$$z_k = f \left(\sum_{j=1}^J w_{kj} h_j + b_k \right) \quad k = 1, \dots, K \quad (5)$$

donde $f(\cdot)$ es la función lineal.

El panel modelado es un Solartec M75 y los datos de las curvas I-V utilizados en el entrenamiento se obtuvieron de ensayos que realizamos en el Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química - CONICET para diferentes condiciones de radiación y temperatura. El método de entrenamiento empleado fue el de retropropagación, minimizando el error cuadrático medio. Se realizó un entrenamiento por lotes ajustando las matrices de pesos w_{ji} y w_{kj} y calculando tanto el error de entrenamiento como el de validación en cada iteración y deteniendo el mismo con el criterio de parada temprana, tomándose la red neuronal con mejor desempeño.

2.2. Convertidor y seguidor del punto de máxima potencia

El inversor está modelado en dos etapas, una etapa formada por el convertidor DC-DC y el seguidor del punto de máxima potencia (MPPT), y la otra etapa formada por el convertidor DC-AC. Dado que los paneles presentan un punto de operación óptimo (Fig. 3), esto es, donde la tensión y la corriente son tales que la potencia generada sean máximas, y dicho punto de operación depende de la impedancia vista por el panel, resulta muy importante que el sistema encuentre este punto llamado punto de máxima potencia (MPP).

Se puede obtener el MPP resolviendo las siguientes ecuaciones mediante algún método numérico:

$$P = V \left(I_L - I_0 - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (6)$$

$$\frac{dP}{dV} = 0 \quad (7)$$

Debido a que el cambio en las condiciones de operación tales como radiación y temperatura implica un cambio en la respuesta del módulo y por consiguiente del MPP, resulta necesario un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia. Básicamente un sistema MPPT genera una señal modulada por ancho de pulsos con un ciclo de trabajo apropiado que controla la conmutación del convertidor de corriente continua. El convertidor presenta una impedancia de entrada que depende básicamente de la impedancia de la carga y del ciclo de trabajo. Por lo tanto, el algoritmo MPPT debe buscar el ciclo de trabajo óptimo para que el punto de trabajo del array fotovoltaico (intersección de la característica I-V del array con la recta de carga) coincida con el punto de máxima potencia.

Normalmente para encontrar el punto de máxima potencia no se resuelven (6) y (7) sino que se trata de encontrar el punto donde la derivada primera se anule

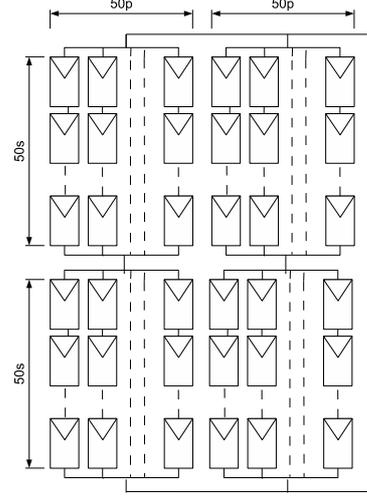


Figura 5: Esquema de conexión de la configuración 2

mediante algún algoritmo más simple y rápido. El algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia que implementamos en este modelo es del tipo perturbación y observación [3]. Este algoritmo funciona aumentando o disminuyendo la tensión en los bornes del módulo y si $dP/dV > 0$ sigue perturbando en el mismo sentido el punto de operación acercándolo al de máxima potencia. Esto se repite hasta que la $dP/dV < 0$, en cuyo caso se cambia el sentido de la perturbación para mover el punto de operación.

