

Procedimiento para el cálculo de la distribución óptima de seguidores en un campo fotovoltaico de alta concentración

Belinda Cossette María Palomino Gámez

Facultad de Ingeniería, Universidad Panamericana de Aguascalientes, México, C.P. 20290, 9106200
0153500@up.edu.mx

Zandra Paola Llamas López

Facultad de Ingeniería, Universidad Panamericana de Aguascalientes, México, C.P. 20290, 9106200
0153236@up.edu.mx

Pedro Manuel Rodrigo Cruz

Facultad de Ingeniería, Universidad Panamericana de Aguascalientes, México, C.P. 20290, 9106200
prodrigo@up.edu.mx

Pedro Jesús Pérez Higuera

Dpto. Ingeniería Electrónica y Automática, Universidad de Jaén, España, C.P. 23071, 953212347
pjperez@ujaen.es

Resumen

Los sistemas fotovoltaicos de alta concentración producen electricidad utilizando dispositivos ópticos que concentran la luz solar sobre celdas fotovoltaicas de pequeño tamaño. Este tipo de sistemas están compuestos por seguidores solares a dos ejes en los cuales, diariamente, se producen condiciones de auto sombreado. En este artículo se presenta un procedimiento para determinar la separación óptima de seguidores en una planta fotovoltaica de alta concentración, balanceando las pérdidas de energía por sombreado con las pérdidas de energía en los cables y con el costo del terreno. El procedimiento se aplica como ejemplo a un sistema hipotético a ubicar en Celaya, México.

Palabras Claves: Distribución Óptima, HCPV, Irradiación Directa, Seguidores Solares, Sistemas Fotovoltaicos de Alta Concentración.

1. Introducción

Los sistemas fotovoltaicos de alta concentración (*High Concentration Photovoltaics*, HCPV) utilizan luz solar concentrada para la producción de energía eléctrica operando con factores de concentración entre 300 y 2000 soles. El efecto de concentración se consigue mediante dispositivos ópticos (lentes y/o espejos) que concentran la luz solar sobre celdas fotovoltaicas de pequeño tamaño. Estas celdas logran en la actualidad eficiencias de alrededor del 40% y se espera que alcancen el 50% en pocos años.

Mediante esta tecnología se consigue aumentar la eficiencia global del sistema [1]. Al mismo tiempo existe una considerable reducción potencial del costo de generación de energía con respecto a la fotovoltaica plana convencional con la integración de materiales más baratos y de tecnología accesible [2].

Estos sistemas requieren la utilización de seguidores solares a dos ejes para mantener el plano de captación de luz de los módulos fotovoltaicos en todo momento perpendicular a la dirección de los rayos solares. Esto implica que diariamente se producen condiciones de sombreado de unos seguidores sobre otros (ver Fig. 1). Estas sombras no se pueden evitar debido a que la distancia entre seguidores no puede ser excesivamente grande, por motivos de cableado y aprovechamiento del terreno, además de que estos sistemas no pueden emplear técnicas de retroseguimiento o *backtracking* como las usadas en los campos fotovoltaicos tradicionales basados en seguidores a dos ejes.

El estudio del sombreado en los campos HCPV tiene diversas aplicaciones, entre ellas el cálculo de la distribución óptima de seguidores para el diseño de la planta. La distribución óptima busca reducir pérdidas de energía por efecto Joule en los cables y hacer un adecuado uso del terreno [3, 4], sin incrementar excesivamente las pérdidas de energía

por sombreado. Por lo tanto, es importante disponer de métodos de cálculo objetivos para determinar la distribución óptima de los seguidores en el proceso de diseño de la planta.



Fig. 1. Existencia de sombras en los campos fotovoltaicos de alta concentración.

Los estudios sobre el sombreado en HCPV son muy escasos debido a la novedad de esta tecnología [5, 6]. K. Araki presentó una herramienta interactiva para determinar la distribución óptima de seguidores en una superficie dada [7]. Y. S. Kim presentó un modelo muy completo de planta HCPV para optimizar el uso del terreno [8]. Sin embargo, estas dos aproximaciones no tienen en cuenta las pérdidas de energía por efecto Joule en los cables.

Existe un procedimiento para el cálculo de las pérdidas de irradiación global por autosombreado en plantas fotovoltaicas compuestas por seguidores a dos ejes de tecnología plana convencional [9]. Este procedimiento ha sido utilizado por el grupo de investigación IDEA (Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática) [10] de la Universidad de Jaén, España, en diferentes proyectos para calcular la distribución óptima de seguidores en este tipo de plantas. Otros autores han propuesto procedimientos para la obtención de pérdidas por sombras en seguidores con módulos planos [11, 12, 13].

En este artículo se define un nuevo procedimiento para el cálculo de la distribución óptima de seguidores en un campo fotovoltaico de alta concentración. El procedimiento es una

evolución del utilizado por el grupo IDEA de la Universidad de Jaén, adaptado a la tecnología HCPV. Tiene en cuenta el autosombreado, las pérdidas de energía en los cables y el costo del terreno, que son los tres factores principales que afectan a la resolución del problema de diseño. El procedimiento se aplica como caso práctico a un sistema hipotético a ubicar en Celaya, México, que representa a un sistema HCPV típico compuesto por 100 seguidores solares y una potencia instalada de 3MWp.

