

**DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE PLANTAS SOLARES FV
EN DIFERENTES LATITUDES DE MÉXICO****Zeaiter Z.H.*, Cagigas M.H.*, Amador G.J.****

* HMH SOLAR S.A. de C.V. Departamento de Ingeniería, Av. Insurgentes Sur 1647, 03900 San José Insurgentes, Benito Juárez, Ciudad de México – México, e-mail: hzeaiter@hmhsolar.com, hcagigas@hmhsolar.com

** Universidad Politécnica de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica, Automática y Física Aplicada, Ronda de Valencia, 3, 28012, Madrid - España, e-mail: julio.amador@upm.es

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2027>

RESUMEN

En este estudio se compara el rendimiento de tres configuraciones geométricas: Estructura Fija y Seguidores de un eje "1X" y de dos ejes "2X" para 12 sitios de distintas latitudes en los Estados Unidos Mexicanos, desde 16.85°N a 31.66°N.

Para cada configuración geométrica y latitud se obtiene la producción específica final Y_f en función del Ratio de Ocupación GCR (Ground Cover Ratio). A su vez, para cualquier GCR, se optimiza el ángulo de inclinación " β " en Estructura Fija y el GCR_{NS} direccional (en dirección Norte-Sur) en el caso del seguidor de dos ejes.

Con respecto a la Estructura Fija y para sitios con baja fracción difusa, se observa que el Seguidor 1X tiene una ganancia que oscila entre el 23,03% y el 24,04% con la latitud, mientras que el Seguidor 2X tiene ganancia más pronunciada, desde el 30,96% hasta el 36,04%. En los sitios con una fracción de difusa similar, la ganancia del Seguidor 2X con respecto al Seguidor 1X aumenta con la latitud, de 5,58% (latitudes bajas) a 10,33% (latitudes altas). Cuanto menor sea la fracción de difusa, más adecuado será apuntar al sol; cuanto mayor es la fracción de difusa, más apropiado apuntar al cenit.

PALABRAS CLAVES: Plantas FV, Producción específica Y_f , Ratio de ocupación GCR, Fracción de Difusa

ABSTRACT

This study compares the performance of three geometric configurations: Fixed Structure, one-axis and two-axis trackers for 12 sites at different latitudes in Mexican United States, ranging from 16.85°N to 31.66°N.

For each geometric configuration and latitude, the final specific production Y_f is obtained as a function of Ground Cover Ratio GCR. In turn, for any GCR, the inclination angle " β " is optimized for Fixed Structure, and the directional GCR_{NS} (in the North-South direction) for two-axis tracker.

Compared to Fixed Structure, and for sites with low diffuse fraction, it is observed that one-axis tracker has a little gain change with latitude, between 23.03% and 24.04%, while two-axes tracker has more noticeable gain change, ranging from 30.96% to 36.04%.

At sites with a similar diffuse fraction, the gain of two-axis tracker relative to one-axis increases with latitude, from 5.58% (low latitudes) to 10.33% (high latitudes).

The smaller the diffuse fraction, the more suitable will be pointing at the sun, the greater the diffuse fraction, the more appropriate pointing at the zenith.

KEYWORDS: PV Plant, Final Yield Y_f , Ground Cover Ratio GCR, Diffuse Fraction.

INTRODUCCIÓN

La implementación creciente de las energías renovables en México durante los últimos años ha sido impulsada por la reforma energética. Las metas nacionales de energía limpia, que establecen un incremento en la participación de energías limpias en el mix eléctrico desde el 20% en 2015 hasta el 35% en 2024, además de los compromisos internacionales en la COP21, han empujado a empresas nacionales e internacionales, fabricantes de módulos fotovoltaicos, así como fondos de inversión, a implicarse en el desarrollo de plantas solares fotovoltaicas a gran escala. De hecho, en los últimos cinco años se han adjudicado proyectos fotovoltaicos de 6,4 GW mediante tres subastas de energía [1]. Por otro lado, México, debido a su gran extensión, abarca un amplio intervalo de latitudes: desde 14°N hasta 32°N. Todo ello fue el motivo para llevar a cabo este trabajo con el objetivo de proporcionar un diseño de plantas solares fotovoltaicas optimizado en cualquier latitud de México.

