



Ingeniería Energética

ISSN: 1815-5901

Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Valladares Aguilera, Javier; Gutiérrez Urdaneta, Luis; Padrón Suárez, Lenyer
El seguimiento retrasado como solución para aumentar la generación por unidad de superficie
Ingeniería Energética, vol. XLIII, núm. 1, 2022, Enero-Abril, pp. 1-13
Instituto Superior Politécnico José A. Echeverría.Cujae

Disponible en: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329170676001>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

UAEH  redalyc.org

Sistema de Información Científica Redalyc
Red de Revistas Científicas de América Latina y el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso
abierto



TEORICO EXPERIMENTAL

El seguimiento retrasado como solución para aumentar la generación por unidad de superficie

Backtracking as a solution to increase the generation per area unit

Javier Valladares Aguilera¹; Luis Gutiérrez Urdaneta² *; Lenyer Padrón Suárez²

¹ Empresa de Ingeniería y Proyectos de la Electricidad, La Habana, Cuba.

² Empresa de Fuentes Renovables de Energía, La Habana, Cuba.

* Autor de correspondencia: urdaneta@emfre.une.cu

Recibido: 28 de septiembre del 2021

Aprobado: 20 de enero del 2022

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

RESUMEN/ABSTRACT

El sistema de seguimiento horizontal de un eje (HSAT) ajusta la orientación Este-Oeste de los módulos de manera que sigan la posición del sol durante todo el día. Es un sistema idóneo para los sitios de baja latitud. Sin embargo, una de sus limitaciones es que requiere una mayor superficie que el sistema de ángulo fijo (SAF) para una misma potencia. Para aumentar el índice de ocupación del terreno (GCR) desde hace unos años se han desarrollado HSAT con seguimiento retrasado (HSAT-B). Mediante esta tecnología, cuando debiera comenzar el sombreado mutuo de los módulos, el seguimiento se retrasa para evitar el sombreado de la radiación directa. Como Cuba es un pequeño archipiélago con limitaciones de áreas para la instalación de parques fotovoltaicos, los autores comparan esta tecnología con el SAF y con el sistema de doble orientación Este-Oeste (SEO), y concluyen que, ante limitaciones de terreno y de acuerdo a las características del sitio, el seguimiento retrasado es otra alternativa a evaluar.

Palabras clave: ángulo fijo, *backtracking*, limitación de superficie, seguimiento solar.

The horizontal single-axis tracker system (HSAT) moves collectors changing the East-West orientation to track the sun's position during the day. However, as a limitation, it requires a higher area than the fixed tilt system (SAF) for the same power. Recently, HSAT with backtracking (HSAT-B) has been developed to increase the ground cover ratio (GCR). By backtracking, modules move such that no mutual beam shading occurs. As Cuba is a small country with land constraints for construction of new solar farms, the authors compared the HSAT-B with the SAF and the East-West orientation system (SEO), and concluded that, facing land restrictions and taking into account the specific characteristics of the site, the backtracking is other technology to assess.

Keywords: fixed tilt, *backtracking*, land constraints, tracking.

INTRODUCCIÓN

Con el sistema de seguimiento horizontal de un eje se obtiene una mayor producción de energía por potencia pico con relación a los SAF y a los sistemas de doble orientación (SDO). Una de sus limitaciones es que, para una misma potencia con relación a los anteriores sistemas, requiere una mayor superficie para evitar los sombreados de la radiación directa de los paneles cercanos [1]. En los HSAT los módulos siguen la trayectoria solar mediante el ajuste del ángulo Φ (Φ) (figura 1).

Cómo citar este artículo:

Javier Valladares Aguilera, et al. El seguimiento retrasado como solución para aumentar la generación por unidad de superficie. 2022, vol. 43, n. 1, enero/abril. ISSN:1815-5901.

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

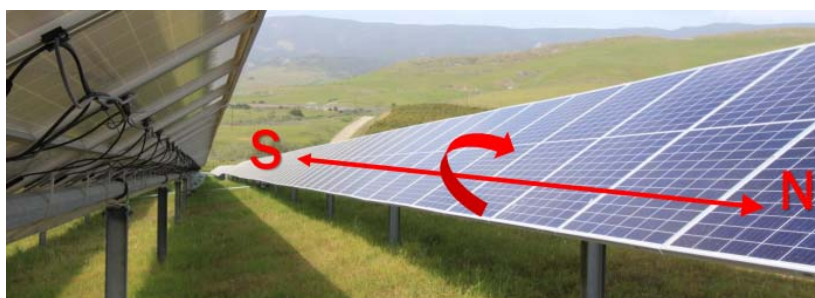


Fig. 1. HSAT [2].