Se escogió hacer este procedimiento en México ya que se dispone de un recurso solar excelente para desarrollar esta tecnología. La mayor parte del territorio tiene una irradiación directa normal diaria media anual superior a 6 kWh/m² y en amplias zonas del centro-norte del país se superan los 7 kWh/m². Teniendo en cuenta que, con el estado del arte de esta tecnología, los sistemas HCPV comienzan a ser rentables a partir del valor umbral de 5 kWh/m² [14], se pone de manifiesto el gran potencial de desarrollo de estos sistemas en México como parte del objetivo marcado por el gobierno mexicano del 35% de energías no fósiles en el mix de electricidad para 2024.

2. Desarrollo

A continuación se describirá el procedimiento propuesto para determinar la distribución óptima de seguidores en una planta HCPV, el cual utiliza las siguientes hipótesis:

- Suponer un terreno plano y horizontal.
- Considerar todos los seguidores como idénticos, con parrilla rectangular de dimensiones L x M (metros), siendo L la longitud del lado del rectángulo paralelo al suelo.
- Definir la geometría de la planta mediante las distancias D_{OE} (distancia Oeste-Este) y D_{SN} (distancia Sur-Norte), que son los parámetros a determinar por el procedimiento. Estas distancias definen una cuadrícula orientada en los ejes Oeste-Este y Sur-Norte, ocupando los pedestales de los seguidores los vértices de dicha cuadrícula (ver Fig. 2).

- Despreciar las sombras producidas por obstáculos en el horizonte (se supone horizonte perfectamente plano).

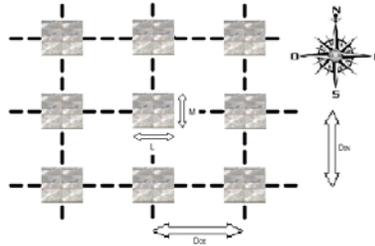


Fig. 2. Geometría de una planta HCPV genérica.

El diagrama de flujo del procedimiento se muestra en la Fig. 3. Siguiendo el diagrama de flujo de la Fig. 3, se va a desarrollar el procedimiento paso a paso:

I. Cálculo de la evolución de la irradiancia directa normal a lo largo del día típico de cada mes.

Disponer de información sobre la irradiación directa normal típica para la ubicación objeto de estudio es el dato de entrada fundamental para el procedimiento. Estos datos se pueden conseguir fácilmente a través de bases de datos disponibles on-line, como por ejemplo NASA-SSE (a nivel global) [15], NREL (amplias zonas de América, Europa, África y Asia) [16], PVGIS (Europa y África) [17], etc.

El procedimiento requiere conocer la evolución de la irradiancia directa normal a lo largo del día. Esta evolución se ha obtenido utilizando el método definido en [18]. Los parámetros de entrada del método son los siguientes:

- $H_{Gdm}(0)$ (Wh/m^2 día): Irradiación global horizontal diaria media mensual para el mes objeto de estudio.
- ϕ ($^\circ$): Latitud del lugar.

- d_n (adimensional): Número de orden del día dentro del año (desde 1 para el 1 de enero hasta 365 para el 31 de diciembre). Se selecciona el día 15 de cada mes como representativo del día típico de ese mes.
- ω (rad): Ángulo horario que define el instante del día y, por lo tanto, la posición del sol. Tiene un rango entre $-\pi$ para las 0:00 hora solar hasta $+\pi$ para las 24:00 hora solar. Cada hora tiene, pues, un $\Delta\omega=2\pi/24$ rad. $\omega=0$ se corresponde con el mediodía solar.

Como resultado del método se obtiene el valor de irradiancia directa normal, $G_B(S)$ en W/m^2 , para los doce meses del año y a cualquier hora del día. En el procedimiento utilizado, se han calculado los valores de $G_B(S)$ en intervalos de 2.5 minutos, para poder evaluar con detalle la evolución de las sombras en la planta HCPV.

