

## TRABAJO TEÓRICO-EXPERIMENTAL

# Una revisión de la distancia entre filas de los parques fotovoltaicos con limitaciones de terreno

## *A review of inter-row spacing of solar farms with land constraints*

Luis Gutiérrez Urdaneta<sup>1</sup>; Lenyer Padrón Suárez<sup>1,\*</sup>; Valladares Aguilera J.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Empresa de Fuentes Renovables de Energía, La Habana, Cuba.

<sup>2</sup> Empresa de Ingeniería y Proyectos de la Electricidad, La Habana, Cuba.

\* Autor de correspondencia: [lenyer@emfre.une.cu](mailto:lenyer@emfre.une.cu)

Recibido: 4 de enero de 2021

Aprobado: 30 de abril de 2021

Licencia de uso y distribución Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 Internacional 

### RESUMEN/ABSTRACT

Cuba es un pequeño archipiélago con limitaciones de áreas para la instalación de parques fotovoltaicos y de recursos financieros. Casi todos los parques fotovoltaicos en explotación han sido instalados con orientación de los módulos monofaciales hacia el Sur y con un ángulo de inclinación fijo, generalmente 15 grados. La distancia entre filas se calcula en función de este ángulo y de la latitud en un escenario, tomando el azimut y la elevación del sol correspondiente a cierta hora solar en el solsticio de invierno. Los autores del presente artículo analizan que, como solución a la limitación del área, la reducción del espacio entre filas, incluso para los módulos bifaciales, resultaría en una mayor generación y, podría ser más factible económicamente por área con relación al enfoque tradicional.

**Palabras clave:** ángulo fijo, distancia entre filas, hora solar, limitación de superficie, optimización.

*Cuba is a small country with land constraints for the construction of new solar farms. Moreover, Cuba faces a deep scarcity of financial resources. Almost all solar farms commissioned have been mounted with monofacial modules towards the South and with a fixed tilt angle, generally 15 degrees. The inter-row spacing was calculated taking into account this angle and the corresponding latitude, azimuth and elevation of the sun at a certain solar hour in the winter solstice. The authors analyze that, facing land restrictions, a reduction of inter-row spacing, even for bifacial modules, would imply a greater generation and could be more beneficial economically per area regarding the traditional approach.*

**Keywords:** fixed tilt, solar time, row spacing, land constrain, optimization.

### INTRODUCCIÓN

La tierra es un recurso no renovable, limitado y escaso. En el caso de Cuba, un pequeño archipiélago, la superficie disponible para ser utilizada en la construcción de parques fotovoltaicos, los suelos menos productivos, debe competir con otros usos alternativos. Estas áreas, además, se encuentran fragmentadas, (figura 1). Por otra parte, no todas las áreas disponibles pueden ser utilizadas, pues la construcción de parques a gran escala conectados a la red eléctrica, requiere de condiciones técnico-económicas adicionales: topográficas y geotécnicas, niveles de radiación, propiedad de la tierra, proximidad a la infraestructura eléctrica, tamaño del área, tipo de suelo, aspectos ecológicos y arqueológicos, probabilidad de inundaciones, accesibilidad, disponibilidad de fuerza de trabajo y provisión de agua, entre otras [1].

Cómo citar este artículo:

Luis Gutiérrez Urdaneta, *et al.* Una revisión de la distancia entre filas de los parques fotovoltaicos con limitaciones de terreno. 2021, vol. 42, n. 2, mayo/agosto. ISSN:1815-5901.

Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

Con el crecimiento de la generación fotovoltaica, la utilización más intensiva del terreno, desde el punto de vista energético y económico, se ha convertido en un tema frecuentemente abordado en la producción académica, en la investigación tecnológica y en la aplicación práctica. El “seguimiento retrasado” (*backtracking*) y la orientación Este-Oeste son ejemplos de tales desarrollos. La disponibilidad de la tierra en Cuba para la construcción de parques fotovoltaicos es escasa, y se requiere la optimización en su uso. La selección de una mayor hora solar en el solsticio de invierno y la reducción del ángulo de inclinación de los paneles en los sistemas de ángulo fijo (SAF) puede ser una solución.

### **Revisión de la literatura: la hora solar y el ángulo de inclinación**

La regla más frecuente para determinar  $D_f$ , con un ángulo dado, es que se garantice no exista sombreado entre paneles entre las 8:00 AM y las 2:00 PM en el solsticio de invierno, el peor escenario [2]. No obstante, también se seleccionan otras horas, dependiendo de factores económicos: el precio de la tierra y las tarifas eléctricas diferenciadas en el tiempo [2-3]. En Cuba se ha utilizado como hora solar de diseño las 8:00 AM en la mayoría de los proyectos. Sin embargo, la Norma Cubana 800 da mayor flexibilidad: establece que la distancia entre las filas de módulos debe garantizar un mínimo de cuatro horas sin sombreado en torno al mediodía del solsticio de invierno, es decir, las 10:00 AM como hora de diseño. Esta última hora límite, con una inclinación mínima de 100 sería suficiente, posiblemente, para garantizar un ancho de pasillo entre filas adecuado para labores de operación y mantenimiento.

Todos los parques fotovoltaicos en explotación han sido montados con orientación de los módulos monofaciales hacia el Sur y con un ángulo de inclinación fijo, generalmente 150. Debido a la latitud, el ángulo de inclinación que maximiza la generación sin sombreados cercanos debía ser superior (en el que sitio seleccionado es 17,40, según simulaciones realizadas) pero en la práctica se ha implementado la inclinación de 150 para aminorar los efectos de los huracanes y fuertes vientos, así como facilidad de montaje y estandarización de estructuras.

La Norma Cubana 800 recomienda colocar los módulos con un ángulo de inclinación igual o superior a 10° sobre la horizontal para permitir el drenaje del agua de lluvia. No se hace mención a la relación entre la inclinación y la acumulación de polvo.