Con el propósito de aumentar el índice de ocupación del terreno, desde hace varios años se construyen parques fotovoltaicos con seguimiento solar retrasado. Esta técnica permite incrementar la generación minimizando el sombreado [3]. En vez de ejecutarse la rotación de los módulos en el ángulo que maximiza la incidencia de la radiación del sol, mediante un algoritmo, con el seguimiento retrasado se determinan los ángulos óptimos que evitan el sombreado mutuo (figura 2) [4].



Fig. 2. Seguimiento sin backtracking y con backtracking [4].

Desde 2020 se encuentra en funcionamiento un parque con HSAT-B en la zona especial de desarrollo de Mariel, de propiedad extranjera. En la Empresa de Fuentes Renovables de Energía se aprobó la inclusión de 30 MW con tecnología HSAT en los próximos proyectos.

Así, tiene especial importancia, como paso previo a la selección de tecnologías específicas en las nuevas inversiones, estudiar el seguimiento retrasado para obtener conclusiones preliminares sobre sus principales características y para comparar dicha tecnología con otras como el SAF tradicional (hora solar de diseño 8:00 AM y ángulo de inclinación de 15°), el SAF con reducción de distancia entre filas (hora solar de diseño 10:00 AM y ángulos de inclinación menores) [5], y el SEO [6].

MATERIALES Y MÉTODOS

Los autores han revisado la literatura sobre el seguimiento solar retrasado. Utilizaron las bases de datos meteorológicas del Centro de Física de la Atmósfera de un sitio específico, realizaron simulaciones mediante el *software* PVsyst v 6.8.1 y llevaron a cabo la evaluación energética.

Se compararon los resultados de las simulaciones con HSAT *versus* aquellas con HSAT-B para evaluar las ventajas del seguimiento retrasado. Se compararon, además, los resultados de las simulaciones efectuadas con el HSAT-B con un mayor índice de ocupación del terreno con aquellos obtenidos con los SAF y SEO.

Bases de datos meteorológicas del Centro de Física de la Atmósfera

Se seleccionó un sitio imaginario en la provincia de Sancti Spíritus, totalmente llano, en una latitud media de Cuba para desarrollar las simulaciones y realizar las evaluaciones energéticas.

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 [7].

Tabla 1. Radiación y temperatura en sitio de Sancti Spiritus. Latitud 21.57, Longitud -79.21 [7]												
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Radiación diaria global horizontal kWh/m ² .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

Revisión de la literatura: el seguimiento solar retrasado

Aunque con el HSAT la producción de energía por unidad de potencia instalada es mayor que en el SAF, el bajo GCR que necesita ha sido una preocupación. En fecha tan temprana como 1991, Panico D., Garvison P., Wenger H., *et al.* [8], proponen el seguimiento retrasado como estrategia que permite una mayor GCR, lo cual reduciría los costos relacionados con el terreno, como compra de áreas y preparación del sitio.

Lorenzo E., Narvarte L. y Muñoz J. [9], desarrollaron la geometría del seguimiento retrasado, asumiendo que los seguidores están en un plano horizontal. La geometría que desarrollaron se utiliza actualmente en el diseño y producción de los HSAT. Nascimento B., Albuquerque D., Lima M. *et al.* [10], extienden dicha geometría a terrenos con pendientes. Anderson K. y Mikofski M. [11], basados en los anteriores trabajos, desarrollaron ecuaciones para realizar los ajustes necesarios en terrenos con pendientes arbitrarias, para prevenir el sombreado en cualquier tipo de terreno no llanos.

Así, mediante los algoritmos desarrollados, se pueden determinar los ángulos Φ que eviten los sombreados entre paneles, que difieren de aquellos que se aplicarían sin seguimiento retrasado, fundamentalmente en horas tempranas y tardías (figura 3).