El rendimiento, la eficiencia y la rentabilidad de una planta fotovoltaica conectada a red depende en gran medida del diseño en la etapa inicial y abarca un amplio espectro de variables como:

- El recurso solar del sitio
- La selección de los componentes principales: módulo, inversor y sistema soporte
- El sobredimensionamiento del campo fotovoltaico con respecto a la potencia nominal del inversor
- La optimización de los parámetros geométricos (inclinación del módulo, distancia entre filas en función de la latitud y condiciones climáticas locales)
- La elección de la configuración del seguimiento solar en caso de seleccionarse como opción
- La optimización de los parámetros económicos en función de los geométricos
- La ejecución de la ingeniería de detalle de la planta

Son muchos los trabajos publicados en la literatura que hacen referencia a las variables antes mencionadas, especialmente a la optimización de parámetros geométricos, sin embargo muy escasos son los trabajos que combinan la optimización de parámetros geométricos y económicos [2], [3], [4], [5], [6], [7],[8], [9], [10], [11], [12], [13].

Debido al alto grado de detalle técnico-económico requerido para este estudio, se ha desarrollado una herramienta de dimensionado y optimización propia (HMH-SPV) que se encuentra en proceso de publicación [14]. Esta herramienta ha sido contrastada con la herramienta PVsyst extensamente empleada y aceptada en el diseño y cálculo de las plantas solares fotovoltaicas. Los cálculos solares llevados a cabo por HMH-SPV se realizan en base horaria y se integran en forma anual, teniendo en cuenta:

- **Datos meteorológicos:** datos horarios de irradiación horizontal global, difusa y temperatura ambiente.
- **Transposición:** la irradiación horizontal horaria se transpone a la irradiación en el plano del módulo solar aplicando el modelo anisotrópico de Hay [15], en el que la irradiación difusa se divide en dos componentes: circunsolar e isotrópica.
- **Implementación de la estrategia de back-tracking en los sistemas de seguimiento [16].**
- **Las pérdidas por:** sombras geométricas de irradiancia directa y difusa, efecto eléctrico [17], suciedad y ángulo de incidencia [18], tolerancia de potencia del módulo, degradación de potencia inicial producida por luz (Light Induced Degradation LID), degradación de potencia a largo plazo, pérdida de potencia por dispersión de parámetros (mismatch), pérdida de potencia por temperatura, pérdida por limitación de potencia del inversor y por el control de potencia de la planta en el punto de interconexión, pérdida por inyección de reactiva en respuesta a las consignas del operador del sistema, pérdida de conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC) de potencia, pérdida de cableado (DC, baja tensión de AC, media tensión de AC y alta tensión de AC), pérdida por el efecto corona), pérdida de potencia en transformadores (hierro y cobre) de media y alta tensión, consumo auxiliar e indisponibilidad de la planta.

METODOLOGÍA

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad y, por tanto, el estudio comparativo en diferentes latitudes de las tres configuraciones geométricas (Estructura Fija, Seguidor 1X horizontal Norte-Sur y Seguidor 2X donde el eje principal es horizontal Norte-Sur), así como la optimización, se propone un criterio homogéneo relacionado con la pérdida de la producción específica que nos permite realizar una comparación válida.

Se han seleccionado 12 emplazamientos con el propósito de representar una amplia gama de latitudes y climas en México. La Tabla 1 contiene datos meteorológicos para cada sitio, agrupados en cuatro franjas de latitud. Las columnas 4 a 7 muestran respectivamente datos anuales de la irradiación horizontal global (H), irradiación horizontal difusa (H_d), fracción de difusa (D_f) y temperatura media del aire (T_a).

Tabla 1. Datos meteorológicos de los emplazamientos analizados

Emplazamiento	Latitud[°]	Longitud[°]	H [kWh/m ²]	H _d [kWh/m ²]	D _f	T _a [°C]
Acapulco	16.85	-99.81	2,058	789	38.3%	26.7
Chontalpa	17.66	-93.44	1,742	857	49.2%	27.1
Tehuiztingo	18.33	-98.26	2,230	678	30.4%	20.1
Playa del Carmen	20.64	-87.07	1,750	839	47.9%	26.8
Aguascalientes	21.89	-102.28	2,083	719	34.5%	19.5
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	2,197	677	30.8%	26.8
Torreón	25.55	-103.41	1,995	705	35.3%	23.7
Monterrey	25.69	-100.26	1,864	740	39.7%	23.3
Reynosa	26.04	-98.30	1,761	805	45.7%	24.9
Piedras Negras	28.69	-100.52	1,840	727	39.5%	23.6
Hermosillo	29.06	-110.95	2,124	600	28.2%	25.1
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	2,065	559	27.1%	18.9

Fuente: Meteonorm 7.2 [14]

La Figura 1 muestra los sitios en el mapa de México con el color correspondiente para cada uno.