La segunda etapa del convertidor es la que transforma la corriente continua en corriente alterna (DC-AC) y toma como entradas V e I , obteniendo como salida la potencia generada. Este convertidor es modelado incluyendo la variación de su eficiencia en el tiempo, como función de la potencia de entrada y de la potencia nominal del inversor [5]. Es decir, que si bien el concepto de eficiencia requiere conocer (medir) la potencia de salida del inversor para calcular la eficiencia ante una determinada entrada, como nosotros estamos simulando, no contamos a priori con esa información para su cálculo. Un método para resolver este inconveniente es considerar que la potencia en corriente alterna resulta de restar a la potencia en continua las pérdidas de potencia en el inversor, lo cual permite definir la eficiencia instantánea como

$$\eta_{inv}(P_N, t) = \frac{P_N(t)}{P_N(t) + k_0 + k_1 P_N(t) + k_2 P_N(t)^2} \quad (8)$$

donde $P_N = P_{dc}/P_{nom}$, con P_{dc} potencia de entrada y P_{nom} potencia nominal del inversor; k_0 está asociada a las pérdidas en vacío; k_1 está asociada a las pérdidas lineales con la corriente (resistencias, etc); k_2 está asociada a las pérdidas cuadráticas con la corriente (caídas de tensión en diodos, transistores, etc).

Los valores de k_0 , k_1 y k_2 pueden calcularse experimentalmente midiendo la eficiencia del inversor para diferentes valores de la potencia de entrada. En este trabajo tomamos parámetros obtenidos de una mues-

Tabla 1: Configuraciones con un único inversor

	Esquema de conexionado	PRh	PRv
1	(100s100p) ₁	0.19	0.33
2	[(50s50p) ₁ S (50s50p) ₂] ₁ // [(50s50p) ₃ S (50s50p) ₄] ₂	0.41	0.44
3	(50s100p) ₁ S (50s100p) ₂	0.24	0.32
4	(100p) ₁ S (100p) ₂ ...S (100p) ₁₀₀	0.77	0.56
5	[(50s50p) ₁ S... (50s50p) ₁₀₀] ₁ // [(50s50p) ₁₀₁ S... (50s50p) ₂₀₀] ₂	0.68	0.67
6	(100s50p) ₁ // (100s50p) ₂	0.44	0.3
7	(75s100p) ₁ S (25s100p) ₂	0.49	0.52
8	[(75s50p) ₁ S (25s50p) ₂] ₁ // [(75s50p) ₃ S (25s50p) ₄] ₂	0.45	0.29
9	[(50s100p) ₁] ₁ S [(100p) ₂ S... (100p) ₅₁] ₂	0.56	0.48
10	[(75s100p) ₁] ₁ S [(100p) ₂ S... (100p) ₂₆] ₂	0.53	0.51

Tabla 2: Configuraciones con 2 inversores

	Esquema de conexionado	PRh	PRv
2'	{[(50s50p) ₁ S (50s50p) ₂] ₁ }inv1 {[(50s50p) ₃ S (50s50p) ₄] ₂ }inv2	0.39	0.40
3'	{(50s100p) ₁ }inv1 {50s100p) ₂ }inv2	0.27	0.34
4'	{[(100p) ₁ ...S (100p) ₅₀]}inv1 {(100p) ₅₁ ...S (100p) ₁₀₀ }inv2	0.78	0.52
5'	{[(50s50p) ₁ S... (50s50p) ₁₀₀] ₁ }inv1 {[(50s50p) ₁₀₁ S... (50s50p) ₂₀₀] ₂ }inv2	0.63	0.59
6'	{(100s50p) ₁ }inv1 {(100s50p) ₂ }inv2	0.42	0.29
7'	{(75s100p) ₁ }inv1 {(25s100p) ₂ }inv2	0.55	0.57
8'	{[(75s50p) ₁ S (25s50p) ₂] ₁ }inv1 {[(75s50p) ₃ S (25s50p) ₄] ₂ }inv2	0.4	0.28
9'	{[(50s100p) ₁] ₁ }inv1 {[(100p) ₂ S... (100p) ₅₁] ₂ }inv2	0.64	0.56
10'	{[(75s100p) ₁] ₁ }inv1 {[(100p) ₂ S... (100p) ₂₆] ₂ }inv2	0.61	0.57
2''	{(50s50p) ₁ }inv1 {(50s50p) ₂ }inv2 {(50s50p) ₃ }inv3 {(50s50p) ₄ }inv4	0.19	0.35
8''	{(75s50p) ₁ }inv1 {(25s50p) ₂ }inv2 {(75s50p) ₃ }inv3 {(25s50p) ₄ }inv4	0.18	0.37

tra representativa de inversores comerciales de alta eficiencia ensayados por el Instituto de Energía Solar - Universidad Politécnica de Madrid.

