
Configuración Óptima de Instalaciones Solares Fotovoltaicas

Ariel S. Loyarte^{1,*}, Luis A. Clementi^{1,2}, Jorge R. Vega^{1,2}

¹UTN, FRSF, Lavaisse 610, 3000 Santa Fe, Argentina, Tel: +54-342-4601579, ^{*}aloyarte@frsf.utn.edu.ar
²INTEC, UNL-CONICET, Ruta Nac. 168, Paraje El Pozo, Santa Fe, Argentina, Tel: +54-342-4511370

Resumen – En el presente trabajo se desarrolla el modelo de una instalación solar fotovoltaica, exponiéndose sus parámetros y variables de diseño. Se analiza la disposición geométrica de los paneles para obtener el máximo aprovechamiento energético, empleando un algoritmo de optimización por enjambre de partículas. El estudio se complementa contrastando con los resultados obtenidos mediante el empleo de dispositivos seguidores. A modo de ejemplo, se considera el caso de un grupo de localidades de la provincia de La Rioja (Argentina), con buen potencial para instalaciones fotovoltaicas.

Palabras claves - energía eléctrica; generación fotovoltaica; optimización por enjambre de partículas.

Abstract – In this work, a photovoltaic installation model is developed exhibiting its design parameters and variables. The geometric position of the panels is analyzed to obtain the maximum energetic exploitation, using a particle swarm optimization algorithm. The study is complemented by comparing with the results obtained using tracking devices. As an example, the case of a group of locations in the La Rioja province (Argentina) is considered, with good potential for photovoltaic installations.

Keywords - electrical energy; photovoltaic generation; particle swarm optimization.

INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica mediante generadores basados en recursos renovables es actualmente una temática de interés mundial debido a las ventajas que presenta desde el punto de vista ambiental y económico. Además, es parte fundamental del paradigma de la generación distribuida (Ackermann et al., 2001) y de la topología característica de redes que pueden operar íntegramente en niveles de media o baja tensión, como es el caso de las micro-redes (Chowdhury et al., 2009).

En el caso de la generación solar fotovoltaica, cualquier proyecto de inversión en este rubro requiere un análisis de las condiciones climatológicas y de las características de las instalaciones que logren aprovechar en forma óptima el recurso solar. La tecnología utilizada para la conformación de los paneles constituye un factor de importancia, el cual define en gran medida el rendimiento global de las mismas.

No obstante, los parámetros geométricos, como los asociados a la disposición de los paneles, pueden afectar significativamente el desempeño del sistema (Sangoi and Vega, 2016). Pues los modelos matemáticos para la trayectoria solar (Spencer, 1971) y aquellos que involucran al conjunto de variables necesarias para referir mediciones de campo de irradiancia a aquella que incide efectivamente en forma normal sobre la superficie captadora (Duffie and Beckman, 2013), indican que un adecuado diseño preliminar en cuanto a la disposición de los paneles, puede permitir una explotación óptima del recurso natural. Además, se ha demostrado la dependencia de los modelos con la temperatura (Erbs et al., 1982), e incluso con la humedad ambiental (Reindl et al., 1990).

Por otra parte, el modelo estático del generador fotovoltaico demuestra también la afección de su desempeño con la temperatura, indicada por el fabricante a partir una serie de parámetros característicos (Mohamed, 2008).

Por tanto, resulta de interés analizar el desempeño de instalaciones solares fotovoltaicas, de modo de idear un mecanismo útil para determinar su disposición geométrica óptima, de forma de lograr el mayor aprovechamiento energético posible, sujeto a las condiciones meteorológicas (irradiación solar y temperatura) del lugar de emplazamiento, consideradas a partir de registros históricos.

Lo anterior permite colaborar con el inversionista, puesto que además es posible contrastar los resultados con los obtenidos de un análisis similar, pero con la inclusión de dispositivos seguidores. Así, dependiendo de la localización geográfica del lugar cuya radiación solar se evalúe explotar, y de su historial climatológico, será posible decidir sobre la conveniencia (o no) de incluir sistemas de seguimiento solar.

En el presente trabajo se desarrolla un modelo para el generador fotovoltaico que considera la totalidad de sus variables geométricas y la dependencia con la temperatura. A partir del mismo, se realiza la implementación de un algoritmo de optimización por enjambre de partículas (Shi and Eberhart, 1998; AlRashidi and El-Hawary, 2009), que permite identificar la configuración geométrica óptima para la instalación, de acuerdo con su ubicación y el registro de mediciones de irradiancia y temperatura. En particular, se definen y comparan dos criterios de optimalidad alternativos: i) maximización de la irradiancia global media anual, incidente en dirección normal a los paneles; y ii) maximización de la potencia eléctrica media anual generada.