Existen varios factores que inciden en la acumulación de suciedad en los módulos. Chanchangi Y. N., Ghosh A., Sundaram S., *et al.* [4], detallan estos elementos. Se comentarán brevemente:

- Características del sitio: Cercanía a actividades humanas (construcción, industria, transporte, urbanización y densidad de población), y elementos naturales (suelos desérticos, tormentas de arena, clima, erupciones volcánicas, fuegos, vegetación, heces de aves). Las deposiciones de aves son el principal riesgo del surgimiento de “puntos calientes”.
- Propiedades del polvo: Partículas más finas tienden a asentarse y acumularse más rápido que las de mayor diámetro [5].
- Viento: Su influencia puede ser positiva cuando remueve las partículas o negativa cuando las transporta de otras partes sobre los módulos.
- Temperatura y humedad: Alta temperatura y baja humedad favorecen la transportación de partículas. La alta humedad relativa promueve la adhesión de polvo.
- Superficie del módulo: Módulos con cubierta exterior de un material diferente al cristal muestran una más alta tasa de acumulación de polvo.
- Ángulo de inclinación y azimut: La sedimentación del polvo es máxima cuando el módulo está en posición horizontal y moderada cuando está inclinado. A mayor inclinación menor acumulación. La orientación azimutal afecta en dependencia de la dirección del viento.

Mani M. y, Pillai R. [6], revisaron las investigaciones sobre el impacto del polvo en el rendimiento fotovoltaico desde 1940 hasta 2009. Hallaron que la mayoría de los trabajos se concentraban en el Medio Oriente (zonas desérticas y con frecuentes tormentas de arena).

Hegazy A.A. [7], un experimento de un año con colectores a 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60 y 90° en la localidad de Minia, en Egipto, con clima subtropical, pero rodeado de tierras desérticas y con tormentas de arena en abril y mayo. Llegó a la conclusión de la acumulación de polvo está estrechamente relacionada con el ángulo de inclinación y, en menor grado, con el período de exposición y las condiciones climáticas del lugar.

Costa S. C.S, Diniza A.S.A.C. y Kazmerskia, L.L. [8], realizaron una extensa revisión de la literatura científica publicada sobre la relación entre la acumulación de polvo y las diferentes tecnologías de generación solar desde el año 2012 hasta principios de 2017.

En [9], a partir de experimentos de laboratorios en Escocia, utilizando módulos de diferentes tamaños, los autores concluyen que el nivel de carga de las partículas de polvo acumuladas en los módulos fotovoltaicos tiene un impacto significativo en generación y las acumulaciones de partículas de polvo no están asociadas con el ángulo de inclinación del panel.

Hashim E. T. y Hussien T. [10], afirman que las pérdidas de energía del panel solar fijo en ángulo de inclinación de 60° debido a la acumulación de suciedad son menores que las de un panel en ángulo de inclinación 15°.

TamizhMani G., King B., Venkatesan A. *et al.*, [11], realizaron un estudio donde se monitorearon 5 estaciones en diferentes estados de EEUU (Arizona, Florida, Colorado, New México, Vermont). Las estaciones fueron equipadas con sistemas de adquisición de datos y diez sensores laminados inclinados en ángulos de 0°, 5°, 10°, 15°, 20°, 25°, 30°, 35°, 40° y 45°. El análisis de datos de un año (2015) indicaron que el sitio de Arizona (clima de desierto) experimentó la mayor pérdida anual por suciedad con una dependencia significativa del ángulo de inclinación, mientras que los otros cuatro sitios la pérdida anual por suciedad fue insignificante y prácticamente sin ninguna dependencia del ángulo, probablemente debido a las frecuentes lluvias.

Negash T. y Tadiwose T. [12], efectuaron mediciones con varios módulos en la ciudad de Bahir Dar, en Etiopía, situada en la latitud 11.36 y concluyen que la acumulación de polvo ha estado presente en cualquier ángulo, pero la pérdida de energía es mayor en la medida que se aplanan el ángulo. Sin embargo, aseguran que el efecto del ángulo de inclinación sobre la acumulación de partículas depende de las condiciones ambientales (viento y lluvia).

Cordero R.R., Damiani A., Laroze D., *et al.*, [13], efectuaron mediciones durante un año con módulos en seis diferentes lugares de Chile, desde la latitud -18.47 hasta -33.45 y con una inclinación coincidente con la misma. Excepto Santiago, los sitios se hallan en el desierto de Atacama. No se observa, excepto, entre las latitudes -20.24 y -27.26 que haya una relación entre el ángulo y la tasa de acumulación de polvo. Existen otros factores como las precipitaciones, las lluvias copiosas, el viento, y la polución atmosférica de Santiago de Chile, entre otros, que tienen una influencia importante.

De los estudios anteriores se deriva que la influencia del ángulo de inclinación en la acumulación de polvo depende de las características de sitio, siendo esta significativa en zonas desérticas o de gran polución. La limpieza natural de los módulos por efecto de las lluvias y el viento parecen no ser suficientes en muchos casos, sobre todo en estaciones secas del año. Existen varios métodos, algunos novedosos para prevenir o mitigar el efecto de la acumulación de polvo y otros elementos sobre los módulos [14], pero hasta el momento, la limpieza con agua, a veces con soluciones limpiadoras, es la forma más común [4]. Aunque Cuba tiene un clima tropical, sin desiertos y está lejos de las principales zonas emisoras de polvo (figura 1), mediciones locales de las acumulaciones son necesarias, tanto en los parques ya construidos como en las áreas prospectivas, para determinar la acumulación de polvo y su relación con la inclinación de los módulos, los métodos de limpieza y la frecuencia más adecuada según las características de los sitios.