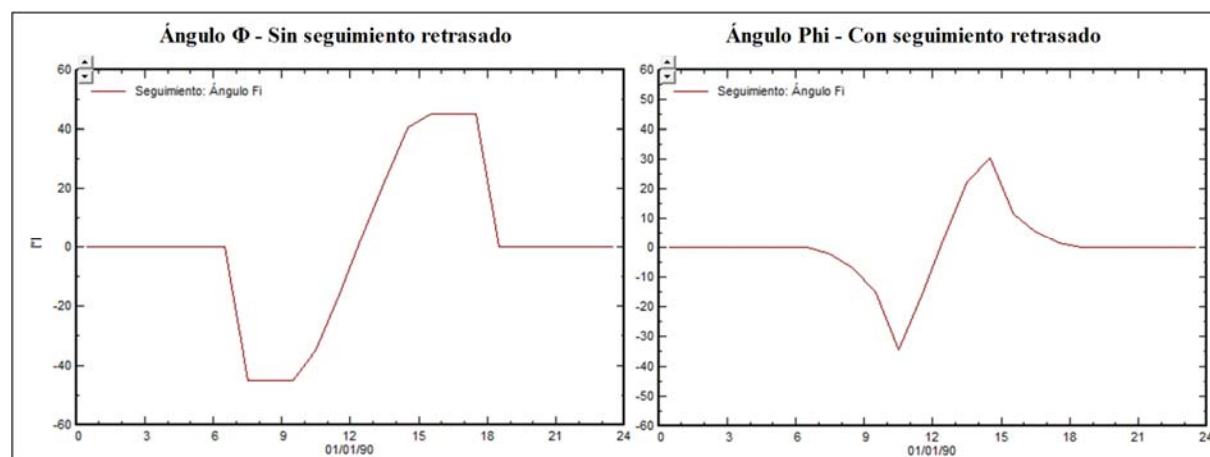


Fig. 3. Ejemplos de ángulos Φ durante un día del año.

Aunque no es objeto del presente artículo, recientemente se han desarrollado nuevos algoritmos y se fabrican sistemas de seguimiento retrasado múltiple, que logran el ajuste de los seguidores de manera individual, teniendo en cuenta la posición de anterior (figura 4), [4,12].

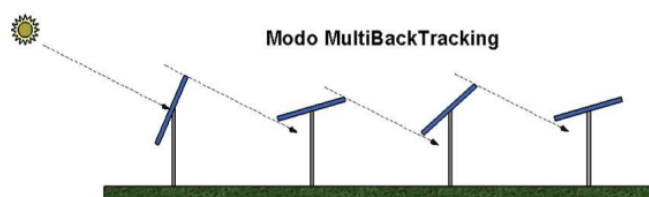


Fig. 4. Seguimiento retrasado múltiple [4].

Revisión de la literatura: el seguimiento solar retrasado y el GCR

El índice de ocupación del terreno (GCR), debido a que la tierra es un recurso no renovable, limitado y escaso, es uno de los indicadores más importantes a la hora de evaluar alternativas (figura 5). Vea ecuación (1).

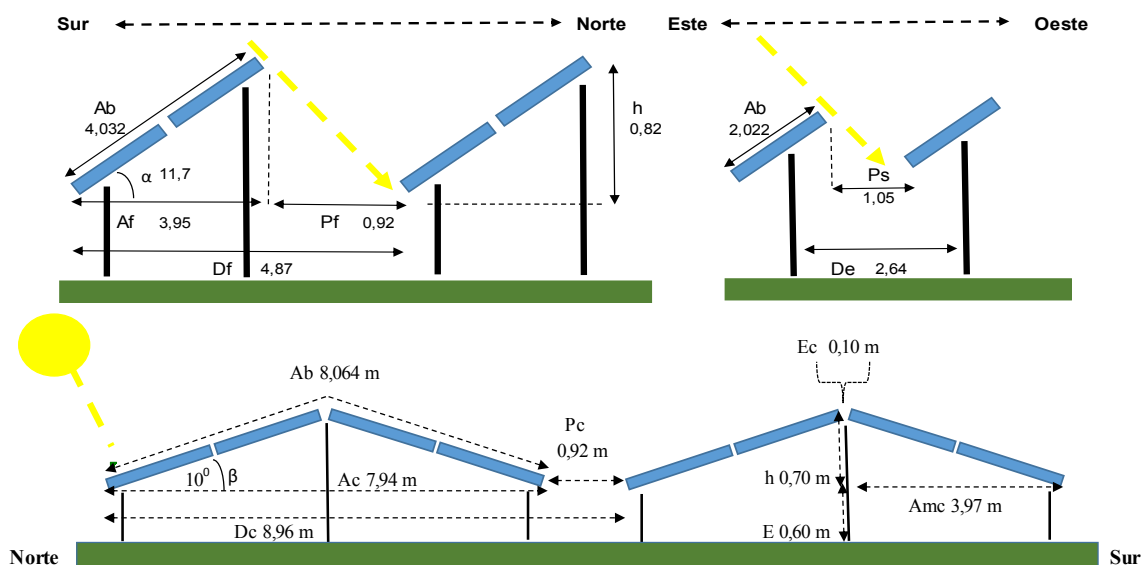


Fig. 5. Esquemas de SAF y HSAT(arriba) y de SEO (debajo).

$$GCR = \frac{\text{Área del módulo}}{\text{Área del terreno}} = \frac{Ab}{Df \text{ (o } De \text{ o } Dc)} \quad (1)$$

Siendo,

Ab: ancho de la banda receptora

Df: Distancia entre inicios de fila en SAF

De: Distancia entre inicios de eje en HSAT

Dc: Distancia entre inicios de cúpulas

Está siendo común en el mundo, situación que debe ser más frecuente con el tiempo, que los parques fotovoltaicos se construyan en lugares menos óptimos desde el punto de vista de la radiación y con disponibilidad de tierra limitada o con restricciones [13]. Es de esperarse un aumento del costo de la tierra disponible en el futuro debido, entre otros factores, al desarrollo de la propia generación fotovoltaica. Por lo tanto, la optimización del espacio es una necesidad [14].