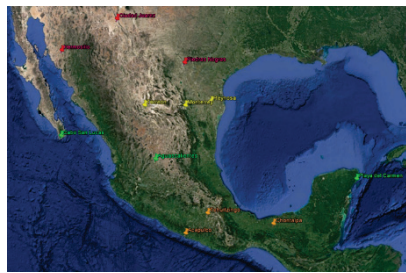


Figura 1. Localización geográfica de los emplazamientos estudiados. Fuente: Google Earth

La

Figura 2 muestra los datos anuales de la irradiación horizontal global y de la difusa para todos los sitios estudiados. Se puede observar que, dentro de cada uno de los cuatro intervalos de latitudes, hay un sitio que tiene la componente de difusa más alta que el resto, Chontalpa (latitud < 20°), Playa del Carmen (20° < latitud < 25°), Reynosa (25° < latitud < 28°) y Piedras Negras (latitud > 28°). Una componente de difusa más alta implica menor irradiación horizontal global.

El efecto de la latitud sobre la irradiación global horizontal anual, H, se puede observar tomando los tres emplazamientos: Tehuiztingo (18.33°N), Cabo San Lucas (22.91°N) y Hermosillo (29.06°N) con una componente de difusa similar y cercana al 30%. H disminuye conforme aumenta la latitud: Tehuiztingo: 2,230 kWh/m², Cabo San Lucas 2,197 kWh/m² y Hermosillo 2,124 kWh/m². Esto es debido al peor ángulo de incidencia del vector sol sobre el plano horizontal.

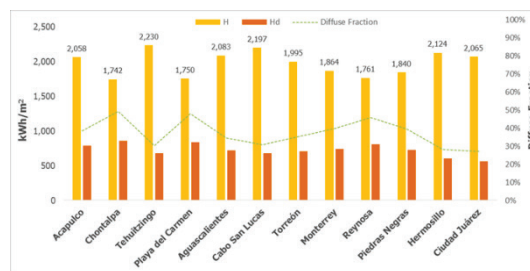


Figura 2. Datos de irradiación anual horizontal global y difusa de los 12 sitios estudiados

Se ha realizado un conjunto de simulaciones con paso horario variando los parámetros geométricos según el rango y paso que se muestra en la Tabla 2. En estas simulaciones se considera el resto de parámetros constantes, por ejemplo, el efecto eléctrico, la suciedad, etc.

Tabla 2. Los parámetros de entrada para todo el conjunto de simulaciones realizadas

Configuración	Parámetro de entrada	Rango	Paso
Estructura Fija	GCR, β	GCR [0.30 a 1.00] y β [0 a 30]	GCR = 0.01 y β = 5
Seguidor 1X	GCR	GCR [0.20 a 0.60]	GCR = 0.01
Seguidor 2X	GCR _{NS} , GCR _{EW}	GCR _{NS} : [0.2, 1.0], GCR _{EW} : [0.20, 0.60]	GCR _{NS} : 0.1, GCR _{EW} : 0.01

Se han realizado un total de 907 simulaciones. Como dato de salida, se tiene la producción específica anual (Y_f) en función de GCR (Ground Cover Ratio, que es el cociente entre Área de módulo y Área de terreno). En el caso de un seguidor 1X, hay una relación directa entre Y_f y GCR y no hay otro parámetro geométrico que interviene, es decir obtenemos una única curva que los relaciona, mientras que en los casos de Estructura Fija interviene el ángulo de inclinación β y en el caso del Seguidor 2X interviene GCR_{NS}, por lo que obtenemos una familia de curvas para cada una. Para las tres configuraciones, y para un GCR dado, solo se considera la máxima producción específica final anual Y_f , es decir, la curva envolvente. Por lo tanto, el ángulo de inclinación β y GCR_{NS} son óptimos para cada GCR.