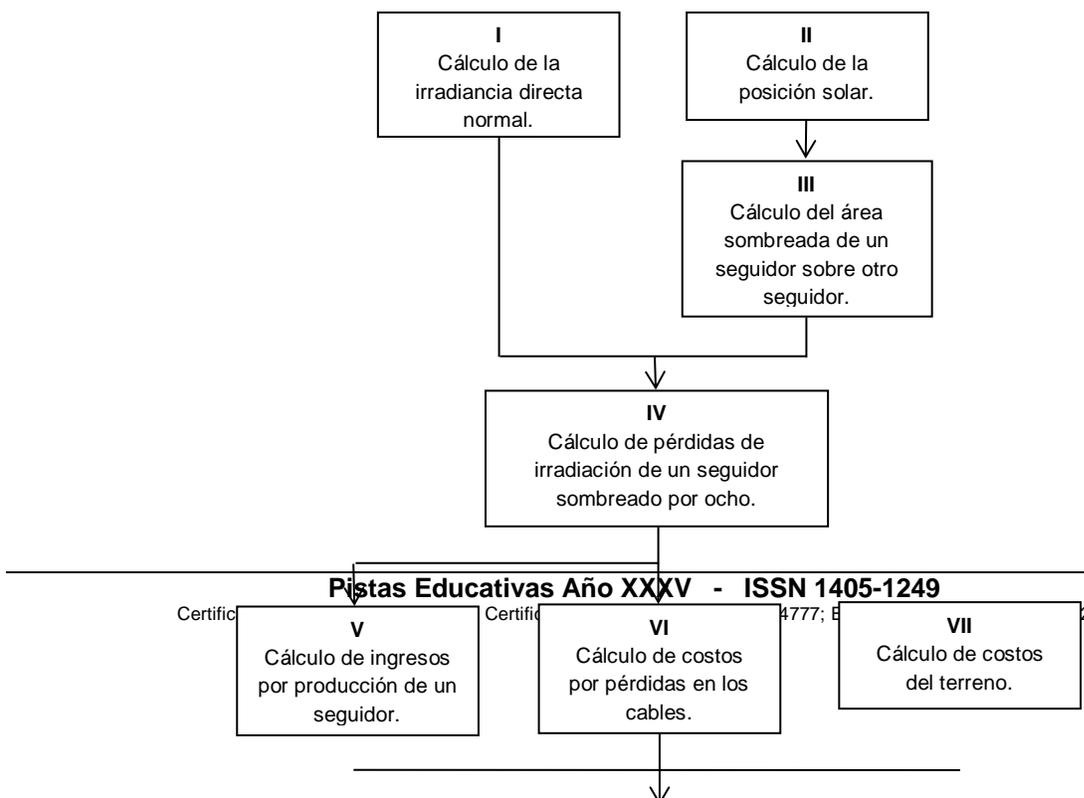


Fig. 3. Diagrama de flujo propuesto.

II. Cálculo de la posición del sol en cualquier momento del día para cualquier mes del año.

Para el cálculo de la posición solar se han empleado fórmulas estandarizadas recopiladas en [19]. El procedimiento está basado en los siguientes pasos:

- a) Cálculo de la excentricidad y declinación de la órbita terrestre para el día considerado.
- b) Cálculo del ángulo de altura solar (γ_s) para el día y hora considerados. Este ángulo tiene un rango entre 0 (salida del sol) y $\pi/2$ rad (sol en la vertical del observador).
- c) Cálculo del ángulo acimutal (ψ_s) para el día y hora considerados. Este ángulo tiene un rango entre $-\pi$ y $+\pi$ rad. $\psi_s = -\pi/2$ representa al sol orientado hacia el Este, $\psi_s = 0$ representa al sol orientado hacia el Sur, $\psi_s = +\pi/2$ representa al sol orientado hacia el Oeste, etc.

Como resultado del procedimiento, se ha calculado el par de valores (γ_s , ψ_s) que definen la posición del sol para los doce meses del año y a cualquier hora del día, utilizando intervalos de 2.5 minutos.

III. Cálculo del porcentaje de área sombreada sobre un seguidor arrojada por otro seguidor ubicado de manera arbitraria, en cualquier momento del día para cualquier mes del año.

Las entradas requeridas por este paso son las siguientes:

- L, M (m): Dimensiones de la parrilla del seguidor.
- x, y (m): Coordenadas del pedestal del seguidor obstáculo respecto al pedestal del seguidor sombreado. x , en sentido de Oeste a Este; y , en sentido de Sur a Norte (pueden tomar valores negativos).
- γ_s, ψ_s (rad): Ángulos de altura y acimut que definen la posición del sol.

La Fig. 4 muestra la vista de planta de dos seguidores arbitrariamente separados y la Fig. 5, la correspondiente vista lateral.

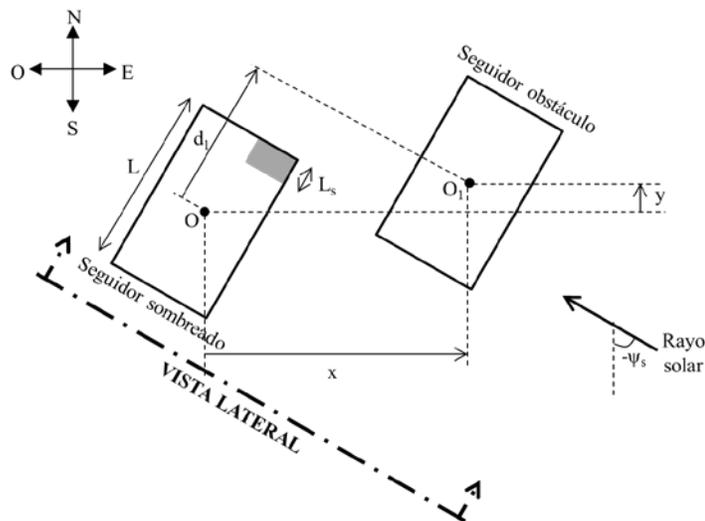


Fig.4. Vista de planta de dos seguidores separados arbitrariamente.