2.3. Conexionado

Con la finalidad de encontrar una representación alternativa para los esquemas de conexionado que permite expresar en forma compacta las diferentes configuraciones simuladas, se introducirá a continuación un sistema de notación especialmente diseñado para este caso. Los símbolos (·) indican que el grupo es de nivel uno, [·] representan un grupo de nivel dos, {·} *invn* significa que los grupos de nivel uno y/o dos que están entre llaves están conectados al inversor número *n*, y los subíndices hacen referencia al número de grupo del nivel correspondiente.

Para la configuración mostrada en la Fig. 5 la expresión [(50s50p)₁S(50s50p)₂]₁//[(50s50p)₃S(50s50p)₄]₂ indica que hay cuatro grupos de nivel uno formados por 50 ramas en paralelo con 50 módulos en serie por cada rama y hay dos grupos de nivel dos conectados en paralelo, los cuales consisten en grupos de nivel uno conectados en serie. La conexión en paralelo de grupos

de nivel dos se indica mediante // y su conexión en serie mediante S. También se introduce la notación de agregar al número de configuración comilla simple (') para indicar que se usan dos inversores y comilla doble (") en el caso de usarse 4 inversores.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los datos de radiación y temperatura utilizados en las simulaciones son de frecuencia horaria y magnitudes tales que presentan una forma de curva típica a lo largo de un día.

A continuación analizaremos el desempeño de diferentes configuraciones del arreglo ante diferentes condiciones sombreado y utilizando distinta cantidad de inversores.

3.1. Medidas de rendimiento

En el análisis de las diferentes configuraciones utilizamos como medida de rendimiento el índice de desempeño PR que se calcula como

$$PR = \frac{\int P_{ac} dt}{\eta_{STC} \int G dA dt} \quad (9)$$

donde P_{ac} es la potencia en corriente alterna; G es la radiación; A es el área y η_{STC} es el rendimiento del módulo bajo condiciones estándar de medida.

El PR puede se entiende como la relación entre la energía generada en corriente alterna y la que entregaría un sistema ideal, es decir, sin pérdidas y con los módulos funcionando en las condiciones estándar.

Es de notar que la energía calculada en el denominador de (9) no solo varía en el tiempo sino que debe integrarse espacialmente debido a que cada panel recibe una porción de energía que no es necesariamente igual a la recibida por los otros módulos individuales.

Para analizar el comportamiento de las configuraciones que presentan un mayor cambio en su desempeño ante el agregado de inversores, tomamos en consideración la evolución en el tiempo del PR, y de las eficiencias del seguidor del punto de máxima potencia y del inversor. Esto se realizó tanto para la configuración completa como para el caso de descomposición en grupos. La eficiencia del seguidor del punto de máxima potencia es calculada como la energía obtenida a la salida de la etapa DC-DC respecto a la energía máxima posible que se obtendría realizando un seguimiento ideal de la potencia pico

$$\eta_{MPPT} = \frac{\int P_{MPPT} dt}{\int P_M dt} \quad (10)$$

donde P_M es la potencia máxima del arreglo y P_{MPPT} es la potencia máxima de salida del MPPT.

3.2. Rendimiento con un inversor central

En las simulaciones se consideraron distintas maneras de interconectar los módulos que componen la planta fotovoltaica y la utilización de un único inversor central. La Tabla 1 muestra los resultados de las