Una vez se obtiene la curva envolvente, el paso final de la optimización es encontrar un compromiso entre Y_f y GCR. Dado que un mayor GCR conduce a un menor Y_f debido a un mayor sombreado en la Estructura Fija y una menor ganancia en los seguidores dotados de la estrategia de back-tracking.

Para establecer un criterio de diseño homogéneo independiente de la latitud para las tres configuraciones geométricas, se define un parámetro llamado pérdida en la producción específica final anual (Y_{fL}) como:

$$Y_{fL} = 1 - \frac{Y_f}{Y_{fM}} \quad (1)$$

Siendo Y_f la producción específica final anual y Y_{fM} es la máxima producción específica final anual que se obtiene por una única fila de módulos (sin filas adyacentes).

En la Tabla 3 se muestra la máxima producción específica final anual para las tres configuraciones geométricas: Estructura Fija, Seguidor 1X y Seguidor 2X correspondientes a los 12 emplazamientos estudiados.

 Tabla 3. Producción específica máxima (Y_{fM}) para las tres configuraciones geométricas y todos los sitios estudiados

Sitio	Latitud (°)	Estructura Fija	Seguidor 1X	Seguidor 2X
Acapulco	16.85	1,727	2,161	2,266
Chontalpa	17.66	1,440	1,739	1,795
Tehuiztzingo	18.33	1,912	2,440	2,576
Playa del Carmen	20.64	1,477	1,781	1,863
Aguascalientes	21.89	1,807	2,304	2,451
Cabo San Lucas	22.91	1,866	2,365	2,520
Torreón	25.55	1,717	2,148	2,293
Monterrey	25.69	1,597	1,970	2,089
Reynosa	26.04	1,496	1,819	1,919
Piedras Negras	28.69	1,596	1,962	2,106
Hermosillo	29.06	1,872	2,354	2,572
Ciudad Juárez	31.66	1,887	2,378	2,619

Para elegir un criterio de optimización, partimos del hecho que la función $Y_f - GCR$ no tiene un máximo, y que la producción específica máxima Y_{fM} no se puede alcanzar (ya que eso implicaría un GCR cercano a cero, lo que llevaría a una separación de filas muy grande). Por lo tanto, la elección de un Y_{fM} razonable llevaría a la determinación de un par (Y_f , GCR) que cae en la envolvente de la familia de curvas y que cumpla que un pequeño cambio en GCR conduzca a un cambio muy pequeño en Y_f . Por otro lado, el criterio de la pérdida en la producción específica final anual Y_{fL} exigida se establece para cada una de las configuraciones geométricas independientemente de la latitud, esta se detalla en la Tabla 4.

 Tabla 4. Los criterios de Y_{fL} para las tres configuraciones geométricas

Configuración	Y_{fL}
Estructura Fija	2.0 %
Seguidor 1X	4.0 %
Seguidor 2X	4.0 %

RESULTADOS

En esta sección se obtienen los resultados de optimización para las tres configuraciones geométricas: Estructura fija, Seguidor 1X, Seguidor 2X /ver Figuras 3, 4 y 5) en los 12 emplazamientos.

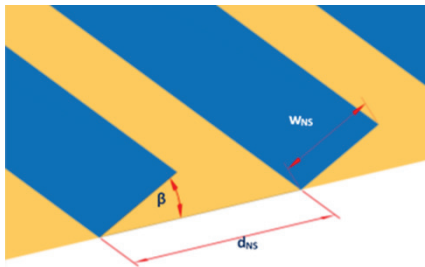


Figura 3. Estructura fija

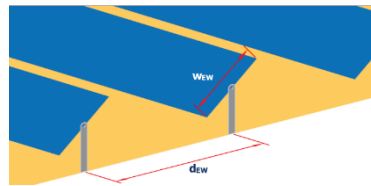


Figura 4. Seguidor 1X

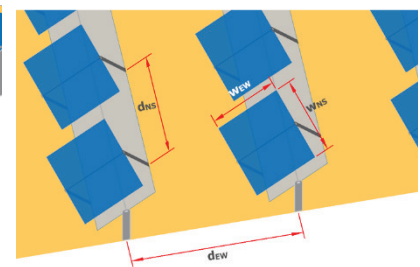


Figura 5. Seguidor 2X

Estructura Fija

El ratio de ocupación GCR (Ground Cover Ratio) [19] se define como sigue: $GCR = \frac{W_{NS}}{d_{NS}}$ (2)

Siendo: W_{NS} el ancho de fila en dirección Norte-Sur y d_{NS} la separación entre filas en la misma dirección.