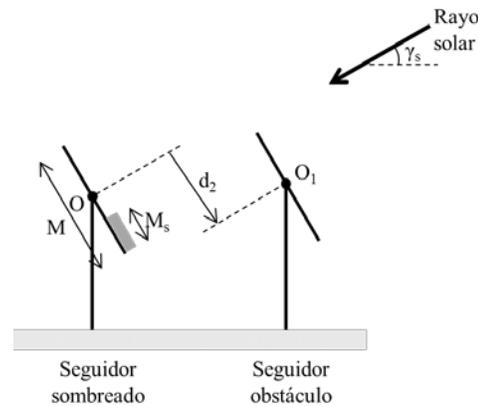


Fig. 5. Vista lateral de dos seguidores separados arbitrariamente.

Analizando esta geometría, las distancia d_1 y d_2 indicadas en las figuras pueden calcularse de acuerdo a:

$$d_1 = x \cos \psi_s - y \operatorname{sen} \psi_s \quad (1)$$

$$d_2 = -(x \operatorname{sen} \psi_s + y \cos \psi_s) \operatorname{sen} \gamma_s \quad (2)$$

Estas distancias permiten calcular la longitud sombreada sobre el lado del seguidor paralelo al suelo (L_s) y sobre el otro lado (M_s). Una vez calculadas estas longitudes, el factor de sombreado del seguidor (s) se obtiene mediante:

$$s = (L_s M_s) / (L M) \quad (3)$$

Como resultado del método se puede calcular el factor de sombreado arrojado por un seguidor obstáculo separado arbitrariamente de otro seguidor central, para cualquier mes del año y en cualquier instante del día. Se han utilizado incrementos en la separación $\Delta x = \Delta y = 0.5$ m.

IV. Cálculo del porcentaje de pérdidas de irradiación directa anuales debidas al sombreado sobre un seguidor arrojado por los ocho seguidores adyacentes.

El procedimiento tiene en cuenta las sombras originadas por los 8 seguidores que rodean a cada seguidor dado, despreciando las posibles sombras y efectos de borde creadas por otros seguidores más alejados. Se supone que los efectos de borde de la planta se compensan unos con otros.

Para una geometría de planta definida por las distancias D_{OE} y D_{SN} , las coordenadas (x,y) de los 8 seguidores que rodean a uno dado son conocidas. Con estas coordenadas, en cada instante es posible conocer los 8 factores de sombreado s_1, s_2, \dots, s_8 que arrojan estos 8 seguidores al seguidor central, calculados en el paso III. El factor de sombreado conjunto para el seguidor central se estima en el modelo mediante:

$$s = \min \left\{ \sum_{i=1}^8 s_i, 1 \right\} \quad (4)$$

Esto supone una sobreestimación del sombreado real ya que, en determinados instantes, es posible que dos o más de las sombras se solapen.

Por lo tanto, en cada instante, se ha estimado el factor de sombreado del seguidor central, s , y se conoce la irradiancia directa normal, G_B , calculada en el paso I. Esto permite calcular la irradiación directa anual recibida por el seguidor sombreado, H_s , y la que recibiría en ausencia de sombras, H , ambas en kWh/m^2 , mediante sumatorios anuales:

$$H_s = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{j=1}^{12 \text{ meses}} n_{\text{días},j} \left[\sum_i^{\text{día}} (1 - s_{ij}) G_{Bij} \right] \cdot \Delta t \quad (5)$$

$$H = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{j=1}^{12 \text{ meses}} n_{\text{días},j} \left[\sum_i^{\text{día}} G_{Bij} \right] \cdot \Delta t \quad (6)$$

Siendo $n_{\text{días},j}$ el número de días del mes j y Δt el intervalo de muestreo de la simulación (2.5/60 h). A partir de ambos valores se obtiene el factor de pérdidas de irradiación directa anual por sombreado del seguidor, L_{irr} , mediante:

$$L_{irr} = 1 - H_s/H \quad (7)$$

V. Cálculo de los ingresos anuales por producción de energía de un seguidor.

El principal parámetro de entrada en este paso es el ingreso económico por kWh generado por la planta, r_{kWh} en USD/kWh. Para la utilización de este parámetro es necesaria una estimación de la producción anual de energía de un seguidor.