Como antes ha sido afirmado, con el seguimiento solar retrasado se intenta aumentar el aprovechamiento de la superficie. Aunque el cálculo de la distancia entre los ejes (De) en los HSAT y HSAT-B depende de las características del sitio y de una evaluación económica comparativa con otras tecnologías, existen reglas empíricas expuestas o sugeridas por fabricantes (tabla 2).

Tabla 2. Fabricantes y rangos de GCR			
Fabricantes	País	Rango GCR	Fuente
LG Electronics Inc.	Corea del Sur	Típico 35%	[15]
DCE Solar	Estados Unidos	Típico 35% - 50%	[12]
Trinasolar	China	Estándar 28% - 50%	[16]
China Green Power Technology Co., Ltd	China	GCR propuesta 50%	[17]
Henan Tianfon New Energy Technology Co., Ltd	China	Típico 30% - 50%	[18]
Array Technologies	Estados Unidos	Típico 28% - 45%	[19]

Aunque todos los fabricantes confirman que son sólo rangos típicos o preliminares, llama la atención que en la mayor parte de los casos se asume el 50% como límite superior del rango. Los autores, en una visita al parque con HSAT-B de Mariel, corroboraron que también se utilizó un GCR de 50%.

Bajo el enfoque de la escasez de la tierra y la maximización del beneficio económico en un espacio limitado [20,21], con un GCR del 50% los sistemas HSAT y el HSAT-B requieren en Cuba una evaluación profunda. Para las latitudes de Cuba, con la aplicación de diferentes horas de diseño y ángulos de inclinación en los SAF, para evitar el sombreado mutuo entre paneles, los valores de GCR que se obtienen son altos con relación a aquellos para latitudes superiores (con el mismo ancho de banda receptora) y, por lo tanto, los SAF podría ser mejores competidores en la generación por unidad de superficie frente a los HSAT y los HSAT-B (figura 6).

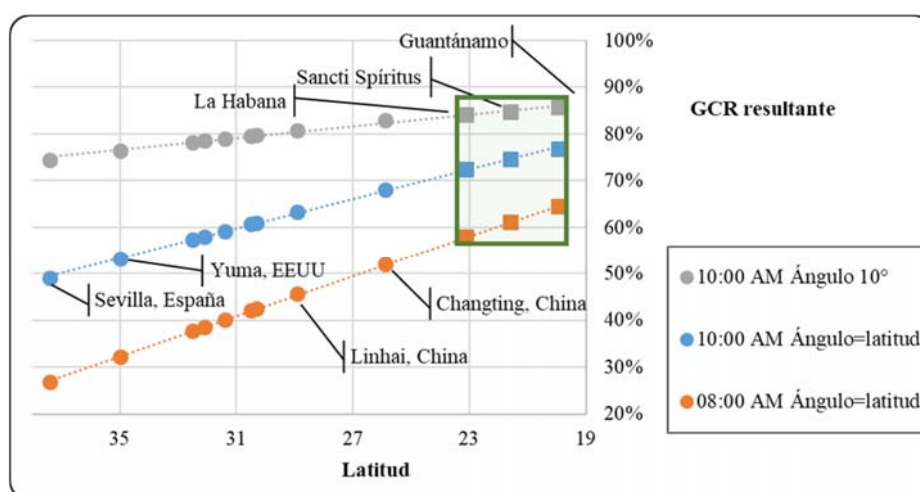


Fig. 6. Cálculo de los autores del GCR de los SAF según latitudes de 12 sitios.

Sin embargo, el software PVWattsR©calculator, desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) considera que, para los HSAT, los valores típicos de GCR están en un rango de 30%-60% [22]. El parque fotovoltaico en explotación desde 2018, *Cal Poly Gold Tree*, en San Luis Obispo, Texas (latitud 35.32° N) con tecnología HSAT-B de 5,7 MWp, por ejemplo, se construyó con un GCR de 58,5% [23].