La optimización geométrica para cada sitio consiste en determinar el par (GCR, β) óptimo. El método para calcular estos parámetros se basa en las siguientes consideraciones:

- Maximizar Y_f bajo las siguientes restricciones:
 - Y_{fl} sea lo más cercano posible al 2,0%
 - Mínima distancia entre filas para la transitabilidad: $GCR \leq 0.80$

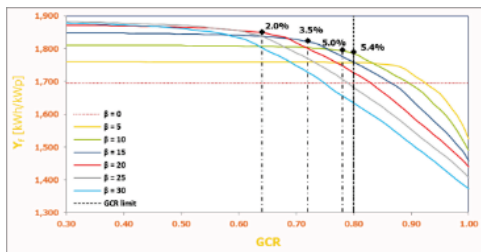


Figura 6. Ejemplo de optimización aplicando diferentes criterios de Y_{fl} (latitud 31.66°)

Tabla 5. Parámetros optimizados. Estructura fija

Site	Latitud(°)	Longitud(°)	GCR	β	Y_n	Y_f (kWh/kW _p)
Acapulco	16.85	-99.81	0.80	10	1.2%	1,707
Chontalpa	17.66	-93.44	0.80	5	0.7%	1,430
Tehuiztingo	18.33	-98.26	0.80	10	1.2%	1,888
P. del Carmen	20.64	-87.07	0.80	10	1.5%	1,454
Aguascalientes	21.89	-102.28	0.78	10	2.0%	1,771
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	0.80	10	1.8%	1,833
Torreón	25.55	-103.41	0.75	15	2.0%	1,683
Monterrey	25.69	-100.26	0.80	10	2.0%	1,566
Reynosa	26.04	-98.30	0.80	10	1.8%	1,469
Pied. Negras	28.69	-100.52	0.72	15	2.0%	1,564
Hermosillo	29.06	-110.95	0.67	20	2.0%	1,835
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	0.64	20	2.0%	1,849

La Figura 6 muestra un ejemplo de cómo se obtienen los diferentes parámetros geométricos en función del criterio Y_{fl} elegido. Considerando cuatro valores de Y_{fl} diferentes, 2.0%, 3.5%, 5.0% y 5.4%, se obtienen los pares óptimos (GCR, β) respectivamente: (0.64, 20°), (0.72, 15°), (0.78, 10°), (0.8, 10°). El parámetro GCR para $Y_{fl} = 5.4\%$ está determinado por la restricción del criterio de transitabilidad, mientras que el resto están determinados por el criterio de Y_{fl} . El par óptimo (GCR, β) en la latitud 31.66° es el que cae en la envolvente de la familia de curvas y que cumpla el criterio de Y_{fl} cercano al 2.0% y al de $GCR \leq 0.8$, esto es: $GCR = 0.64$ y $\beta = 20^\circ$.

La Tabla 5 muestra los resultados de la optimización geométrica para cada sitio. Se puede observar que algunos resultados están determinados por el criterio de transitabilidad, es decir $GCR = 0.8$, en esos casos, suele ser $Y_{fl} \sim 2.0\%$, mientras los que están con $GCR < 0.8$ son determinados por el criterio de $Y_{fl} \sim 2.0\%$.

Con la latitud, el ángulo de inclinación β tiende a aumentar mientras GCR disminuye.

Además, es importante resaltar que la influencia de los datos meteorológicos puede contrarrestar la influencia de la latitud. En sitios con mayor fracción de difusa (menor H y menor Y_f), el ángulo de inclinación tiende a ser menor que en sitios con menor fracción de difusa (mayor H y mayor Y_f) en latitudes próximas. Por ejemplo, se puede considerar:

- Chontalpa le corresponde $\beta = 5^\circ$, mientras que Acapulco $\beta = 10^\circ$ o Tehuiztingo con $\beta = 10^\circ$
- Reynosa le corresponde $\beta = 10^\circ$, mientras que Torreón $\beta = 15^\circ$. Debido al mayor componente de difusa de la primera, el ángulo de inclinación óptimo es menor.