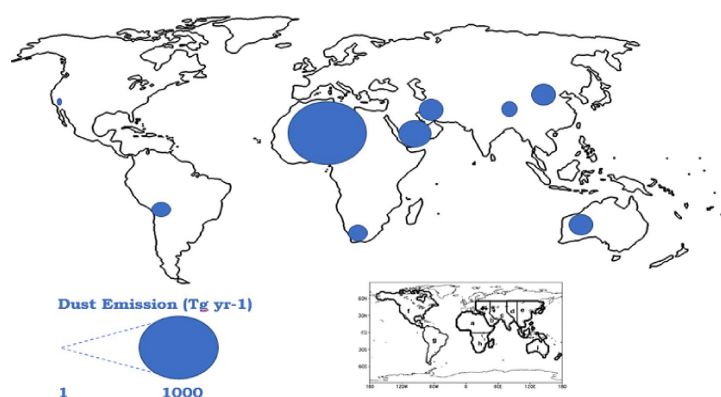


Fig. 1. Mapa de concentración e intensidad de polvo en la atmósfera [4].

### Revisión de la literatura: La distancia entre los inicios de filas y la escasez de tierra

Del ángulo de inclinación, y la hora solar, dada la latitud y el ancho de la banda receptora, depende la distancia entre los inicios de las filas anterior y posterior ( $D_f$ ), y por ende, el área a utilizar. Existen dos enfoques a la hora de realizar el análisis técnico-económico de los proyectos fotovoltaicos. El primero se basa en la optimización sea energética o económica: la potencia es constante y el área variable.

La superficie a utilizar depende, entre otros factores, del precio de la tierra. Este enfoque es utilizable cuando existen grandes extensiones de tierra disponible y el precio de mercado de la misma es relativamente barato. El segundo enfoque se basa en el criterio de que hay escasez de tierra, y de lo que se trata es de maximizar la energía o el beneficio económico en un espacio limitado [2] y [15]. Patel M.T., Khan M.R., Sun .X. *et al.*, [16], desarrollaron una metodología de optimización para parques bifaciales, sin tener en cuenta el efecto del polvo ni de un pasillo mínimo entre filas y arribaron a la conclusión teórica de que cuando la tierra es escasa y cara, los paneles deberían colocarse horizontalmente y sin espacio entre filas. El enfoque de la escasez de tierra, bajo premisas más prácticas, es el que utilizaremos en este trabajo y nos parece el más adecuado a la realidad de Cuba.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Los autores han revisado la literatura sobre la elección de la hora solar el solsticio de invierno (regla más frecuente), la relación entre el ángulo de inclinación y la acumulación de polvo, y sobre la determinación de ambos ante la escasez de tierra. Utilizaron las bases de datos meteorológicos del Centro de Física de la Atmósfera de un sitio específico, realizaron simulaciones mediante el *software* PVsyst v 6.8.1, elaboraron una evaluación energética utilizando diferentes horas solares y ángulos y calcularon su efecto en la sustitución de combustibles fósiles. Construyeron, además, una aplicación informática para hallar la hora solar y la inclinación, dada la latitud y el ancho de la banda receptora (Ab), que garantizan la distancia mínima entre los inicios de la fila previa y posterior (Df), a partir de restricciones de hora, inclinación y pasillo mínimo entre filas (Pf) para operación y mantenimiento mediante un método no lineal de optimización (figura 2).

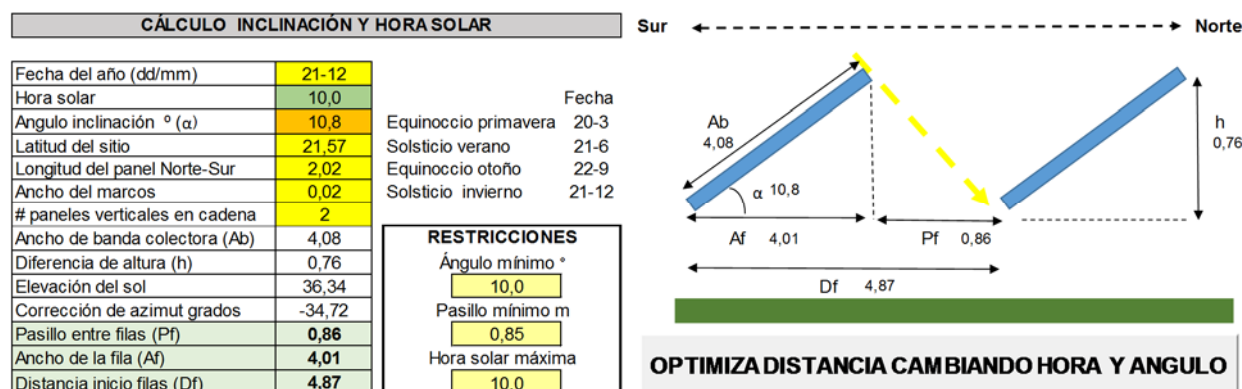


Fig. 2 Hoja en Excel de la aplicación “Cálculo de ángulo y hora.xlsm”

### Bases de datos meteorológicos del Centro de Física de la Atmósfera

Se seleccionó un sitio imaginario en la provincia de Sancti Spiritus, totalmente llano, en una latitud media de Cuba para desarrollar las simulaciones y realizar la evaluación energética de la aplicación de diferentes ángulos de inclinación, horas solares y tipos de paneles.

Los datos mensuales promedio de radiación global horizontal y temperatura en el día, según la latitud y longitud del sitio, se obtuvieron del libro en Excel “Interp” (tabla 1), uno de los resultados del proyecto “Determinación de la distribución de radiación solar sobre el territorio nacional partiendo de la información que brinda la red heliográfica”, del Centro de Física de la Atmósfera, del Instituto de Meteorología.