Diseño del experimento

El objetivo es comparar desde el punto de vista energético, bajo el enfoque de la escasez de tierra, los siguientes sistemas:

- HSAT versus HSAT-B, ambos con un GCR de 50%
- HSAT-B con GCR de 68,8% versus:
 - HSAT-B con un GCR de 50%
 - SAF con hora solar de diseño 8:00 AM y ángulo de inclinación de 10°
 - SAF con hora solar de diseño 10:00 AM y ángulo de inclinación de 11,7°
 - SEO con ángulo de inclinación de 10°

Selección del sitio, forma y tamaño del área

Se seleccionó un sitio imaginario en la provincia de Sancti Spiritus, totalmente llano, en una latitud media de Cuba. Las dimensiones del área son 140 metros de largo en el eje Norte Sur y 137 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 bruta es de 1,918 hectáreas. Se debe optimizar el uso del área bruta.

Las simulaciones mediante PVsyst

El ancho del pasillo entre filas o cúpulas es mayor que 0,9 m y podría ser suficiente en la mayoría de los parques para las labores de operación y mantenimiento. Para el HSAT-B con GCR de 68,8%, el pasillo entre ejes sería de 1,05 m con ángulos Φ de $+45^\circ$ y -45° . No puede ser reducida aún más la distancia entre ejes, pues se obstaculizaría el ajuste de los ángulos Φ . Los sistemas de limpieza de módulos manual, semi-automático, automático o de rociado (spray) requieren pasillos mínimos. Se tomaron estas dimensiones para el desarrollo del trabajo, pero debería ser definidas *ex ante* según las características específicas de los parques (tabla 3).

Tabla 3. Datos para simulaciones							
Sistema (ver figura 4)	Unidad medida	SAF		III SEO	HSAT - B		HSAT VI
Variante		I	II		IV	V	
Hora solar de diseño (Solsticio de invierno)	-	8:00	10:00	-	-	-	-
Inclinación $^\circ$ (α para SAF – β para SDO – Φ para HSAT-B y HSAT)	$^\circ$	15,0	11,7	10,0	+45,0 -45,0		
Elevación del módulo o eje (para HSAT-B)	m	0,6	0,6	0,6	1,2	1,2	1,2
Potencia	kWp	2.495	2.911	3.119	2.762	1.806	1.806
# paneles	-	6.480	7.560	8.100	8.100	4.692	4.692
# módulos en retrato por fila -SAF o cúpula – SDO**	-	2	2	4	-	-	-
# módulos en paisaje para HSAT-B y HSAT*	-	-	-	-	2	2	2
Espacio entre cada media cúpula (Ec)	m	-	-	0,10	-	-	-
Largo panel	m	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996	1,996
Bordes (largo)	m	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Ancho del panel	m	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991	0,991
Bordes (ancho)	m	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Ancho banda receptora (Ab) -SAF o cúpula – SDO o HSAT-B/HSAT	m	4,032	4,032	8,064	2,022	2,022	2,022
Distancia e/ inicios filas -SAF o de cúpulas - SDO o entre ejes HSAT-B y HSAT	m	5,90	4,87	8,96	2,64	4,04	4,04
Ancho de la fila -SAF o de la cúpula -SDO o de la fila con $\Phi = 45^\circ$ - HSAT-B/HSAT	m	3,89	3,95	8,04	1,59	1,59	1,59
Pasillo entre filas –SAF (Pf) o cúpulas - SDO (Pc)	m	2,01	0,92	0,92	1,05	1,05	2,52
Número de filas (n) –SAF, SEO o HSAT-B/HSAT	-	24	28	135	69	69	69
Número de cúpulas -SDO	-	-	-	15	15	-	-
Número de columnas - SAF o HSAT-B/HSAT	-	135	135	-	52	34	34
Largo N-S	m	139,6	135,4	136,5	139,1	139,1	139,1
Largo E-O	m	136,5	136,5	133,5	136,7	135,3	135,3
Área bruta (terreno)	ha	1,932					
Área neta de paneles y espacios	ha	1,905	1,849	1,822	1,901	1,883	1,883
Holgura de área	m ²	127	696	962	170	353	353
Índice de ocupación del terreno (GCR)	%	68,3	82,8	90,0	76,6	50,0	50,0

*Se configuran módulos en paisaje para aminorar pérdidas eléctricas por sombreado.

Parámetros tecnológicos del sistema a simular

Para las simulaciones se utilizó el *software* PVsyst V6.8.1. Para conformar las filas en los SAF y las cúpulas en los SDO se usaron 2 módulos de 385 Watts monofaciales de Longi Solar, acoplados en forma de “retrato”.

Los inversores son de SMA, Sunny Tripower 25000TL-30. En todas las variantes la razón de potencia de los módulos con relación a la de los inversores será 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%.

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.

A los efectos de la construcción perspectiva sólo se consideran los módulos (figuras 7 y 8).