Seguidor 1X

El ratio de ocupación GCR (Ground Cover Ratio) se define como: $GCR = \frac{W_{EW}}{d_{EW}}$ (3)

Siendo: W_{EW} el ancho de fila en dirección Este-Oeste y d_{EW} la separación entre filas en la misma dirección. La optimización geométrica para cada ubicación consiste en determinar el parámetro GCR. El método para calcular este parámetro se basa en las siguientes consideraciones:

- Maximizar Y_f bajo las siguientes restricciones:
 - Y_{fL} sea lo más próximo al 4.0% (puede no ser exactamente 4.0% debido a la precisión numérica del paso de simulación finita).

Tabla 6. Parámetros optimizados. Seguidor 1X

Sitio	Latitud (°)	Longitud (°)	GCR	Y_{fL}	Y_f [kWh/kWp]
Acapulco	16.85	-99.81	0.38	3.9%	2,076
Chontalpa	17.66	-93.44	0.39	3.9%	1,670
Tehuiztingo	18.33	-98.26	0.39	4.0%	2,342
P. del Carmen	20.64	-87.07	0.37	3.9%	1,711
Aguascalientes	21.89	-102.28	0.34	4.0%	2,212
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	0.38	4.0%	2,271
Torreón	25.55	-103.41	0.36	4.0%	2,062
Monterrey	25.69	-100.26	0.37	4.0%	1,892
Reynosa	26.04	-98.30	0.37	3.9%	1,747
Pied. Negras	28.69	-100.52	0.36	4.0%	1,884
Hermosillo	29.06	-110.95	0.35	3.9%	2,261
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	0.34	4.1%	2,280

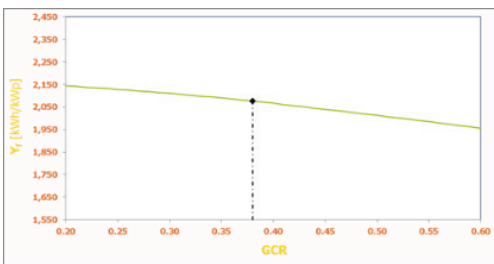


Figura 7. Acapulco. Lat: 16.85°; Lon: -99.81°

Para el criterio Y_{fL} establecido se ha obtenido un GCR que oscila entre 0,34 y 0,39, que tiende a disminuir levemente con la latitud.

Dentro de los sitios analizados se puede afirmar que dondequiera que se encuentre un lugar de alta irradiación en todo México, se puede llegar fácilmente a Y_f por encima de los 2,000 kWh / kWp mediante un seguidor de un eje. Además, el GCR para un criterio de Y_{fL} dado es similar en todos los sitios (la variación máxima es del 15%).

Seguidor 2X

El ratio de ocupación GCR (Ground Cover Ratio) se define como:

$$GCR_{NS} = \frac{W_{NS}}{d_{NS}} \quad GCR_{EW} = \frac{W_{EW}}{d_{EW}} \quad GCR = GCR_{NS} \cdot GCR_{EW} \quad (4) \text{ Siendo: } W_{NS} \text{ y } W_{EW} \text{ el ancho de fila en la dirección N-S y E-W respectivamente, y } d_{NS} \text{ y } d_{EW} \text{ la distancia entre filas en la dirección N-S y E-W respectivamente.}$$

La optimización geométrica para cada ubicación consiste en determinar los siguientes parámetros:

- GCR_{NS}
- GCR

El método para calcular estos parámetros se basa en las siguientes consideraciones:

- Maximizar Y_f bajo las restricciones:
 - Y_{fl} lo más cercano posible al 4.0% (puede no ser exactamente 4.0% debido a la precisión numérica del paso de simulación finito)

La Figura 8 muestra un ejemplo de cómo se obtienen diferentes parámetros geométricos dependiendo del criterio Y_{fl} elegido. Considerando tres valores de Y_{fl} diferentes, 2.0%, 4.0% y 6.0%, se obtienen los pares óptimos (GCR, GCR_{NS}) respectivamente: (0.19, 0.70), (0.26, 0.70), (0.33, 0.80). Se puede observar que la curva GCR_{NS} = 1.0 (filas sin espacio en dirección norte-sur y por lo tanto el seguidor no puede moverse en el eje secundario) coincide con la curva del seguidor de un eje.