Tabla 1. Radiación y temperatura en sitio de Sancti Spiritus. Latitud 21.57, Longitud -79.21

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Radiación diaria global horizontal kWh/m <sup>2</sup> . día	4,20	5,02	5,66	6,53	6,28	6,37	6,61	6,43	5,76	5,01	4,28	3,83
Temperatura en horas del día °C	27,6	28,2	29,0	30,3	31,1	31,6	32,4	32,3	31,5	30,8	29,5	28,8

## Diseño del experimento

El objetivo es evaluar la factibilidad técnica del aumento de la hora solar y la reducción del ángulo de inclinación de paneles monofaciales y bifaciales. Con ello se lograría la reducción de  $D_f$ , y el aumento de la potencia y la energía por unidad de superficie. Esta evaluación es de especial importancia para los bifaciales pues una reducción en  $D_f$  podría contribuir negativamente a la generación [17].

Se tomarán dos horas solares de diseen el solsticio de invierno: 8:00 AM y 10:00 AM, y las inclinaciones a evaluar serán mayores o iguales a 10 grados (pero menores o iguales a  $15^\circ$ ), como recomienda la Norma Cubana 800 y varios fabricantes como JA Solar, Yingli Solar, Longi Solar, Sunpower y Trinasolar, para permitir la auto limpieza con la lluvia. Podrían haber sido seleccionadas otras combinaciones de horas solares entre que 8:00 AM y 10:00 AM e inclinaciones entre  $10^\circ$  y  $15^\circ$ .

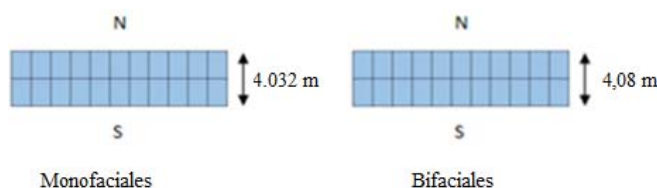
El incremento de la hora solar para el diseño aumentaría sólo, durante un periodo, el sombreado en zonas de los módulos en horas tempranas y tardías (tabla 2). Uno de los desarrollos tecnológicos relativamente recientes es la de la instalación de diodos conectados en paralelo con varios módulos conectados en serie [18], minimizando las pérdidas de corriente y previniendo la creación de “puntos calientes”. Ya los módulos que se producen actualmente los tienen incorporados.

**Tabla 2. Fecha y hora a partir de la cual no hay sombreados cercanos en la mañana (ángulo  $11,7^\circ$  y  $D_f 4,87$  m)**

Fecha	30/Oct	8/Nov	18/Nov	30/Nov	21/Dic	12/Ene	24/Ene	03/Feb	13/Feb
Hora AM	08:00	08:30	09:00	09:30	10:0	09:30	09:00	08:30	8:00

## Parámetros tecnológicos del sistema a simular

Para las simulaciones se utilizó el *software* PVsyst V6.8.1. Las filas se conformaron con 2 módulos de 385 Watts monofaciales o bifaciales de Longi Solar, acoplados en forma de “retrato” (figura 3). La dimensión de la banda receptora es de 4,032 m, incluyendo los bordes, y el ancho de cada módulo es de 1.011 m, con los bordes, para los monofaciales. Para los bifaciales, la banda mide 4,08 m y el ancho de cada panel es de 1,016 m. Los inversores son de SMA, Sunny Tripower 25000TL-30. El perfil del horizonte es el propio de PVsyst.



**Fig. 3. Cadena de módulos.**

Se asumieron las siguientes pérdidas porcentuales para todas las variantes.

- Suciedad del conjunto: 3%
- Pérdida óhmica en el cableado: 1,5% en STC
- Degradación inducida de la luz: 1,5%
- Pérdida de calidad del módulo: -0,5%
- Pérdida por desajuste de módulos; 1,0%
- Pérdida por desajuste de cadenas: 0,1%
- Modificador del ángulo de incidencia: el propio del módulo utilizado

## Selección del sitio, forma y tamaño del área

Se seleccionó un sitio imaginario en la provincia de Sancti Spíritus, totalmente llano, en una latitud media de Cuba. Las dimensiones del área son 140 metros de largo en el eje Norte Sur y 138 metros en el eje Este-Oeste (casi un cuadrado). Ningún otro arreglo de filas o columnas puede implicar que estas distancias se sobrepasen. El área es de 1,932 hectáreas. Se debe optimizar el uso del área bruta. A los efectos de la construcción perspectiva sólo se consideran los módulos (figura 4). Para las simulaciones con bifaciales se utilizará un albedo de 0,20 y 0,30.



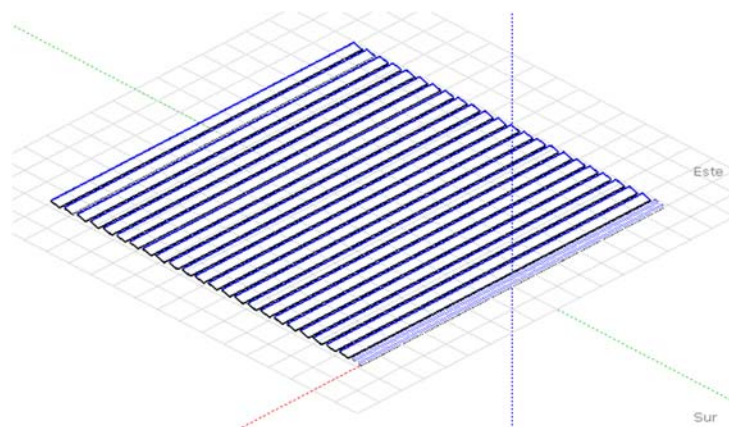


Fig. 4. Construcción perspectiva del parque.