Además, las implementaciones realizadas consideran tres propuestas diferentes en cuanto a variables de decisión: a) selección de ángulos de inclinación óptimos (azimut fijo); b) selección de ángulos de inclinación y de azimut óptimos; c) aplicación de las anteriores a sistemas con seguidores de eje vertical.

El algoritmo desarrollado se aplica, a modo de ejemplo, para analizar el desempeño de potenciales instalaciones solares en un grupo de localidades de la provincia de La Rioja (Argentina).

Asimismo, los resultados de cada caso estudiado se contrastan con los obtenidos mediante sistemas que utilizan seguidores de eje horizontal, en dos variantes: eje en direcciones Este-Oeste y Norte-Sur.

Los modelos empleados indican la necesidad de registros de temperatura, para estimar la magnitud de la irradiancia total normal sobre el panel captador. Sin embargo, los resultados muestran que para determinar la disposición geométrica óptima del mismo, no es necesario considerar cómo la temperatura afecta a la potencia-pico del dispositivo; pues sus efectos son despreciables frente a esta decisión.

DESARROLLO

Posicionamiento del Sol

El desempeño de un generador fotovoltaico se encuentra determinado, fundamentalmente, por sus características constructivas y por su disposición relativa frente al Sol. De modo que es preciso definir, en primera instancia, una serie de variables referidas al posicionamiento de este último. Y dado que su posición, relativa a un punto sobre la superficie terrestre, es dependiente

del día d del año, es necesario definir a un ángulo diario (en radianes), como:

$$\Gamma = \frac{2\pi(d-1)}{365} \quad (1)$$

A partir del anterior, es posible determinar la declinación de la Tierra (δ) alrededor del Sol, como el ángulo entre el plano ecuatorial y la recta que vincula el centro terrestre con el centro solar, según:

$$\delta = 0,006918 - 0,399912 \cos \Gamma + 0,070257 \sin \Gamma + \\ - 0,006758 \cos(2\Gamma) + 0,000907 \sin(2\Gamma) + \\ - 0,002698 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \quad (2)$$

Por otra parte, la duración de un *día solar* no es uniforme, y su diferencia respecto de la duración de un día solar medio, está definida por la *ecuación del tiempo* (EdT).

$$EdT[\text{min}] = 229,18 [0,000075 + 0,001868 \cos \Gamma + \\ - 0,032077 \sin \Gamma - 0,014615 \cos(2\Gamma) + \\ - 0,040849 \sin(2\Gamma)] \quad (3)$$

El valor que toma EdT puede emplearse para referir mediciones de variables climatológicas efectuadas a la hora oficial HO del lugar (en minutos), a la hora solar HS (también en minutos), a partir de la coordenada $long$ de longitud (en grados sexagesimales) y de la zona horaria ZH utilizada en la región, de acuerdo con:

$$HS = HO + 4 \text{ long} - 60 ZH + EdT \quad (4)$$

Así, por ejemplo, Argentina emplea la zona horaria GMT-3 (3 hs detrás de la correspondiente al meridiano de Greenwich), de modo que $ZH = -3$. La longitud se toma negativa si es Oeste, y positiva si es Este.

La hora solar es también empleada para definir la posición del Sol de acuerdo con la hora del día, a partir del *ángulo horario* (ω). El mismo se obtiene entre la recta en disposición Norte-Sur sobre el punto en

análisis y la recta que une dicho punto con la proyección del Sol en el horizonte.

$$\omega [\text{rad}] = \frac{\pi}{12} \left(12 - \frac{HS [\text{min}]}{60} \right) \quad (5)$$

Modelo del generador fotovoltaico

En primer lugar, es requisito referir las mediciones de irradiancia, normalmente tomadas respecto a un plano horizontal, a la dirección normal de la superficie captadora. Para el caso, se define a la *razón directa* (R_b), como la relación en entre la irradiancia directa sobre la superficie inclinada un ángulo β respecto de la horizontal ($G_{d,\beta}$), y la misma medida sobre una superficie horizontal ($G_{d,h}$).

$$R_b = \frac{G_{d,\beta}}{G_{d,h}} \quad (6)$$

Si θ es el ángulo entre los rayos solares y la normal a la superficie del panel, y θ_z es el medido respecto de la vertical (áng. cenital), la Ec.(6) es equivalente a:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (7)$$

Y ambos ángulos pueden determinarse según las siguientes dos expresiones.