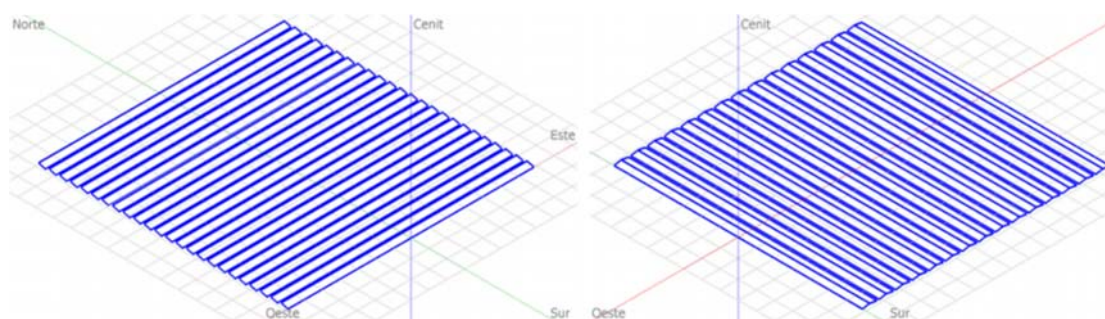


Fig. 7. Construcción perspectiva (izquierda SAF y derecha SEO).

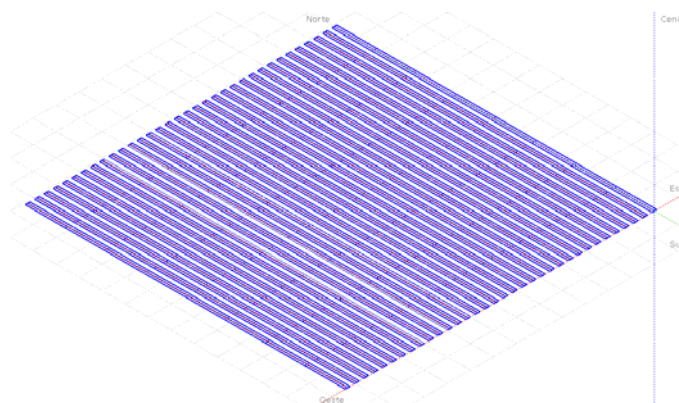


Fig. 8. Construcción perspectiva (HSAT-B y HSAT).

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Los resultados de las simulaciones

HSAT-B versus HSAT

Con el seguimiento retrasado es ligeramente menor la radiación efectiva en los módulos, y con ello la energía nominal del conjunto a “condiciones de prueba estándares” (STC), pero como no existen pérdidas eléctricas según cadenas de módulos (por la acción de los diodos), finalmente aumenta la generación en 2,5% para la misma potencia (tabla 4 y figura 9).

Tabla 4. Resultados de las simulaciones		
	HSAT-B GCR 50%	HSAT GCR 50%
Energía nominal del conjunto a STC	4.167 MWh	4.197 MWh
Sombreados: pérdida eléctrica según cadenas módulos	0,0%	-3,15%
Resto de pérdidas	-17,2%	-16,7%
Energía inyectada en la red	3.449 MWh	3.365 MWh

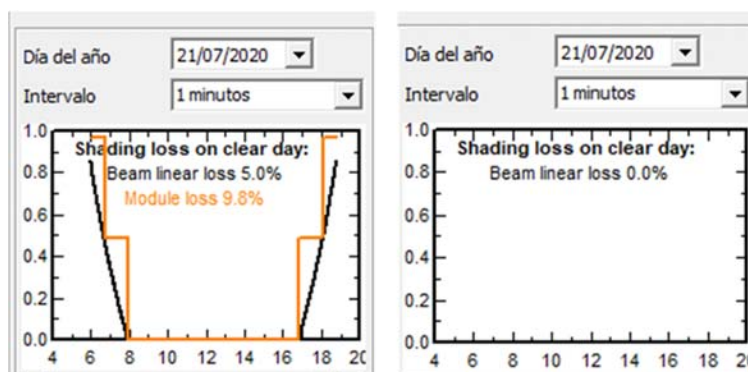


Fig. 9. Resultado de la animación del sombreado de HSAT y HSAT-B el 21 de julio.

HSAT-B versus SAF y SEO

El sistema de seguimiento retrasado con un índice de ocupación del terreno del 76,6%, en el área bruta de 1,918 ha:

- versus SAF con hora solar de diseño 8:00 AM: genera 17% más con una potencia mayor en 11%.
- versus SAF con hora solar de diseño 10:00 AM: genera 3% más con una potencia menor en 5%.
- versus SEO: la generación es 2% menor, pero con una potencia inferior en 11%.
- versus HSAT-B con GCR 50%: genera 39% más, pero con una potencia mayor en 53%.