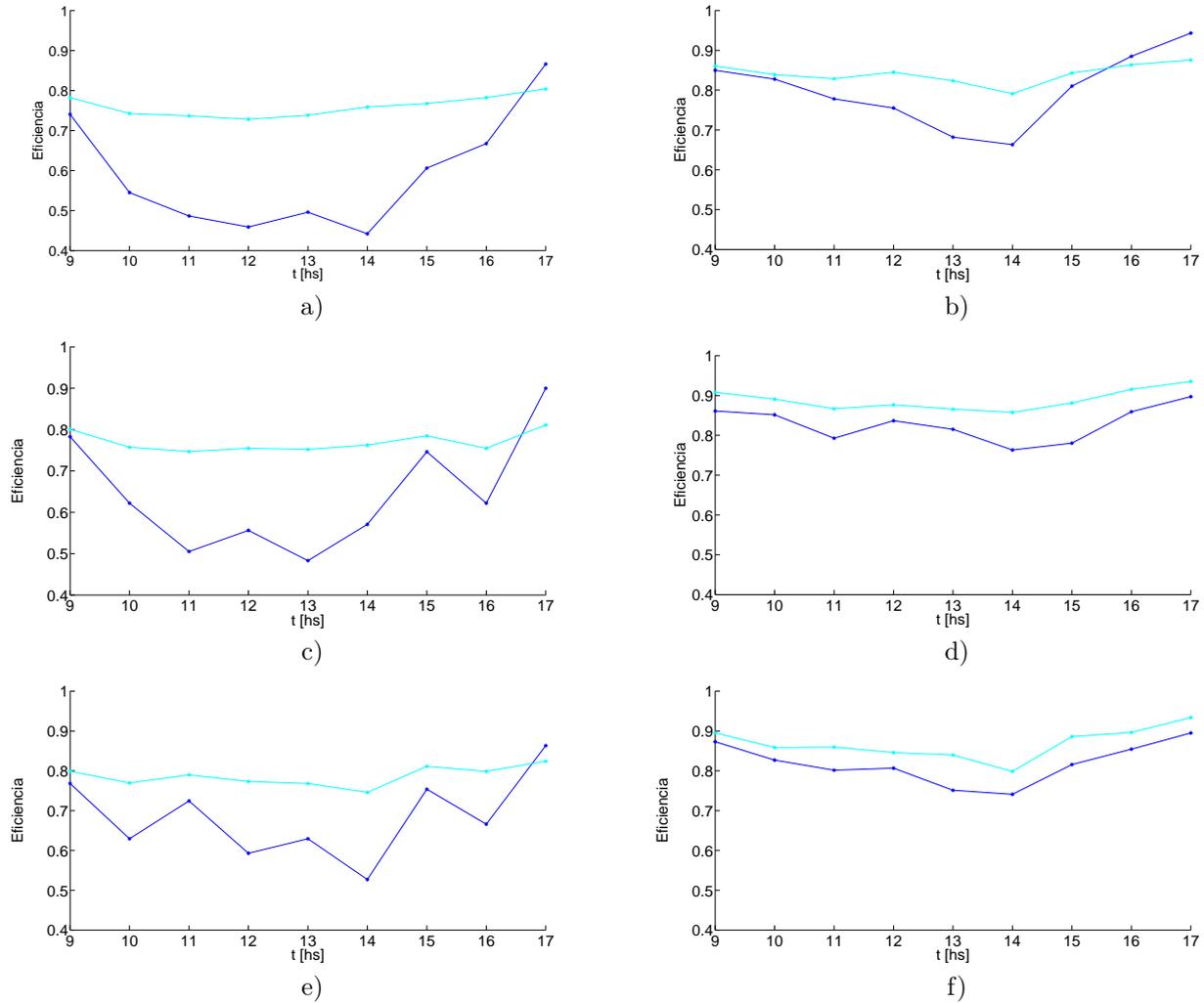


Figura 6: Rendimientos del inversor y del seguidor del punto de máxima potencia para los casos a) configuración 3 con un inversor; b) configuración 4 con un inversor, c) grupo 1 de la configuración 3', d) grupo 1 de la configuración 4', e) grupo 2 de la configuración 3', f) grupo 2 de la configuración 4'. En línea celeste se muestra la eficiencia del inversor y en trazo azul la eficiencia del seguidor del punto de máxima potencia