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \varphi \cos \beta + \\ & + s \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \\ & + [\cos \varphi \cos \beta - s \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma] \cos \delta \cos \omega + \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (8)$$

$$\cos \theta_z = \cos \varphi \cos \delta \cos \omega + \sin \varphi \sin \delta \quad (9)$$

donde φ es la latitud del lugar, y γ es el azimut de la superficie. Para el hemisferio Norte, s debe tomar el valor -1 y φ colocarse positivo. Para el hemisferio Sur, $s=1$ y φ es negativo.

En caso de utilizar un seguidor de eje Este-Oeste, $\cos \theta$ debe sustituirse por $\cos \theta_{EO}$.

$$\cos \theta_{EO} = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (10)$$

mientras que γ toma el valor de 0° cuando el valor absoluto de ω es inferior a los 90° , y vale 180° cuando el mismo supera los 90° . Asimismo, para β corresponde emplear:

$$\beta_{EO} = \arctan (\tan \theta_z |\cos \omega|) \quad (11)$$

Si el seguidor presenta eje tipo Norte-Sur, debe emplearse en su lugar:

$$\cos \theta_{NS} = \sqrt{\cos^2 \theta_z - \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (12)$$

Si ω es positivo, el seguidor enfrenta el panel hacia el Este ($\gamma=90^\circ$); si es negativo resulta $\gamma=-90^\circ$ (hacia el Oeste). Además, sustituye β por β_{NS} .

$$\beta_{NS} = \arctan (\tan \theta_z |\cos (\gamma - \omega)|) \quad (13)$$

Para seguidores de eje vertical, que ajustan $\gamma=\omega$, el parámetro β se mantiene como variable ajustable de diseño, aunque sustituyen el coseno de θ por:

$$\cos \theta_V = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \theta \quad (14)$$

Luego, la irradiancia total G incidente en forma perpendicular sobre los paneles, puede estimarse según el registro de irradiancia medida sobre una superficie horizontal (G_h), de acuerdo con:

$$G = R \cdot G_h \quad (15)$$

donde R puede computarse a partir del albedo ρ_g del terreno, y de una estimación de la *fracción difusa instantánea* ($f_{d,h}$).

$$R = (1 - f_{d,h}) R_b + f_{d,h} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \rho_g \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (16)$$

Un procedimiento para estimar $f_{d,h}$ es provisto por Erbs et al. (1982), como función de θ_z y de la temperatura. Mientras que Reindl

et al. (1990) indican una estimación con mayor exactitud, con la dependencia extra de la latitud, ángulo horario y ángulo de declinación terrestre, y la inclusión de la humedad relativa del ambiente. Para cuando no se dispongan de mediciones para esta última, los mismos autores brindan un modelo aproximado que sólo emplea la temperatura.

Finalmente, la potencia eléctrica (activa) desarrollada por una instalación de N_{PV} paneles fotovoltaicos de potencia-pico P_{peak} , a una temperatura T , resulta:

$$P = \eta \cdot N_{PV} \cdot P_{peak} \cdot \frac{G}{G_{std}} \cdot [1 + k_p \cdot (T - T_r)] \quad (17)$$

donde η es el rendimiento global de los restantes dispositivos utilizados en la instalación, G_{std} es la irradiancia estándar (1000 W/m^2), y T_r es la temperatura de referencia (normalmente $25 \text{ }^\circ\text{C}$), a la cual refieren P_{peak} y el coeficiente de temperatura-potencia k_p , en “por unidad” por grado Celsius, provisto por el fabricante.

Disposición óptima de un panel fotovoltaico

Si se discretiza el intervalo temporal de un año, considerando curvas horarias típicas y representativas de la irradiancia total (medida sobre una superficie horizontal) de cada mes del año, sobre un punto de interés (latitud y longitud dadas) y, de igual manera, curvas de temperatura; podrá designarse con $P_{j,k}$ a la potencia desarrollada por una instalación fotovoltaica para la k -ésima hora del día representativo del j -ésimo mes. Ésta puede ser computada a partir del modelo especificado en la sección anterior.