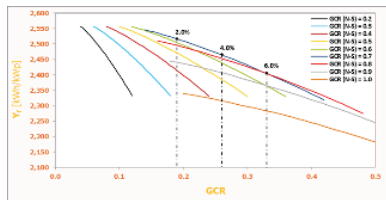


Figura 8. Ejemplo de optimización aplicando diferentes criterios de Y_{fl} (latitud 29.06°)

Tabla 7. Parámetros optimizados. Seguidor 2X

En la

Sitio	Lat. (°)	Long. (°)	GCR _{NS}	GCR _{EW}	GCR	Y _{fl}	Y _f [kWh/kWp]
Acapulco	16.85	-99.81	0.80	0.40	0.32	4.1%	2,174
Chontalpa	17.66	-93.44	0.90	0.35	0.32	3.9%	1,726
Tehuiztingo	18.33	-98.26	0.80	0.40	0.32	4.0%	2,473
P. del Carmen	20.64	-87.07	0.80	0.37	0.30	4.0%	1,789
Aguascalientes	21.89	-102.28	0.80	0.34	0.27	4.0%	2,352
Cabo San	22.91	-109.91	0.80	0.37	0.30	3.9%	2,422
Torreón	25.55	-103.41	0.80	0.34	0.27	4.0%	2,201
Monterrey	25.69	-100.26	0.80	0.35	0.28	4.0%	2,005
Reynosa	26.04	-98.30	0.80	0.35	0.28	4.0%	1,843
Pied. Negras	28.69	-100.52	0.80	0.32	0.26	4.0%	2,021
Hermosillo	29.06	-110.95	0.70	0.37	0.26	4.1%	2,465
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	0.70	0.33	0.23	4.0%	2,516

Tabla 7 se observa que GCR_{NS}, GCR_{EW} y por tanto GCR disminuye ligeramente con la latitud

COMPARATIVA

Tabla 8. Y_f anual para las tres configuraciones geométricas en los puntos óptimos, así como las ganancias relativas.

Site	Lat (°)	Lon (°)	H (kWh/m²)	D _i	Y _f Estructura Fija (EF)	Y _f Seguidor 1X	Y _f Seguidor 2X	Ganancia 1X vs EF	Ganancia 2X vs EF	Ganancia 2X vs 1X
Acapulco	16.85	-99.81	2,058	38.3%	1,707	2,076	2,174	21.60%	27.33%	4.71%
Chontalpa	17.66	-93.44	1,742	49.2%	1,430	1,670	1,726	16.77%	20.65%	3.32%
Tehuiztingo	18.33	-98.26	2,230	30.4%	1,888	2,342	2,473	24.04%	30.96%	5.58%
Playa del Carmen	20.64	-87.07	1,750	47.9%	1,454	1,711	1,789	17.63%	22.98%	4.54%
Aguascalientes	21.89	-102.28	2,083	34.5%	1,771	2,212	2,352	24.89%	32.79%	6.32%
Cabo San Lucas	22.91	-109.91	2,197	30.8%	1,833	2,271	2,422	23.90%	32.11%	6.63%
Torreón	25.55	-103.41	1,995	35.3%	1,683	2,062	2,201	22.55%	30.81%	6.74%
Monterrey	25.69	-100.26	1,864	39.7%	1,566	1,892	2,005	20.82%	28.08%	6.01%
Reynosa	26.04	-98.30	1,761	45.7%	1,469	1,747	1,843	18.95%	25.47%	5.48%
Piedras Negras	28.69	-100.52	1,840	39.5%	1,564	1,884	2,021	20.46%	29.24%	7.29%
Hermosillo	29.06	-110.95	2,124	28.2%	1,835	2,261	2,465	23.22%	34.34%	9.03%
Ciudad Juárez	31.66	-106.52	2,065	27.1%	1,849	2,280	2,516	23.30%	36.04%	10.33%

La Tabla 8 muestra los resultados de todos los sitios analizados. Las columnas 2 a 4 muestran las características del sitio, las columnas 5 a 7 muestran Y_f para cada configuración geométrica con los parámetros previamente optimizados, las columnas 8 y 9 muestran respectivamente la ganancia relativa de los seguidores con respecto a la estructura fija y la columna 10 muestra la ganancia relativa de 2X a 1X.