simulaciones realizadas para diferentes esquemas de conexionado y para nubes pasando en dirección horizontal y vertical respecto al campo de paneles. Los PR obtenidos evidencian que la configuración con menor desempeño es la 1, que consiste en un solo grupo de paneles asociados en series y dichas series en paralelo. La configuración de mayor rendimiento es la 4, con un $PR=0.77$, pero presenta una fuerte dependencia de la condición de sombreado que puede hacer disminuir su PR hasta 0.56. Otra configuración simulada, la 5, tiene un buen desempeño y como se puede apreciar este rendimiento es independiente de la condición sombreado, con un PR entre 0.66 y 0.68. Esto nos indica que en general muchos módulos en serie hacen disminuir el PR y además que el aumento de módulos en paralelo ayuda al incremento del rendimiento. Sin embargo, utilizar demasiados módulos en paralelo directo nos lleva a una configuración menos robusta a los cambios en las condiciones de sombreado. Particularmente el sombreado en dirección de la serie resultante pro-

duciría mayor desbalance de la misma respecto al caso de movimiento perpendicular de la nube debido a la mayor influencia de las corrientes de cada grupo de paralelos.

3.3. Rendimiento con dos inversores

En el caso de emplear más de un inversor para la conversión de energía de la planta, se obtiene el mayor aumento (respecto a las configuraciones que emplean un inversor) en el rendimiento equivalente para las configuraciones 9 y 10 ante nubes pasando en dirección vertical y horizontal respectivamente. También se observan casos en los que el desempeño disminuye, siendo los más notorios los ocurridos al emplear la configuración 5 con nube desplazándose verticalmente y con movimiento de la nubosidad horizontal con el esquema de conexionado 8. La configuración 4' es la que ofrece el mayor rendimiento. Las configuraciones que obtienen un mayor incremento del PR al usar dos inversores son aquellas que disminuyen que asignan a

cada inversor una cantidad de módulos en serie menor que al usar un solo inversor. La configuración 4 no presenta una mejora significativa, ante el paso de nube horizontal, respecto al caso de un inversor lo que muestra que este tipo de configuración con muchos paneles en paralelo tiene más inmunidad al sombreado horizontal.

3.4. Rendimientos de cada etapa

La Fig. 6 muestra la evolución de los rendimientos del MPPT y del inversor durante horas de sol para casos que presentan comportamiento extremos en cuanto a su desempeño. Se puede observar que los valores más bajos de rendimiento tanto del MPPT como del inversor ocurren en las horas de mayor sombreado (Fig. 2). Además, la disminución del desempeño del seguidor es mucho más pronunciada que la del inversor. Esta situación se presenta en la configuración 3 tanto con uno como con dos inversores. Sin embargo al usar dos inversores estos mejoran un poco su desempeño pero la eficiencia media del MPPT se incrementa en forma más significativa, aumentando también el PR de la configuración completa. Esto implica que la descomposición de la configuración 3 en dos grupos conectados cada uno a su respectivo inversor mejora el seguimiento. En este caso el cambio realizado es que las series de módulos de cada grupo son más cortas, lo que nos llevaría a pensar que una disminución en la cantidad de módulos en serie ayuda fundamentalmente al funcionamiento del MPPT con la consiguiente mejora en el PR global.

El PR de la configuración 4, es el mayor dentro de los casos analizados. Se observa que presenta, al igual que la configuración 3, una disminución de los rendimientos del MPPT y del inversor cuando la nube está pasando, sin embargo, la diferencia es notable en cuanto a la mejora del rendimiento tanto del inversor como del seguidor respecto a dicha configuración. El esquema de conexión 4 se caracteriza por disponer de una cantidad considerablemente menor de módulos dispuestos en serie directa, y es analizado también para el caso de usar uno y dos inversores. Para esta configuración la mejora del PR global usando dos inversores no es apreciable, pero si es de notar que el MPPT es menos sensible al sombreado, es decir que las curvas de rendimiento del seguidor presentan un comportamiento más suave. En cualquier caso, ya sea con uno o dos inversores, la configuración 4 consigue el mayor PR de todos los esquemas probados.