Supuestas irradiancia y temperatura constantes por períodos de 1 hora, de acuerdo con la discretización sugerida, puede formularse un indicador de desempeño de la

instalación, como la potencia media anual desarrollada, según:

$$\bar{P}_a = \frac{1}{288} \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{k=0}^{23} P_{j,k} \quad (18)$$

Luego, para decidir sobre la inclinación β y el azimut γ que permitan alcanzar la máxima generación media anual, es posible resolver el siguiente problema de optimización.

$$\max_{\beta, \gamma} \bar{P}_a \quad (19a)$$

s. a.

$$P_{j,k} = \eta N_{PV} P_{peak} \frac{G_{j,k}}{G_{std}} [1 + k_p (T_{j,k} - T_r)] \quad (19b)$$

$$\beta_{\min} \leq \beta \leq 90^\circ \quad (19c)$$

$$-180^\circ < \gamma \leq 180^\circ \quad (19d)$$

donde $j = 1, 2, \dots, 12$ y $k = 0, 1, 2, \dots, 23$, con β_{\min} una limitante mínima para el ángulo de inclinación del panel, normalmente establecida para evitar la acumulación excesiva de suciedad o agua de precipitaciones. Las variables $G_{j,k}$ (función de β y γ) y $T_{j,k}$ son, respectivamente, la irradiancia total normal al panel y la temperatura, para la hora k del día que representa a mes j .

Por otro lado, para el caso de N paneles fotovoltaicos ubicados en posiciones geográficas diferentes, si $\bar{P}_a^{(i)}$ es la potencia media anual del i -ésimo panel, determinada según la Ec.(18), en función de la potencia $P_{j,k}^{(i)}$ desarrollada por el mismo a la k -ésima hora del día representativo del j -ésimo mes, es posible determinar los parámetros β_i y γ_i óptimos para cada instalación, en único problema, como el de las Ecs.(20).

$$\mathbf{X}_{\beta, \mathbf{X}_{\gamma}} \max_{f_1} = \sum_{i=1}^N \bar{P}_a^{(i)} \quad (20a)$$

s.a.

$$P_{j,k}^{(i)} = \eta_i P_{peak,i} \frac{G_{j,k}^{(i)}}{G_{std}} \left[1 + k_{p,i} (T_{j,k}^{(i)} - T_r) \right] \quad (20b)$$

$$\beta_{\min} \leq \beta_i \leq 90^\circ \quad ; \quad \forall \beta_i \in \mathbf{X}_{\beta} \quad (20c)$$

$$-180^\circ < \gamma_i \leq 180^\circ \quad ; \quad \forall \gamma_i \in \mathbf{X}_{\gamma} \quad (20d)$$

donde $i = 1, 2, \dots, N$, y η_i , $P_{peak,i}$ y $k_{p,i}$ son, respectivamente, el rendimiento de los elementos complementarios, la potencias-pico y el coeficiente de temperatura-potencia de del panel i . Mientras que los vectores \mathbf{X}_{β} y \mathbf{X}_{γ} , de $(N \times 1)$, se componen como se indica en las Ecs.(21).

$$\mathbf{X}_{\beta} = \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_N \end{bmatrix} \quad ; \quad \mathbf{X}_{\gamma} = \begin{bmatrix} \gamma_1 \\ \gamma_2 \\ \vdots \\ \gamma_N \end{bmatrix} \quad (21)$$

Notar que en el problema de las Ecs.(20) se ha supuesto que cada instalación presenta un único panel, puesto que la disposición óptima de cada una es independiente de esta cantidad.

Alternativamente, si se desprecia el efecto de la temperatura sobre los paneles (no así para determinar la fracción difusa $f_{d,h}$), el problema puede simplificarse al maximizar un funcional f_2 , proporcional a la irradiancia media anual, normal a los paneles, y entre las N instalaciones. Puede definirse a partir de la irradiancia media normal anual ($\bar{G}_a^{(i)}$) sobre cada panel.

$$f_2 = \sum_{i=1}^N \bar{G}_a^{(i)} \quad (22)$$

$$\bar{G}_a^{(i)} = \frac{1}{288} \cdot \sum_{j=1}^{12} \sum_{k=0}^{23} G_{j,k}^{(i)} \quad (23)$$

Optimización por enjambre partículas

La optimización por enjambre de partículas (PSO) consiste en un algoritmo estocástico en el cual la búsqueda del óptimo de una función f se implementa por medio de partículas, cada una de las cuales es una potencial solución del problema.