### Las simulaciones mediante PVsyst

Se seleccionó como referente la variante A (el enfoque tradicional) de la tabla 3: módulos orientados al Sur, hora solar 8:00 AM en el solsticio de invierno y ángulo de inclinación de  $15^\circ$ . En las variantes de la B a la G se modificaron la hora solar de diseño y los ángulos de inclinación de manera que se pudiera incrementar el número de filas, y con ello la potencia pico, para módulos mono y bifaciales. En la variante G se aumentó el albedo a 0,30. La elevación (E) de los paneles bifaciales es de 1,2 m, el doble de la de los monofaciales, pues es el segundo factor que contribuye marginalmente a las ganancias de energía de los bifaciales después del albedo en los SAF. En todas las variantes la razón de potencia de los módulos con relación a la de los inversores es 1,11. Se utilizó la opción “según cadenas de módulos” en las simulaciones para una determinación más realista de las pérdidas eléctricas por sombreado. Así, cuando una cadena de módulos sufre de sombreado, la misma es considerada eléctricamente improductiva. La fracción para el efecto eléctrico es 100%.

Nótese, además, que el ancho del pasillo entre filas (Pf) (figura 2), es mayor que 0,85 m y podría ser suficiente en la mayoría de los parques para las labores de operación y mantenimiento. Los sistemas de limpieza de módulos manual, semi-automático, automático o de rociado (*spray*) requieren pasillos mínimos (figura 5). Se tomó esta cifra para el desarrollo del trabajo, pero es una de las dimensiones que debe ser definida *ex ante* para el diseño del parque, (tabla 3).



Fig. 5. Sistemas manual y automático.

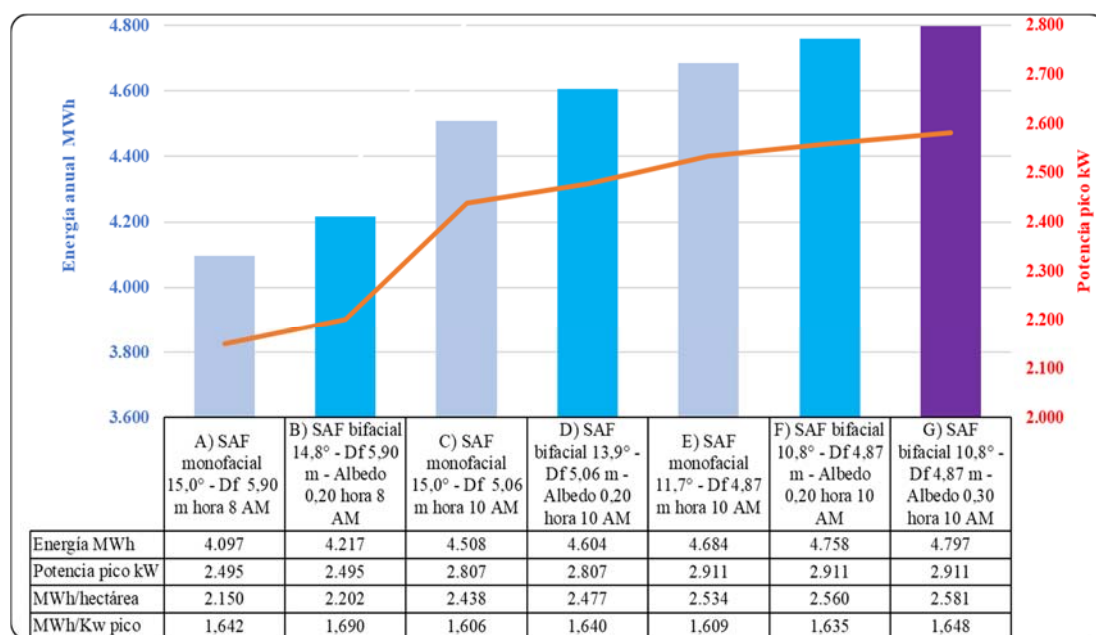
**Tabla 3. Datos para las simulaciones**

Variante	A	B	C	D	E	F	G
Tipo de panel	Mono	Bifacial	Mono	Bifacial	Mono	Bifacial	Bifacial
Hora solar (Solsticio invierno)	8:00	8:00	10:00	10:00	10:00	10:00	10:00
Inclinación °	15,0	14,8	15,0	13,9	11,7	10,8	10,8
Elevación del módulo - E (m)	0,6	1,2	0,6	1,2	0,6	1,2	1,2
Albedo	-	0,20	-	0,20	-	0,20	0,30
Potencia (kWp)	2 495	2 495	2 807	2 807	2 911	2 911	2 911
# paneles	6 480	6 480	7 290	7 290	7 560	7 560	7 560
# módulos en retrato	2	2	2	2	2	2	2
Largo panel	1,996	2,020	1,996	2,020	1,996	2,020	2,020
Bordes (largo)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Ancho del panel	0,991	0,996	0,991	0,996	0,991	0,996	0,996
Bordes (ancho)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Ancho banda receptora - Ab (m)	4,032	4,080	4,032	4,080	4,032	4,080	4,080
Distancia e/ inicios filas - Df (m)	5,90	5,90	5,06	5,06	4,87	4,87	4,87
Ancho de la fila - Af (m)	3,89	3,94	3,89	3,96	3,95	4,01	4,01
Pasillo entre filas - Pf (m)	2,01	1,96	1,17	1,10	0,92	0,86	0,86
Número de filas	24	24	27	27	28	28	28
Largo N-S (m)	139,6	139,6	135,5	135,5	135,4	135,5	135,5
Número de columnas	135	135	135	135	135	135	135
Largo E-O (m)	136,5	137,2	136,5	137,2	136,5	137,2	137,2
Área de paneles y espacios (ha)	1,905	1,915	1,849	1,859	1,849	1,858	1,858
Índice de ocupación del terreno (GCR) - Ab/Df	68,3%	69,2%	79,7%	80,6%	82,8%	83,8%	83,8%

## DISCUSIÓN DE RESULTADOS

### Los resultados de las simulaciones

Con relación a la variante A, virtualmente, con una misma superficie, en todos los casos aumentan la generación y la potencia instalada. A menor Df y ángulo de inclinación, mayor generación de energía en la misma superficie. También se obtiene mayor energía con el uso de los módulos bifaciales. En la variante G aumenta la generación con la misma potencia que en F debido al superior albedo. Las pérdidas por sombreado en todas las variantes están por debajo de 2,5% (figuras 6 y 7).