El parámetro utilizado comúnmente en fotovoltaica para obtener la energía generada a partir de la irradiación anual es el ratio de rendimiento o *Performance Ratio* (PR). Este ratio puede desglosarse en los diferentes factores de pérdidas que afectan a la producción del seguidor (pérdidas por temperatura, espectrales, desalineamiento, ópticas, suciedad, sombreado, etc.). Todas estas pérdidas pueden considerarse independientes de las distancias entre seguidores en la planta, salvo las pérdidas por sombreado. De ahí que resulte conveniente definir un PR modificado (\overline{PR}) que incluya todas las pérdidas que ocurren en el seguidor salvo las debidas a las sombras:

$$PR = (1 - L_s) \cdot \prod_{i=2}^n (1 - L_i) = (1 - L_s) \cdot \overline{PR} \quad (8)$$

Siendo L_s el factor de pérdidas asociado al sombreado del seguidor.

La energía anual generada por un seguidor puede expresarse en función del PR modificado mediante:

$$E (kWh) = \overline{PR} \cdot P_{pk}(kWp) \cdot (1 - L_s) \cdot H(kWh/m^2) \quad (9)$$

Siendo P_{pk} la potencia pico del seguidor en kWp.

En este modelo se aproxima al factor de pérdidas de energía asociado al sombreado (L_s) por el factor de pérdidas de irradiación directa anuales debidas al sombreado (L_{irr}), calculado en el paso IV:

$$E (kWh) \approx \overline{PR} \cdot P_{pk}(kWp) \cdot (1 - L_{irr}) \cdot H(kWh/m^2) = \overline{PR} \cdot P_{pk}(kWp) \cdot H_s(kWh/m^2) \quad (10)$$

De esta manera, los cálculos realizados previamente permiten obtener una estimación de la energía anual producida por un seguidor si se conoce el valor del parámetro \overline{PR} para la tecnología y ubicación de la planta. Hay que hacer notar que la sustitución de L_s por L_{irr} implica subestimar la influencia del sombreado, ya que se están despreciando los efectos de dispersión o *mismatch* entre módulos que hacen que el porcentaje de sombreado sea siempre inferior al porcentaje de pérdidas de energía. Sin embargo, esta aproximación se considera válida para el modelo ya que, con ella, se tiende a compensar la sobreestimación de la influencia del sombreado realizada en el paso IV.

Una vez calculada la energía anual generada por un seguidor, los ingresos anuales correspondientes a un seguidor, I , se obtienen mediante:

$$I = r_{kWh} \cdot E \quad (11)$$

VI. Cálculo de los costos anuales por pérdidas de energía en los cables para un seguidor.

La mayor parte de las pérdidas de energía por efecto Joule en el cableado de la planta tienen lugar en los trayectos que unen cada rama de seguidores en paralelo con la caseta de inversores. La longitud total de estos trayectos para toda la planta puede expresarse como una función de las distancias D_{OE} y D_{SN} que definen la geometría de la planta, si la ubicación de la caseta de inversores es conocida y preestablecida.

Como paso previo para el cálculo de la energía anual disipada en los cables, es necesario calcular un parámetro anual, H_s^2 , dependiente de la irradiancia directa normal y del factor de sombreado del seguidor, formulado como el siguiente sumatorio cuadrático:

$$H_s^2 = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{j=1}^{12 \text{ meses}} n_{\text{dias},j} \left[\sum_i^{\text{día}} (1 - s_{ij})^2 G_{Bij}^2 \right] \cdot \Delta t \quad (12)$$

El parámetro tiene unidades de kWh·(W/m⁴) y se calcula de manera similar al parámetro H_s, con la diferencia de que se elevan al cuadrado los términos (1-s) y G_B.

La energía anual disipada en los cables para un seguidor, E_c, será la total disipada en la planta dividida entre el número de seguidores que constituyen la planta:

$E_c = \frac{2 \cdot \rho \cdot L_C(D_{OE}, D_{SN})}{A_C \cdot n_{seg}} (n_{seg\text{paral}} \cdot n_p \cdot I_{mpp}^*)^2 \frac{H_s^2(D_{OE}, D_{SN})}{G_B^{*2}} \quad (13)$	
--	--

Siendo:

- L_C(D_{OE}, D_{SN}) (m): Función que determina la longitud total de cable entre las ramas de seguidores en paralelo y la caseta de inversores.
- A_C (mm²): Área de la sección transversal de los cables.
- ρ (Ω· mm²/m): Resistividad del cobre.
- n_{seg} (adimensional): Número total de seguidores que componen la planta.
- n_{segparal} (adimensional): Número de seguidores conectados en paralelo que constituyen una rama (cada rama va directamente conectada al inversor).
- n_p (adimensional): Número de ramas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo dentro de un seguidor.
- I_{mpp}* (A): Corriente en el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida.
- G_B* (W/m²): Irradiancia directa normal estándar de medida para los módulos fotovoltaicos.