La p -ésima partícula en el enjambre representa un punto de coordenadas \mathbf{X}_m^p en el espacio de solución de f para la m -ésima iteración, y el enjambre se desplaza sobre el mismo hasta alcanzar un estado estable, según:

$$\Delta \mathbf{X}_{m+1}^p = w_m \Delta \mathbf{X}_m^p + c_{1,m} R_{1,m} \{\mathbf{B}^p - \mathbf{X}_m^p\} + c_{2,m} R_{2,m} \{\mathbf{\Omega} - \mathbf{X}_m^p\} \quad (24)$$

$$\mathbf{X}_{m+1}^p = \mathbf{X}_m^p + \Delta \mathbf{X}_{m+1}^p \quad (25)$$

donde $\Delta \mathbf{X}_{m+1}^p$ es la velocidad de la partícula p en la m -ésima iteración, y los factores w_m , $c_{1,m}$ y $c_{2,m}$ son, respectivamente, los coeficientes de inercia y las aceleraciones cognitiva y social, y que eventualmente podrán variar durante la ejecución del método. Los factores $R_{1,m}$ y $R_{2,m}$ son dos números obtenidos a cada iteración en forma aleatoria en el rango $(0; 1)$, a partir de una distribución uniforme de probabilidades. Mientras que los vectores \mathbf{B}^p y $\mathbf{\Omega}$ representan a la mejor posición histórica alcanzada por la partícula p (mayor valor de f para problemas de maximización), y la mejor posición global (entre todas las partículas de la población), respectivamente.

Cuando el vector $\mathbf{\Omega}$ logra estabilizarse, representa a la solución, y el óptimo es $f(\mathbf{\Omega})$.

Para el problema de las Ecs.(20), aún cuando puede sustituirse el objetivo f_1 por f_2 , de la Ec.(22), el algoritmo PSO puede aplicarse conformándose el vector \mathbf{X} de variables de decisión (vector de coordenadas de las partículas), de $(2N \times 1)$, como aquel que surge de concatenar \mathbf{X}_{β} y \mathbf{X}_{γ} .

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{X}_\beta \\ \mathbf{X}_\gamma \end{bmatrix} \quad (26)$$

Cuando la PSO indique violar alguno de los límites de las Ecs.(20c, 20d), la coordenada correspondiente puede corregirse al valor del límite transgredido.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El algoritmo PSO se aplicó para resolver el problema de las Ecs.(20), para paneles de 260 W-pico, con $k_p = -0,44 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ (modelo comercial SOLARTECH ST-P660260WB), un albedo $\rho_g = 0,2$ (típico), $\eta = 71,2\%$ (conservador) y $\beta_{\min} = 10^{\circ}$. Mientras que la para la estimación de la fracción difusa se empleó el modelo de Erbs et al. (1982).

A modo de ejemplo, se consideró un panel en cada una de las localidades de Aimogasta, Villa Unión y Chilecito (La Rioja, Argentina), para las cuales se disponen de registros horarios para un año típico de irradiancia (horizontal) y temperatura. Se tomaron las curvas horarias de los días 15, representativas de cada mes.

Se resolvieron tres casos diferentes:

- Caso C1: Sin seguidor; las inclinaciones β_i son las variables de decisión. Se toma $\gamma = 0^{\circ}$ (frente al Norte), por ser hemisferio Sur.
- Caso C2: Sin seguidor; tanto β_i como γ_i son variables de decisión.
- Caso C3: Con seguidor de eje vertical, para decidir sobre los β_i óptimos.

Además, por cada caso se contemplan dos variantes: optimizando f_1 (casos C1a, C2a y C3a), y f_2 (casos C1b, C2b y C3b).

Los resultados, indicados en la Tabla 1, se obtuvieron a partir de la mejor solución luego de 10 ejecuciones de la PSO, configurada con 25 partículas, con coeficientes w_m , $c_{1,m}$ y $c_{2,m}$ de 0,8, 0,5 y 0,5,

respectivamente. Cada ejecución fue finalizada luego de 100 iteraciones, suficientes para alcanzar la convergencia.

Notar que aún en los casos de maximización de irradiancias medias, la Tabla 1 muestra la potencia media inyectada, puesto que es ésta la variable de interés.

La Fig. 1, por su parte, señala los resultados de los casos 1a y 3a, y su contraste con la potencia media anual obtenida con seguidores de eje horizontal.

Tabla 1: Disposición óptima por caso.

		β ($^{\circ}$)	γ ($^{\circ}$)	$\bar{P}_a^{(i)}$ [W]
Aimogasta	C1a	28,71	0	44,89
	C1b	28,22	0	44,88
	C2a	28,71	0,003	44,89
	C2b	28,23	-0,001	44,88
	C3a	52,89	--	60,10
	C3b	52,31	--	60,09
Villa Unión	C1a	21,58	0	47,48
	C1b	21,38	0	47,44
	C2a	21,58	-0,001	47,48
	C2b	21,38	0,001	47,48
	C3a	49,37	--	62,96
	C3b	49,12	--	62,96
Chilecito	C1a	24,48	0	46,51
	C1b	24,20	0	46,50
	C2a	24,48	-0,005	46,51
	C2b	24,19	-0,004	46,50
	C3a	45,28	--	56,80
	C3b	45,04	--	56,80