**Fig. 6. Energía, potencia pico y generación por hectárea neta y kW pico anuales.**

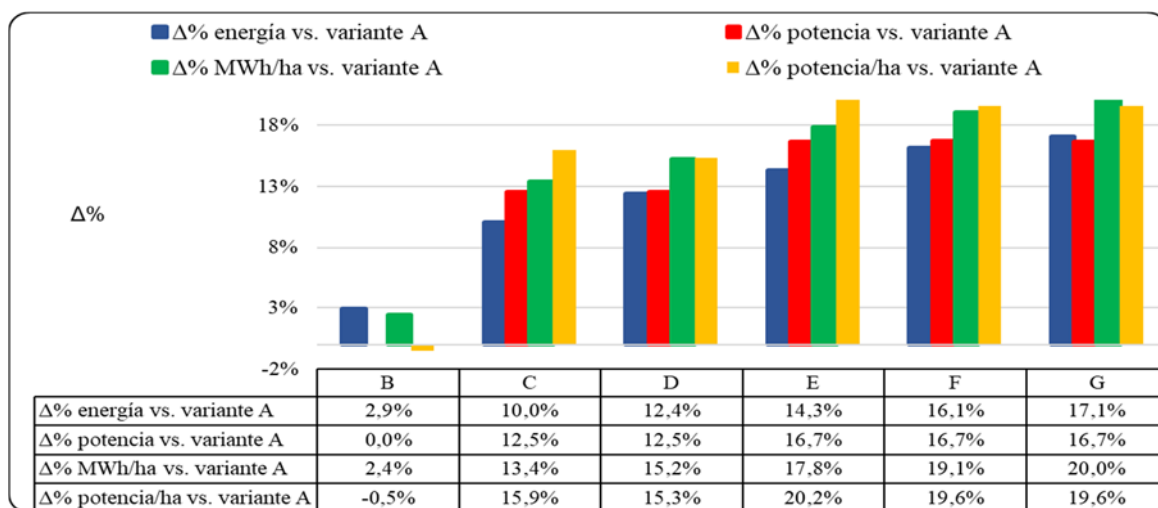


Fig. 7.  $\Delta\%$  de energía,  $\Delta\%$  de potencia,  $\Delta\%$  MWh/ha y  $\Delta\%$  potencia/hectárea.

### La generación horaria

Una de las preocupaciones con el aumento de la hora solar de diseño era que en horas tempranas y tardías se redujera la generación. Esto es cierto con una misma potencia pico.

Sin embargo, las pérdidas por sombreado a determinadas horas, provocadas por la reducción de la distancia entre filas, pueden ser más que compensadas por el incremento en la potencia en la misma superficie. Como se observa en la figura 8, tanto en el solsticio de invierno como en el de verano, con las variantes A (hora solar 8 AM) y E (hora solar 10 AM) con paneles monofaciales, en todas las horas legales de los solsticios es mayor la generación en la variante E, excepto entre 9:00 AM y 10:00 AM el 21 de diciembre.

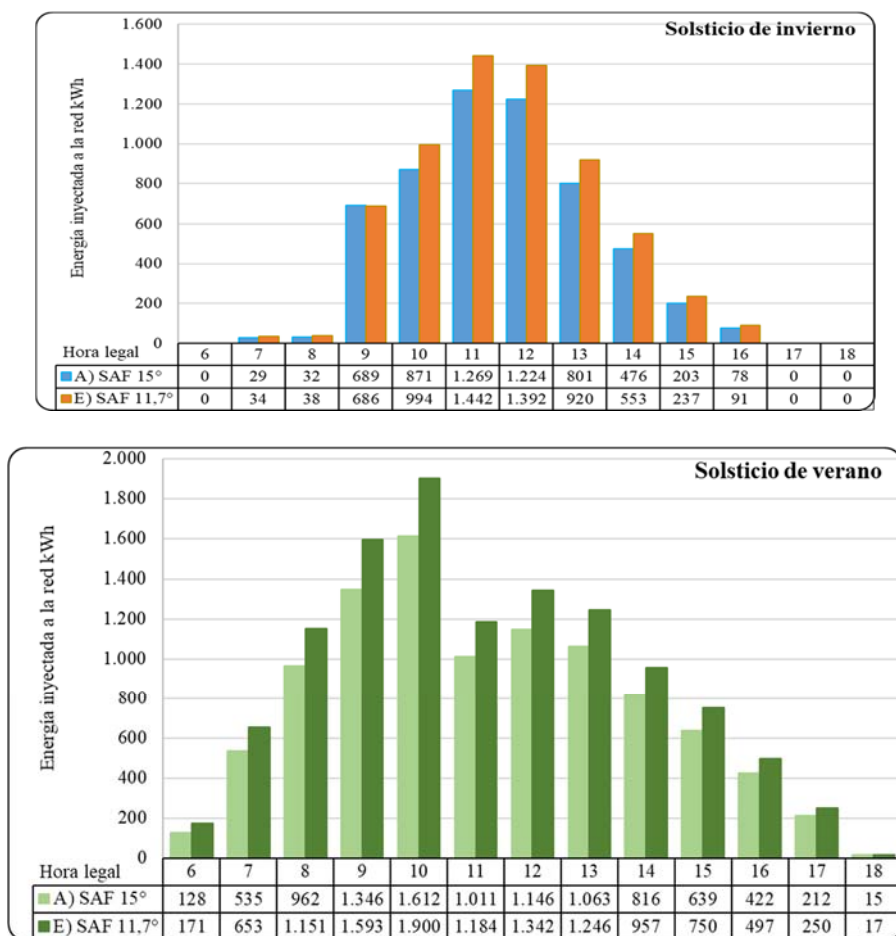


Fig. 8. Variantes A y E. Generación horaria en solsticios.