Los costos anuales por pérdidas de energía en los cables para un seguidor, Q_c, se obtendrán mediante:

$$Q_C = r_{kWh} \cdot E_C \quad (14)$$

VII. Cálculo de los costos anuales del terreno para un seguidor.

Estos costos se calculan a partir del parámetro r_{m2} en USD/m² que representa el costo anual del m² de terreno. Para determinarlos es necesaria una estimación del área de terreno correspondiente a cada seguidor, es decir, el área total de la planta dividida entre el número de seguidores. La expresión propuesta para el cálculo de estos costos es:

$$Q_T = r_{m2} \cdot \frac{(\sqrt{n_{seg}} - 1)^2}{n_{seg}} \cdot D_{OE} \cdot D_{SN} \quad (15)$$

VIII. Cálculo de las distancias de separación entre seguidores óptimas.

El beneficio económico anual (B) debido a la operación de un seguidor en función de las distancias D_{OE} y D_{SN} se obtiene restando a los ingresos por producción los costos por pérdidas en los cables y los costos del terreno:

$$B(D_{OE}, D_{SN}) = I - Q_C - Q_T \quad (16)$$

De esta manera, el problema de diseño se resuelve buscando el par de valores (D_{OE} , D_{SN}) que maximizan el valor de la función beneficio anual.

3. Resultados

El procedimiento se ha aplicado a un sistema HCPV hipotético a ubicar en Celaya, México, compuesto por 100 seguidores solares de 30 kWp por seguidor. Las coordenadas geográficas de Celaya son (20.5°N, -100.8°E) y dispone de un nivel de irradiación directa normal diaria media anual de 6.05 kWh/m² según la base de datos de NREL. Los parámetros de entrada del procedimiento para este caso de estudio se indican en la tabla 1.

Parámetro	Descripción	Valor	Unidades
n_{seg}	Número de seguidores	100	-
P_{pk}	Potencia pico de un seguidor	30	kWp
L x M	Dimensiones de la parrilla de un seguidor	11.5 x 8.8	m
n_p	Número de ramas de módulos en paralelo en un seguidor	6	-
PR	Ratio de rendimiento modificado de un seguidor	80	%
I_{mpp}^*	Corriente en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de un módulo	8.33	A
G_b^*	Irradiancia directa normal estándar	1000	W/m ²
A_c	Área de la sección transversal de los cables	200	mm ²
ρ	Resistividad del cobre	0.0178	Ω mm ² /m
$n_{segparal}$	Número de seguidores conectados en paralelo hacia el inversor	10	-
r_{kWh}	Ingresos por kWh generado	0.14	USD/kWh
r_{m2}	Costo del m ² de terreno	1.4	USD/m ²

Tabla 1. Parámetros de entrada del procedimiento.

La Fig. 6 muestra gráficamente los resultados de la aplicación de los pasos I, II y III del procedimiento para estos parámetros. El gráfico muestra la distribución del porcentaje de pérdidas de irradiación directa anual debidas al sombreado de un seguidor sobre otro, en función de la posición relativa de ambos seguidores.

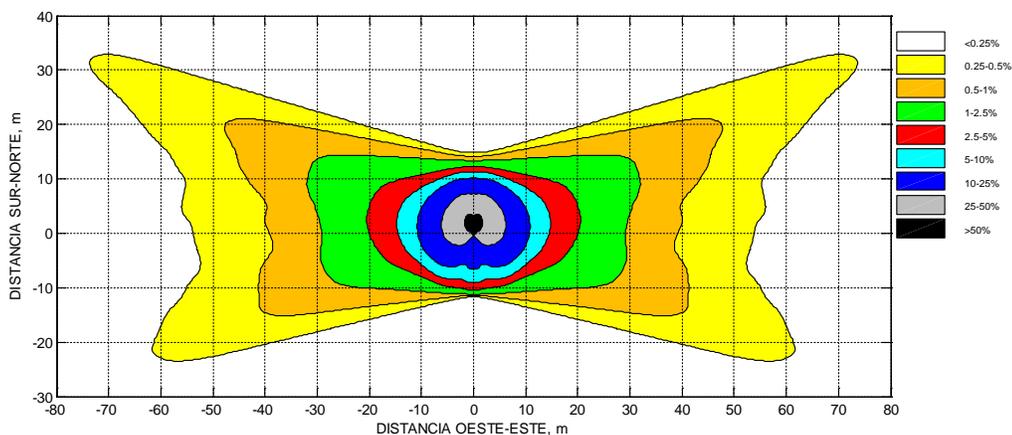


Fig. 6. Porcentaje de pérdidas de irradiación directa anual debidas al sombreado de un seguidor sobre otro.

La Fig. 7 representa la distribución del precio de la energía generada anualmente por un seguidor rodeado de otros ocho, en función de las distancias D_{OE} y D_{SN} que definen la geometría de la planta, tomando los resultados de los pasos IV y V del procedimiento.