Los HSAT-B generan más por unidad de potencia (figura 10), pero con GCR 50% la energía producida es inferior a la del sistema tradicional, y no parece ser una alternativa bajo el enfoque de escasez de tierra.

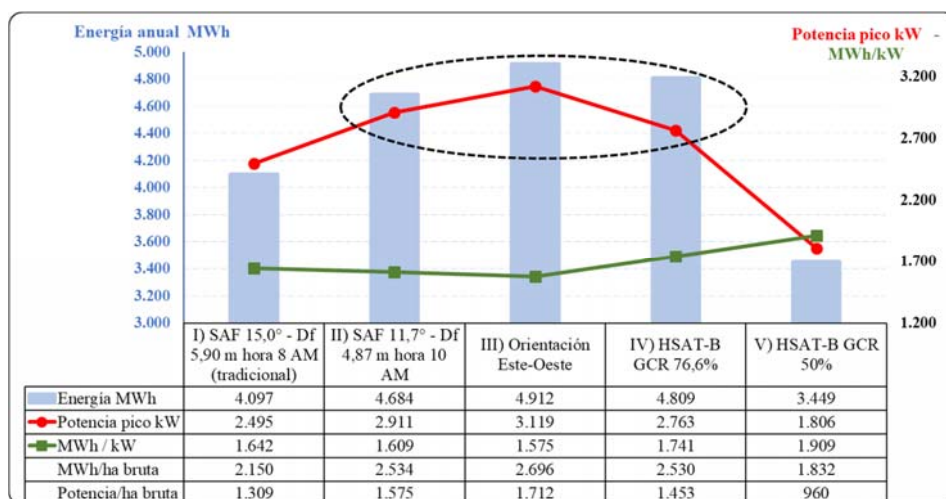


Fig. 10. Resultados de las simulaciones.

La generación horaria

En el solsticio de invierno la generación horaria del HSAT-B GCR 76,6% es inferior al SEO en todas las horas. Es superior a la variante II hasta las 10:00 AM y en la última hora. A todas las horas es mayor que la electricidad producida por el enfoque tradicional.

En el solsticio de verano la producción de energía es superior a la del SEO hasta las 10:00 AM. Es mayor que la generación del SAF 11,7° hasta las 11:00 AM y en horas tardías. La generación horaria es siempre superior a la del sistema tradicional (figura 11).