### La generación mensual

En todos los meses, la generación de la variante A es superior a la de la variante E. La diferencia relativa es superior o igual al 15% durante el periodo entre marzo a septiembre, dentro del cual se enmarcan los meses de mayor demanda diurna (figura 9).

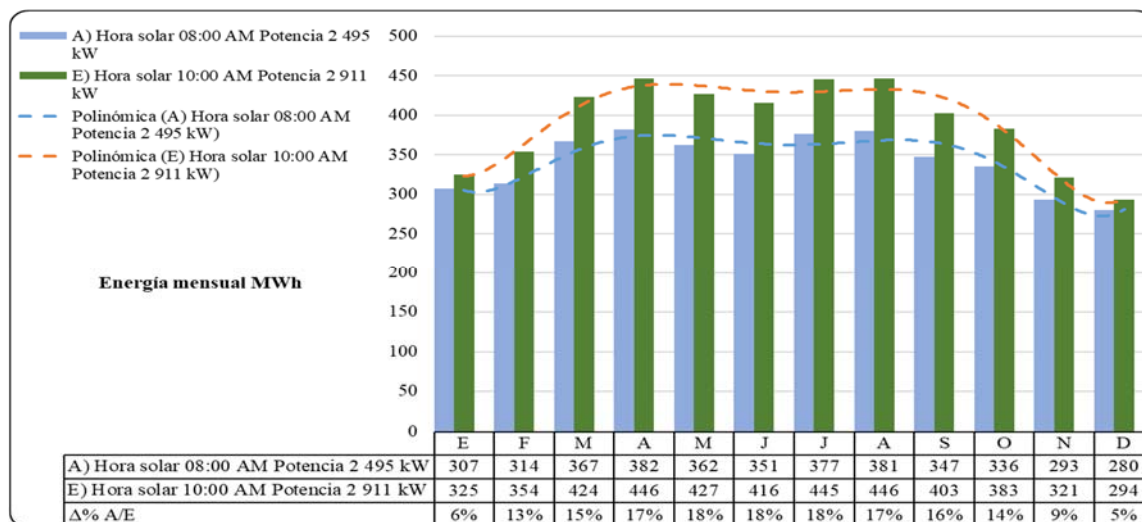


Fig. 9. Variantes A y E. Generación mensual.

### CONCLUSIONES

Para las condiciones de Cuba, con restricciones de tierra, debe ser analizada la posibilidad de reducir el espacio entre filas mediante la disminución del ángulo de inclinación para incrementar la generación fotovoltaica por unidad de superficie.

Los paneles bifaciales, aún con reducción de Df, muestran mejores resultados energéticos que los monofaciales. Deben determinarse las zonas con mayor radiación y albedo para dar prioridad en ellas a proyectos con bifaciales. Como beneficio colateral, el aplanamiento de los paneles, debe mitigar el efecto de fuertes vientos.

Por el clima y las condiciones ambientales de Cuba, de acuerdo a la literatura revisada, no parece que el ángulo de inclinación tenga una importancia significativa en la acumulación de polvo, en su generalidad, cuando se compara con otras regiones.

La dimensión del pasillo mínimo entre filas debe ser suficiente para las labores de operación y mantenimiento, pero también depende del método de limpieza que se adopte. La optimización de Df estará en función de esa restricción. Para la adopción de una determinada hora solar en el solsticio de invierno, debe tenerse en cuenta el balance entre menor generación a ciertas horas y periodos del año, y mayor generación en otras.

Cada proyecto requiere un diseño único: un “traje a la medida”. La potencia y la tecnología a instalar no deben el resultado de índices o diseños estándares, sino de un análisis técnico-económico de cada sitio. Tal examen permitirá evaluar, caso a caso, la factibilidad de aumentar la generación por unidad de superficie a partir de la evaluación de diferentes variantes tecnológicas.

### RECONOCIMIENTOS

A raíz de la discusión de este trabajo en Consejo Técnico se decidió por la Empresa de Fuentes Renovables de Energía la construcción de un parque de pruebas en Santiago de Cuba para el ensayo de SAF con hora de diseño 10:00 AM y de los sistemas de doble orientación. También se coordinó un proyecto sobre la acumulación de polvo y los efectos en la generación con el Centro de Gestión de la Información y Desarrollo de la Energía (Cubanergía) y que contribuirá la Tesis de Doctorado de una investigadora de ese centro. Los autores agradecen la colaboración de los ingenieros Alexander León Rouco, Director Técnico; Jorge del Campo Andalia, Director de Inversiones; y Ramón Hidalgo González, Jefe de Desarrollo de la Empresa de Fuentes Renovables de Energía por su enfoque proactivo, sus recomendaciones y apoyo.