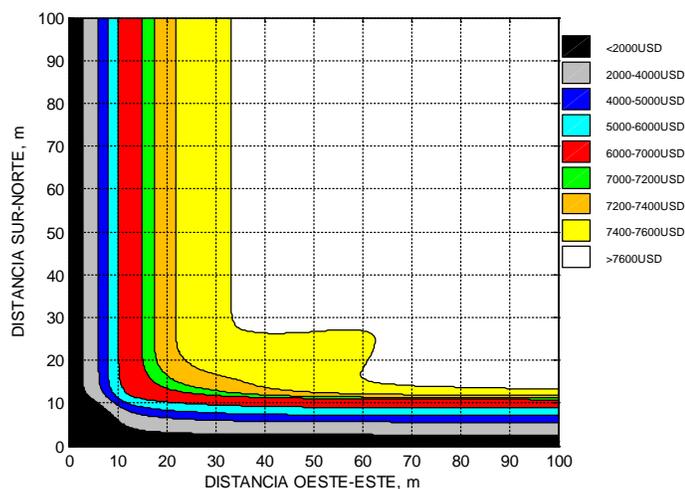


Fig. 7. Precio de la energía generada anualmente por un seguidor rodeado de otros ocho.

La Fig. 8 muestra los costos anuales debidos a las pérdidas de energía en los cables y al costo del terreno en función de las distancias entre seguidores, tomando como base los resultados de los pasos VI y VII del procedimiento.

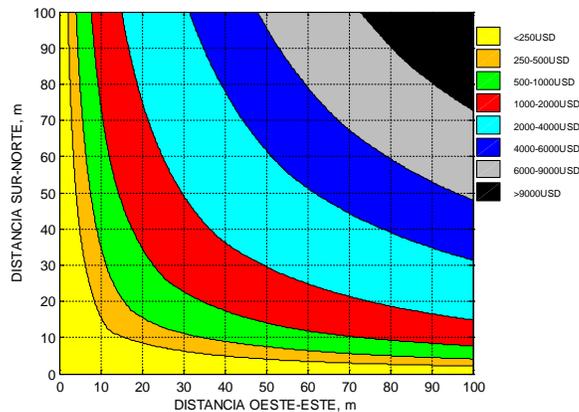


Fig. 8. Costo anual de las pérdidas de energía en los cables más costo del terreno.

Finalmente, la Fig. 9 muestra el beneficio anual por seguidor en función de la separación entre seguidores, obtenido restando a los ingresos por producción los costos de las pérdidas de energía en los cables y del terreno, según el paso VIII del procedimiento. En esta gráfica se indica el punto que optimiza el beneficio anual y que se corresponde en este caso con los valores $D_{OE}=23.5$ m y $D_{SN}=17.0$ m. Estos valores determinan la distribución óptima de la planta.

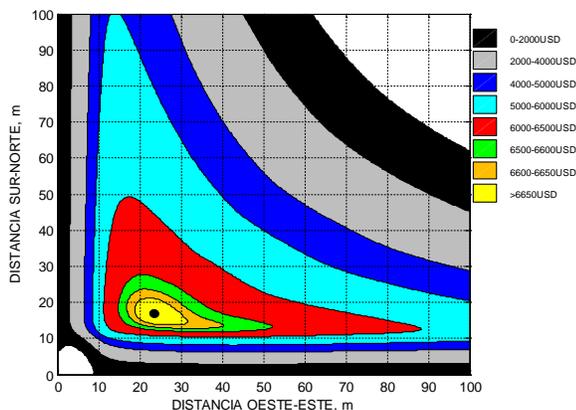


Fig. 9. Beneficio anual por seguidor y ubicación del óptimo ($D_{OE}=23.5$ m, $D_{SN}=17.0$ m).

4. Discusión

El procedimiento desarrollado se ha demostrado apto para calcular la distribución óptima de seguidores en una planta HCPV. Dicho procedimiento se ha aplicado a una ubicación concreta, Celaya, y a una planta HCPV con características típicas. Sin embargo, puede aplicarse fácilmente a cualquier ubicación y tipo de planta.

Los resultados mostrados en la sección 3 se corresponden con un escenario económico concreto. Sin embargo, es sencillo adaptar el procedimiento a diferentes escenarios económicos variando los valores de los parámetros. La tabla 2 muestra los resultados del procedimiento para diferentes valores de los parámetros r_{kWh} (ingresos por kWh) y r_{m^2} (costo del m^2 de terreno).

		Ingresos por kWh (USD/kWh)					
		0.07		0.14		0.28	
		D_{OE}	D_{SN}	D_{OE}	D_{SN}	D_{OE}	D_{SN}
Costo del m^2 (USD/ m^2)	1.4	19.5	16.0	23.5	17.0	26.0	19.5
	0.7	23.5	17.0	26.0	19.5	53.0	15.0

Tabla 2. Resultados del procedimiento para diferentes escenarios económicos.

Como puede verse en la tabla, al aumentar los ingresos por kWh, las distancias entre seguidores tienden a aumentar, ya que tienen más peso las ganancias por reducción del sombreado que los costos debidos a los cables y al terreno. Por otro lado, al disminuir el costo del m² de terreno, las distancias entre seguidores tienden a aumentar porque se puede obtener más beneficio reduciendo el sombreado sin llegar a encarecer excesivamente el terreno utilizado.