CONCLUSIONES

Realizado el estudio se puede concluir que:

- El efecto de los datos meteorológicos puede contrarrestar el efecto de la latitud.
- En cada franja de latitud se observa que el sitio con la fracción de difusa más alta conduce a una ganancia menor de los sistemas con seguimiento.
- Considerando los sitios con la fracción de difusa más baja en las diferentes franjas de latitud, se observa que el Seguidor 1X no muestra cambios notorios con la latitud en comparación con una Estructura Fija.
- La ganancia del Seguidor 2X con respecto al Seguidor 1X aumenta significativamente en las latitudes altas (desde 26°N a 31°N).
- Con respecto al parámetro GCR, el Seguidor 1X ocupa entre 88% y 129% más terreno que la Estructura Fija, dependiendo de la ubicación.

REFERENCIAS

1. CENACE. <https://www.cenace.gob.mx>.
2. S. Sánchez-Carbajal and P. Rodrigo. (2019) "Optimum Array Spacing in Grid-Connected Photovoltaic Systems considering Technical and Economic Factors," Hindawi, International Journal of Photoenergy, p. URL: <https://doi.org/10.1155/2019/1486749>.
3. Adrada, T., Amador, J., Orfao, B., De la Cruz, G. (2017), Comparative energy performance analysis of six primary photovoltaic technologies in Madrid (Spain). *Energies*, 10, 772. doi:3390/en10060772.
4. H. Awad, M. Gul and R. e. al. (2016) "Solar photovoltaic optimization for commercial flat rooftops in cold regions," in IEEE Conference on technologies for Sustainability, Phoenix, AZ.
5. J. Copper, A. Sproul and A. Bruce. (2016) "A method to calculate array spacing and potential system sizing of photovoltaic arrays in the urban using vector analysis," *Applied Energy*, pp. Vol. 161, n° 1, pp 11-23.
6. N. Castellano, J. Gázquez Parra, Valls-Guirado, J. and F. Manzano-Agugliaro. (2015) "Optimal displacement of photovoltaic array's rows using a novel shading model," *Applied Energy*, pp. Vol. 144, pp 1-9.
7. García, M., Vera, J., Marroyo, L., Lorenzo, E., & Pérez, E. (2009 (17)). Solar-tracking PV plants in Navarra: A 10 MW assessment. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 337-346.
8. D. Weinstock and J. Appelbaum. (2009) "Optimization of solar photovoltaic fields," *Solar Energy Engineering*, pp. Vol. 131, n° 3, Article number: 031003, 2009.
9. Baumgartner, F., Büchel, A., & Bartcholet, R. (2008). Solar Wings: A new Lightweight PV Tracking System. *23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, (pp. 2790-2794).
10. Kimber, A., & Mitchell, L. (2005). Performance evaluation standards for large grid-connected PV systems in the United States and Germany. *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, (pp. 3229-3232).
11. Martín, N., & Ruiz, J. (2001 (70)). Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 25-38.
12. Marion, B., & Anderberg, M. (2000). PVWATTS-An online performance calculator for grid-connected PV systems. *ASES Solar 2000 Conference*, (pp. 119-121). Madison.
13. Menicucci, D., & Fernandez, J. (1988). *User's manual for PVFORM*. Albuquerque: Sandia National Laboratories.
14. Hussein Zeaier Zeaier, Hugo Cagigas Matanzas and Julio Amador Guerra. (2020). "HMH-SPV a new tool for Sizing and Optimizing PV System based on Excel and VBA Code". En proceso de publicación.
15. Hay, J., & Mickay, D. (1985 (3)). Estimating Solar Irradiance on Inclined Surface: A Review and Assessment of Methodologies. *Int. J. Solar Energy*, 203.
16. Lorenzo, E., Narvarte, L., & Muñoz, J. (2011 (19)). Tracking and Backtracking. *Progress in Photovoltaics*, 747-753.
17. Lorenzo, E. (2014). *Ingeniería Fotovoltaica*, Vol III. Madrid: ISBN 978-84-95693-32-7.
18. Óscar Perpiñán Lamigueiro, A. C. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. España: PROGNSA.
19. Narvarte, L., & Lorenzo, E. (2008 (16)). Tracking and Ground Cover Ratio. *Progress in Photovoltaics*, 703-714.