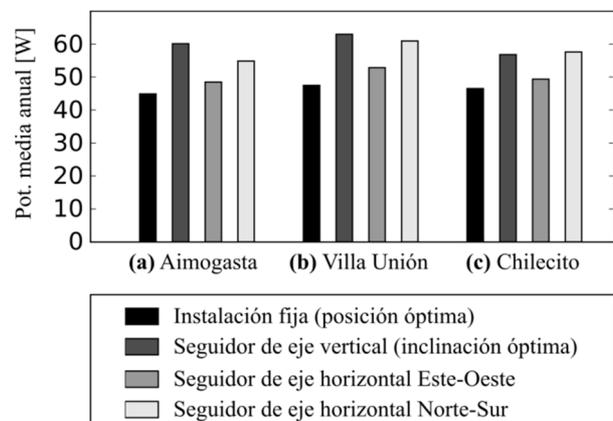


Fig. 1: Potencia media anual (óptima).
Comparativa frente a seg. de eje horizontal.

Los resultados demuestran que la optimización de irradiancias frente a potencias medias es prácticamente equivalente. No obstante, se aclara que las temperaturas fueron empleadas en ambos casos para los modelos de los generadores.

De la misma manera, las soluciones confirman que el azimut puede ser seleccionado de acuerdo a la regla práctica que indica enfrentar paneles al Norte en localizaciones del hemisferio Sur, ya que aún considerando al azimut como parámetro de diseño, la PSO señala un valor óptimo aproximadamente nulo en todos los casos.

La Fig. 1 señala las diferencias en el desempeño de sistemas fijos, frente a los que emplean algún seguidor. Notar que cuando se emplean ejes horizontales, los tres casos indican que en la dirección Norte-Sur se logra mayor desempeño. Mientras que éste logra superar al de eje vertical sólo para Chilecito. No obstante, esta solución no es trivial; pues en ambas coordenadas de longitud y latitud, Chilecito se ubica entre las otras dos.

La Fig. 2, por su parte, muestra el efecto de utilizar ángulos de inclinación que se aparten del óptimo. Cada vértice indica la potencia media erogada en el caso óptimo.

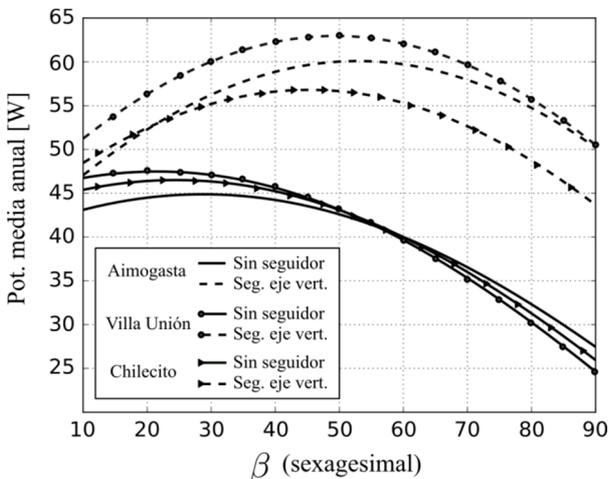


Fig. 2: Potencias medias como función de la inclinación de los paneles.