De acuerdo a los resultados de las Tablas 1 y 2, y analizando las configuraciones de centrales simuladas es de notar que el índice de desempeño PR del sistema aumenta al disminuir la cantidad de paneles conectados en serie. Un factor de peso para la disminución de rendimiento anteriormente mencionada es que el algoritmo empleado, y en general los algoritmos de seguimiento del MPPT, se basan en encontrar el máximo de potencia mediante métodos de primer orden [3].

Y es sabido que los métodos de primer orden pueden conducir a estancamientos en mínimos locales en funciones multimodales, y que el sombreado origina una curva de potencia con varios máximos [6].

4. CONCLUSIONES

Se implementó un modelo de simulación de centrales fotovoltaicas que permite obtener los rendimientos correspondientes a las diferentes etapas del sistema como así también el rendimiento global. Estas simulaciones contemplan condiciones heterogéneas de operación del arreglo, tales como el sombreado variable en el tiempo, donde cada panel tiene está sometido a una determinada influencia de la nube en forma independiente. Además las direcciones de los movimientos de las nubes también pueden simularse, como así también diferentes esquemas de conexión del arreglo de paneles. Los resultados muestran que el agrupamiento de mayor cantidad de módulos en paralelo puede beneficiar al rendimiento global dichas configuraciones no son necesariamente las más robustas al cambiar la dirección del sombreado. Un aumento en la cantidad de inversores empleados puede llegar a mejorar el PR si las configuraciones de conexión de los paneles resultantes tiene una menor cantidad de módulos en serie. El modelo de simulación propuesto nos permite explorar diferentes alternativas y encontrar configuraciones más eficientes para centrales de mediana y gran potencia.

Referencias

- [1] M.C. Alonso-García, J.M. Ruiz, and F. Chenlo. Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 90(3):329–340, February 2006.
- [2] G.L. Araujo, E. Sanchez, and M. Martín. Determination of the two-exponential solar cell parameters from empirical data. *Solar cells*, 5:199–204, 1982.
- [3] D.P.Hohm and M.E. Roop. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, maximum power point tracking test bed. In *Photovoltaic Specialists Conference, 2000. Conference Record of the Twenty-eighth IEEE*, pages 1699–1702, 2000.
- [4] S. Haykin. *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*. Prentice Hall, New York, 2002.
- [5] M. Jantsch, H. Schmidt, and J. Schmid. Results on the concerted action on power conditioning and control. *Proc. Of the 11th European PV Solar Energy Conference*, pages 1589–1592, 1992.
- [6] Hajime Kawamura, Kazuhito Naka, Norihiro Yonekura, Sanshiro Yamanaka, Hideaki Kawamura, Hideyuki Ohno, and Katsuhiko Naito. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3-4):613–621, February 2003.
- [7] Hajime Kawamura, Kazuhito Naka, Norihiro Yonekura, Sanshiro Yamanaka, Hideaki Kawamura, Hideyuki Ohno, and Katsuhiko Naito. Simulation of I-V characteristics of a PV module with shaded PV cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 75(3-4):613–621, February 2003.
- [8] Tomas Markvart. *Solar Electricity, 2nd Edition*. Wiley, 2 edition, May 2000.

- [9] K.R. McIntosh, P.P. Alternatt, and G. Heiser. Depletion-region recombination in silicon solar cells: When does $m=2$? *Proc. Of the 16th European PV Solar Energy Conference*, pages 250–253, 2000.
- [10] Jayanta Deb Mondol, Yigzaw G. Yohanis, and Brian Norton. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy*, 80(12):1517–1539, December 2006.
- [11] Volker Quaschnig and Rolf Hanitsch. Numerical simulation of current-voltage characteristics of photovoltaic systems with shaded solar cells. *Solar Energy*, 56(6):513–520, June 1996.
- [12] T. Shimizu, M. Hirakata, T. Kamezawa, and H. Watanabe. Generation control circuit for photovoltaic modules. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, 16(3):293–300, 2001.
- [13] M. Wolf, G.T. Noel, and R.J. Stirn. Investigation of the double exponential in the current-Voltage characteristics of silicon solar cells. *Electron Devices, IEEE Transactions on*, 24(4):419–428, 1977.