5. Conclusiones

Se ha desarrollado un procedimiento para determinar la distribución óptima de seguidores en una planta HCPV. El procedimiento está basado en balancear las pérdidas de energía por auto sombreado de los seguidores con las pérdidas de energía en los cables y con el costo del terreno. Este procedimiento supone una evolución de otro procedimiento existente para plantas fotovoltaicas de panel plano desarrollado por el grupo IDEA de la Universidad de Jaén. Como ventaja respecto a otros métodos existentes hay que destacar que incorpora en el análisis las pérdidas de energía en los cables y no sólo una utilización óptima del terreno.

El procedimiento se ha aplicado como caso de estudio a una planta HCPV hipotética a ubicar en Celaya, México. Los resultados del caso de estudio son consistentes con las distancias entre seguidores implementadas en algunas plantas reales existentes en el mundo en la actualidad.

El procedimiento puede adaptarse fácilmente a cualquier ubicación del mundo, a plantas HCPV de diferentes características y a diferentes escenarios económicos, sin más que variar los correspondientes valores de los parámetros de entrada. El procedimiento resulta útil en la fase de diseño de este tipo de plantas.

6. Referencias

- [1] P.J. Pérez-Higueras, E. Muñoz, G. Almonacid, P.G. Vidal, "High Concentrator Photovoltaics efficiencies: Present status and forecast". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 15. 2011. 1810-1815.
- [2] R.M. Swanson, "The promise of concentrators". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 8. 2000. 93-111.
- [3] L. Narvarte, E. Lorenzo, "Tracking and Ground Cover Ratio". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 16(8). 2008.703-714.
- [4] V. Fthenakis, H. Chul Kim, "Land use and electricity generation: A life-cycle analysis". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 13. 2009.1465-1474.
- [5] K. Araki, I. Kumagai, H. Nagai, "Theory and experimental proof of shading loss of multi-trackers CPV system". *World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*. 2010. 114-117.
- [6] P. Rodrigo, Eduardo F. Fernández, F. Almonacid, P.J. Pérez-Higueras, "Outdoor measurement of high concentration photovoltaic receivers operating with partial shading on the primary optics". *Energy*. 61. 2013. 583-588.
- [7] K. Araki, "Two interactive and practical methods for optimization of tracker allocation in a given land". *International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems CPV-8. AIP Conference Proceedings*. 1477. 2012. 244-247.
- [8] Y.S. Kim, S.M. Kang, R. Winston, "Modeling of a concentrating photovoltaic system for optimum land use". *Progress in Photovoltaics: Research And Applications*. 21. 2013. 240-249.
- [9] P.J. Pérez-Higueras, L. Hontoria, G. Almonacid, J. Aguilera, P.G. Vidal, "Estimación de las pérdidas por autosombreado en sistemas fotovoltaicos conectados a red basados en seguidores solares a dos ejes". *Era Solar*. 165. 2011. 18-22.

- [10] Investigación y Desarrollo en Energía Solar y Automática (IDEA). <http://www.ujaen.es/investiga/solar/>. Junio 2014.
- [11] J. Monedero et al., "Minimizing energy shadow losses for large PV plants". Third World Energy Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan. 2003.
- [12] O. Perpiñan, E. Lorenzo, M. Castro, "On the calculation of energy produced by a PV grid-connected system". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 15(3). 2007. 265-274.
- [13] M. Garcia, J.A. Vera, L. Marroyo, E. Lorenzo, M. Perez, "Solar-tracking PV Plants in Navarra: A 10 MW Assessment". *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 17. 2009. 337-346.
- [14] P.J. Pérez-Higueras, G. Almonacid, P.G. Vidal, E. Muñoz, I. Luque-Heredia, P. Banda, P. Valera, M. Cabrerizo, "Propuesta de un marco regulatorio para la Concentración Fotovoltaica en España (2010-2020)". 2010.
- [15] Surface Meteorology and Solar Energy (NASA-SSE). <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>. Junio 2014.
- [16] Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA). Base de datos del NationalRenewableEnergyLaboratory (NREL). <http://maps.nrel.gov/SWERA>. Junio 2014.
- [17] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Junio 2014.
- [18] P.J. Pérez-Higueras, P. Rodrigo, Eduardo F. Fernández, F. Almonacid, L. Hontoria, "A simplified method for estimating direct normal solar irradiation from global horizontal irradiation useful for CPV applications". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 16. 2012. 5529-5534.
- [19] M. Iqbal, *An introduction to solar radiation*. 1983. Academic Press. Toronto.

7. Autores

Belinda Cossette María Palomino Gámez es alumna de 7º semestre de Ingeniería en Tecnologías Energéticas por la Universidad Panamericana de Aguascalientes, México.

Zandra Paola Llamas López es alumna de 7º semestre de Ingeniería en Tecnologías Energéticas por la Universidad Panamericana de Aguascalientes, México.

Dr. Pedro Manuel Rodrigo Cruz obtuvo su doctorado en Ingeniería con especialidad en sistemas fotovoltaicos de concentración por la Universidad de Jaén, España.

Dr. Pedro Jesús Pérez Higuera obtuvo su doctorado en Ingeniería con especialidad en sistemas fotovoltaicos por la Universidad de Jaén, España.