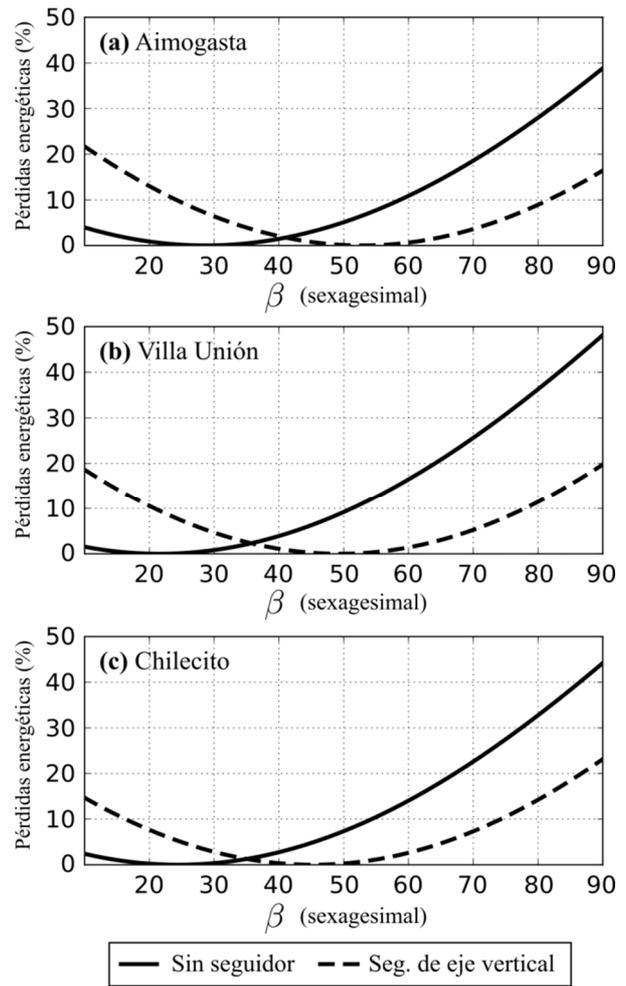


Fig. 3: Pérdidas porcentuales de energía, por apartamientos de la inclinación óptima.

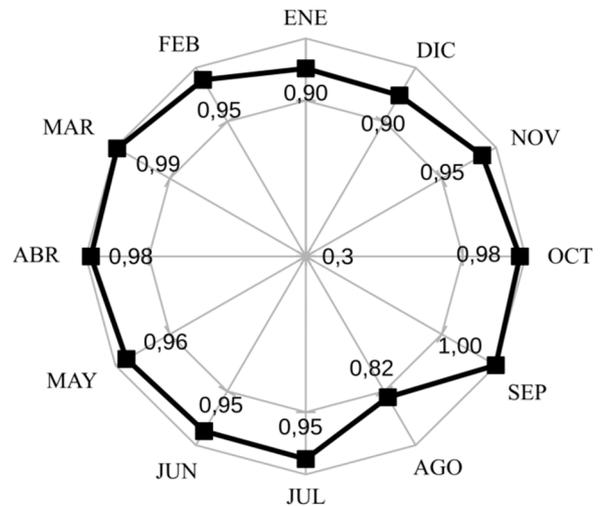
Por otro lado, la Fig. 3 muestra las pérdidas porcentuales de energía anual generada por cada panel (respecto de lo generado en el caso óptimo), cuando la inclinación se aparta de la determinada por la PSO. Se observa que corrimientos del orden de los 5° (hacia un lado o hacia el otro), son poco significativos. Pero a partir de los 10°, pueden representar un desaprovechamiento cercano al 4% (caso más desfavorable), que puede resultar muy relevante en una instalación de gran porte.

Se observa que, en general, un mismo apartamiento respecto del óptimo es más desfavorable cuando la instalación es fija (pendientes más pronunciadas en la Fig. 3), frente al caso de seguidor de eje vertical.

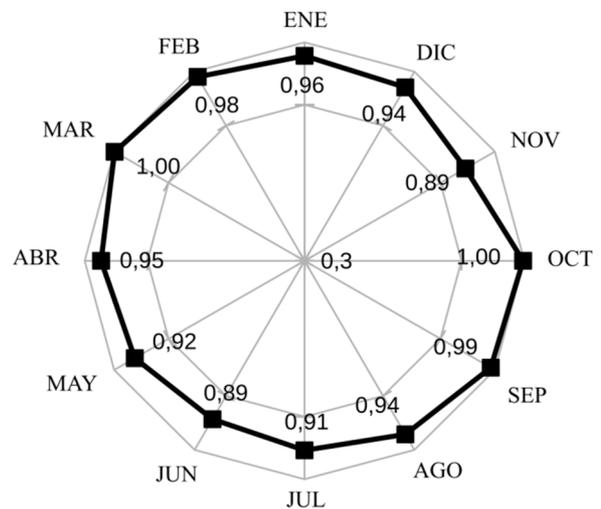
Por otra parte, cuando la instalación es fija, reviste interés el desempeño del sistema ante el ajuste que maximiza la potencia media anual, frente al desempeño que se obtendría si se realiza una optimización para cada mes. El diagrama de la Fig. 4 realiza esta comparación, mostrando la proporción de la energía mensual obtenida para ajustes óptimos mensuales, pero cuando se realiza un ajuste único anual. Para efectuar este contraste, la PSO fue utilizada para resolver el problema análogo al de las Ecs.(20), pero que emplea potencias medias mensuales.

Se observa buena performance del ajuste anual en al menos 3 o 4 meses al año (relación del al menos 0,98). Para otros meses, el desaprovechamiento se incrementa, y en el peor caso alcanza un 18% (mes de agosto en Aimogasta). No obstante, dado que el comportamiento es similar por estación, si la inversión lo considera viable, podría preverse algún mecanismo para ejecutar cambios de inclinación, en al menos 3 o 4 posiciones diferentes. De esta manera, el problema podría en tal caso resolverse para optimizar la generación media para períodos de 3 o 4 meses, obteniéndose las inclinaciones correspondientes.