## REFERENCIAS

- [1] M. Mierzwia y B. Calka. "Multi-Criteria Analysis for Solar Farm Location Suitability". Reports on Geodesy and Geoinformatics. 2017, vol. 104, p. 20-32. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <http://yadda.icm.edu.pl/yadda/element/bwmeta1.element.baztech-11c07566-e4a0-4d8f-9864-c6af59022bb0>
- [2] S. Sanchez Carbajal y P. M. Rodrigo Cruz. "Optimum array spacing in grid-connected photovoltaic systems considering technical and economic factors". International Journal of Photoenergy. 2019, p. 14. DOI: <http://dx.doi.org/10.1155/2019/1486749>. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.hindawi.com/journals/ijp/2019/1486749/>
- [3] S. O. Energy. "Determining Module Inter-Row Spacing". *Solar One Energy*. 2020 [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.cedgreentech.com/article/determining-module-inter-row-spacing>
- [4] YUSUF N.Chanchangi, *et al.* "Dust and PV Performance in Nigeria: A review". Renewable and Sustainable Energy Reviews. Abril 2020, vol. 121. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1364032120300034?token=44B4E50878068CCB1311DE31F8C499A16B7868EE585CB83CB384CC5B01385C8D762FF74D82655DD8260C1B23FAFAF219&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210520160217>
- [5] A. Hussain, A. Batra, y R. Pachauri. "An experimental study on effect of dust on power loss in solar photovoltaic module". *Renew. Wind Water Sol.* 2017, vol. 4, n. 9. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://jrenewables.springeropen.com/articles/10.1186/s40807-017-0043-y>
- [6] Monto Mani y Rohit Pillai. "Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations". *Renew. Sustain. Energy Rev.* Dic. 2010, vol. 14, n. 9, p. 3124-3131. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032110002455>
- [7] Adel AHegazy. "Effect of dust accumulation on solar transmittance through glass covers of plate-type collectors". *Renew. Energy*. Abr. 2001, vol. 22, n. 4, p. 525-540. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148100000938>
- [8] Suellen C.S.Costa, Antonia Sonia A.C.Diniz, y Lawrence L.Kazmerski. "Solar energy dust and soiling R&D progress: Literature review update for 2016". *Renew. Sustain. Energy Rev.* Feb. 2018, vol. 82, part. 3, p. 2504-2536. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117312406>
- [9] K. Dastoori, *et al.* "Impact of accumulated dust particles' charge on the photovoltaic module performance". *J. Electrostat.* Feb. 2016, vol. 79, p. 20-24. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0304388615300577>
- [10] E. T. Hashim y T. A. Hussien. "Dust Effect on the Efficiency of Silicon Mono Crystalline Solar Modules at Different Tilt Angles at Al-Jadryia Climate Conditions". *J. Eng.* 2016, vol. 22, n. 2. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.iasj.net/iasj?func=fulltext&aId=107663>
- [11] G. TamizhMani, *et al.* "Regional soiling stations for PV: Soling loss analysis". en *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. Jun. 2016, p. 1741-1746, Portland, OR, USA. DOI: 10.1109/PVSC.2016.7749922. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7749922>
- [12] T. Negash y T. Tadiwose. "Experimental Investigation of the Effect of Tilt Angle on the Dust Photovoltaic Module". *Int. J. Energy Power Eng.* Ago. 2015, vol. 4, n.º 4. DOI: 10.11648/j.ijepe.20150404.15. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/284217749\\_Experimental\\_Investigation\\_of\\_the\\_Effect\\_of\\_Tilt\\_Angle\\_on\\_the\\_Dust\\_Photosvoltaic\\_Module](https://www.researchgate.net/publication/284217749_Experimental_Investigation_of_the_Effect_of_Tilt_Angle_on_the_Dust_Photosvoltaic_Module)
- [13] R. R. Cordero *et al.* "Effects of soiling on photovoltaic (PV) modules in the Atacama Desert". *Sci. Rep.* Sep. 2018, vol. 8, n. 1. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/284217749\\_Experimental\\_Investigation\\_of\\_the\\_Effect\\_of\\_Tilt\\_Angle\\_on\\_the\\_Dust\\_Photosvoltaic\\_Module](https://www.researchgate.net/publication/284217749_Experimental_Investigation_of_the_Effect_of_Tilt_Angle_on_the_Dust_Photosvoltaic_Module)
- [14] M.Z.Al-Badra, M.S.Abd-Elhady, y H.A.Kandil. "A novel technique for cleaning PV panels using antistatic coating with a mechanical vibrator". *Energy Rep.* Nov. 2020, vol. 6, p. 1633-1637. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S235248472030086X>
- [15] S. F. A. Shah, I. A. Khan, y H. A. Khan. "Performance Evaluation of Two Similar 100MW Solar PV Plants Located in Environmentally Homogeneous Conditions". *IEEE Access*. 2019, vol. 7, p. 161697-161707. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8891704>
- [16] M. TahirPatel, *et al.* "A worldwide cost-based design and optimization of tilted bifacial solar farms". *Appl. Energy*. Ago. 2019, vol. 247, p. 467-479. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261919305604>

- [17] Y. Sun, S. Chen, L. Xie, R. Hong, y H. Shen. "Investigating the Impact of Shading Effect on the Characteristics of a Large-Scale Grid-Connected PV Power Plant in Northwest China". *Int. J. Photoenergy*. Mar. 2014, vol. 2014, n. 6. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/286097429\\_Investigating\\_the\\_Impact\\_of\\_Shading\\_Effect\\_on\\_the\\_Characteristics\\_of\\_a\\_Large-Scale\\_Grid-Connected\\_PV\\_Power\\_Plant\\_in\\_Northwest\\_China](https://www.researchgate.net/publication/286097429_Investigating_the_Impact_of_Shading_Effect_on_the_Characteristics_of_a_Large-Scale_Grid-Connected_PV_Power_Plant_in_Northwest_China)
- [18] L. G. Urdaneta, L. P. Suárez, y J. V. Aguilera. "Marginal contribution of factors to energy gains of bifacial modules/Contribución marginal de factores a las ganancias de energía de los paneles bifaciales". *Ing. Energética*. Feb. 2021, vol. 42, n. 1. [Consultado 19/04/2021]. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/608>

## CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses.

## CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

**Luis Gutiérrez Urdaneta:** <https://orcid.org/0000-0003-3069-0535>

Conformación de la idea de la Investigación. Recopilación de los datos necesarios, modelación matemática, diseños y redacción del artículo. Participación de los análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, revisión crítica de su contenido y aprobación final.

**Lenyer Padrón Suárez:** <https://orcid.org/0000-0000-5127-3971>

Conformación de la idea de la Investigación. Recopilación de los datos necesarios, modelación matemática, diseños y redacción del artículo. Participación de los análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, revisión crítica de su contenido y aprobación final.

**Javier Valladares Aguilera:** <https://orcid.org/0000-0003-3103-883X>

Conformación de la idea de la Investigación. Recopilación de los datos necesarios, simulaciones, diseños y redacción del artículo. Participación de los análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, revisión crítica de su contenido y aprobación final.