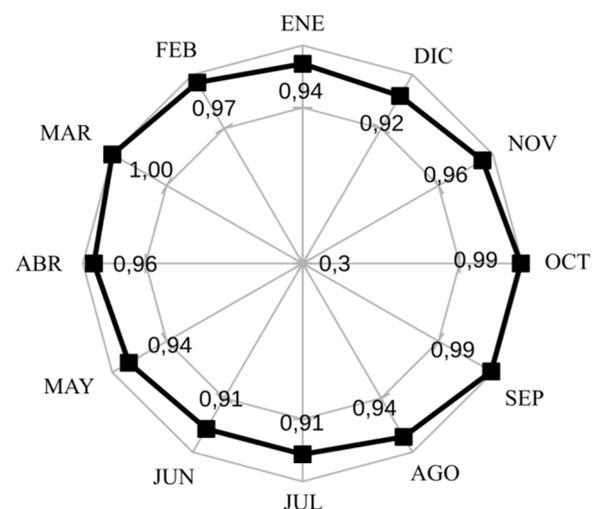
Para instalaciones más económicas (micro-generación, por ejemplo), y a juzgar por los resultados para las localidades estudiadas, una interesante mejora podría resultar de disponer de al menos dos (2) posiciones de inclinación diferentes (seleccionables), de modo de realizar los cambios en los meses de marzo y septiembre.



(a) Aimogasta



(b) Villa Unión



(c) Chilecito

Fig. 4: Generación por ajuste fijo del óptimo anual, como proporción para ajuste mensual.

CONCLUSIONES

El modelo y la metodología desarrollada han demostrado ser herramientas de interés para el estudio del comportamiento de instalaciones fotovoltaicas, su desempeño, la dependencia de las mismas con las condiciones del clima, y el aprovechamiento del recurso solar, en función de la disposición geométrica adoptada. Permite estimar la producción energética y determinar la configuración posicional óptima, procesando la información meteorológica disponible.

Asimismo, admite la comparación de las instalaciones fijas en disposiciones óptimas, frente a aquellas que disponen de seguidores. Y en el caso de seguidores de eje vertical, también permite obtener la inclinación óptima del panel, para lograr el aprovechamiento máximo.

En el contraste de ajustes óptimos por potencias medias anuales, y frente a similares ajustes, pero para períodos más cortos, colabora con la toma de decisiones para el caso de instalaciones que, si bien no emplean seguidores, permiten variar las inclinaciones en un número finito de posiciones. En tal caso, permite hallar tales posiciones óptimas.

A futuro se prevé incorporar los modelos de los generadores fotovoltaicos aquí presentados, a modelos de micro-redes eléctricas, con la finalidad de estudiar el impacto sobre esta última de la intermitencia del recurso solar y sus posibles variaciones rápidas.

REFERENCIAS

Ackermann T., Andersson G. and Solder L., "Distributed generation: a definition", *Electric Power Syst. Res.*, 57, 195-204, (2001).

AlRashidi M.R. and El-Hawary M.E., "A survey of particle swarm optimization applications in electric power systems", *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 13(4), 913-918, (2009).

Chowdhury S., Chowdhury S. and Crossley P., "Microgrids and Active Distribution Networks", First Edition, The Institution of Engineering and Technology, United Kingdom, 24-56, (2009).

Duffie J.A. and Beckman W.A., "Solar Engineering of Thermal Processes", Fourth Edition, John Wiley & Sons, U.S.A., (2013).

Erbs D.G., Klein S.A. and Duffie J.A., "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation", *Solar energy*, 28(4), 293-302, (1982).

Mohamed F., "Microgrid modeling and online management", Thesis (Ph. D.), Helsinki University of Technology, Helsinki (Finland), 143, (2008).

Reindl D.T., Beckman W.A. and Duffie J.A., "Diffuse fraction correlations", *Solar energy*, 45(1), 1-7, (1990).

Sangoi E. and Vega J., "Orientación óptima de superficies planas para maximizar la captación de irradiación solar en la ciudad de Santa Fe", III Congreso Argentino de Ingeniería (CADI), 1888-1902, (2016).

Shi Y. and Eberhart R., "A modified particle swarm optimizer", in *Proc. IEEE Conf. on Evolut. Comput.*, pp. 69-73, 1998.

Spencer J.W., "Fourier series representation of the position of the sun", *Search*, 2(5), 172-172, (1971).