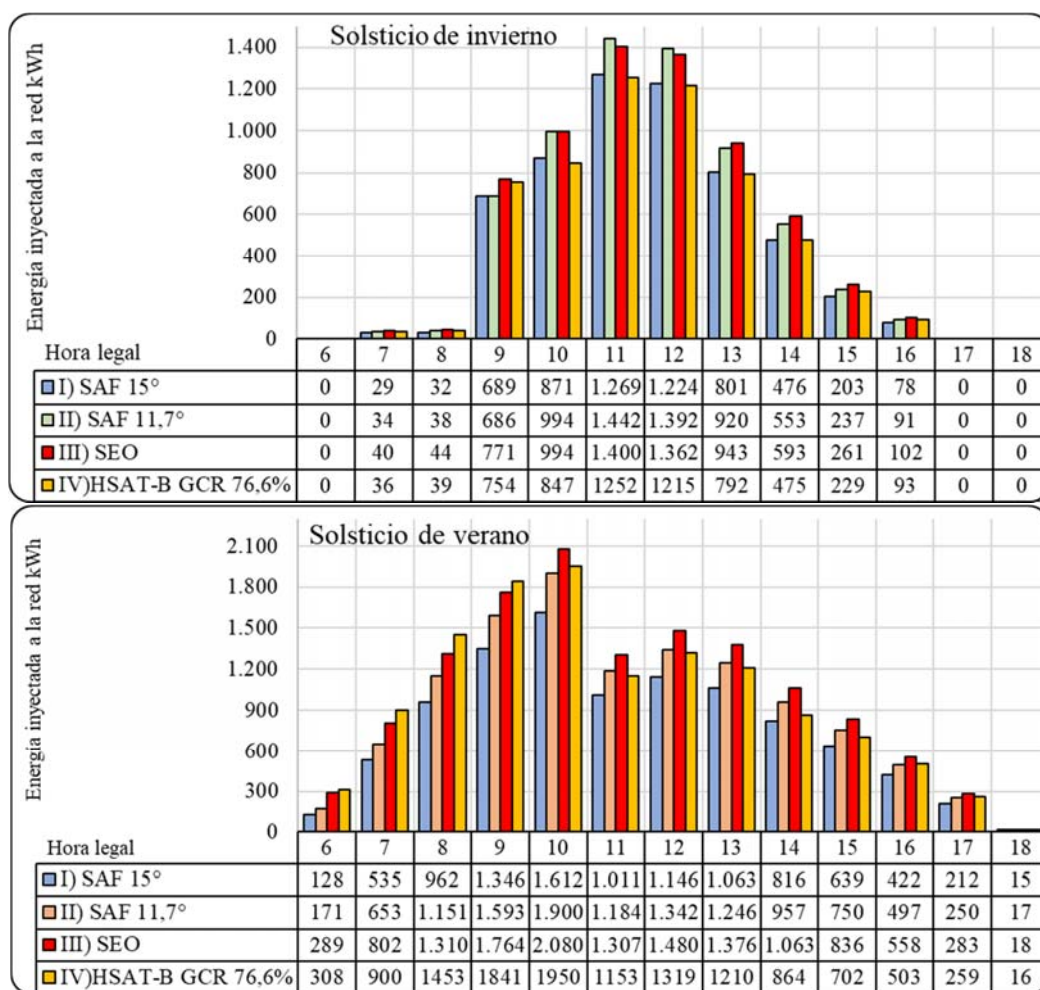


Fig. 11. Generación horaria en solsticios.

La generación mensual

La generación del HSAT con GCR 76,6% es superior a la del SAF con hora de diseño 8:00 AM es notablemente superior en todos los meses. Con relación al SAF con hora de diseño 10:00 AM, el HSAT con GCR 76,6% genera más de marzo a septiembre, pero la generación es ligeramente inferior en el resto de los meses. Finalmente, la generación es ligeramente menor que la del SEO durante todo el año, con un patrón mensual similar (figura 12).

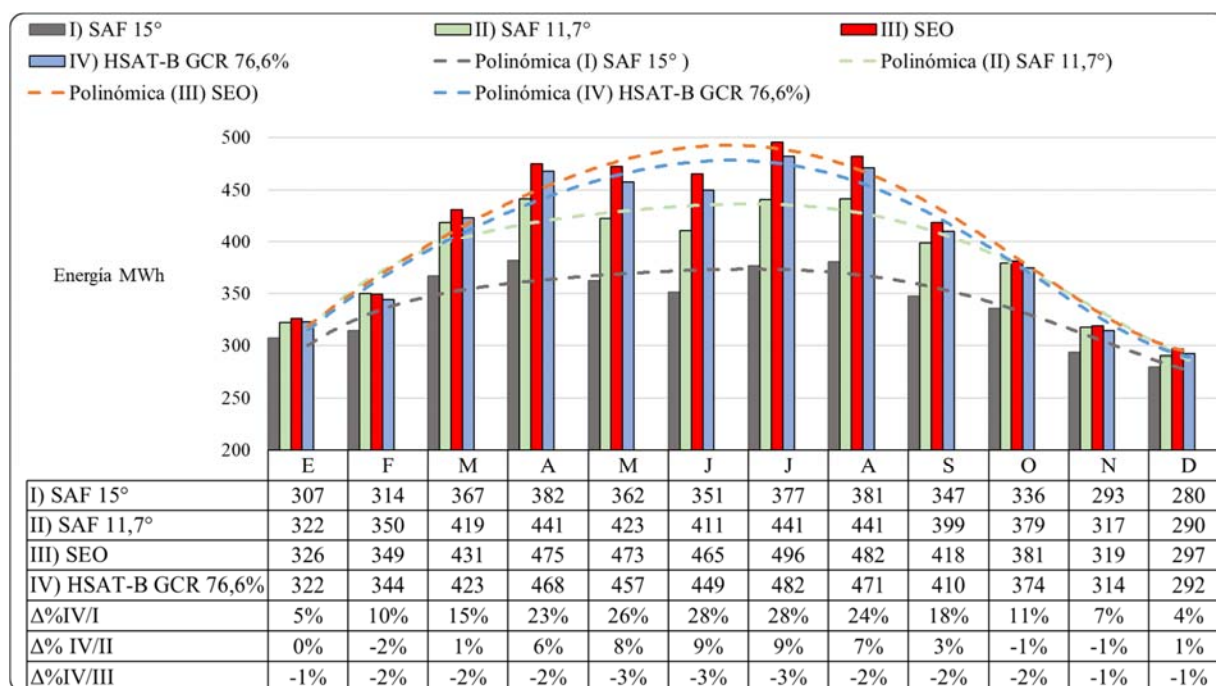


Fig. 12. Generación mensual.

La generación y potencia por unidad de superficie

Como que existe holgura de área, es útil la comparación de las diferentes tecnologías teniendo sólo en cuenta el área neta. Con relación a la variante I (enfoque tradicional), el HSAT-B con GCR 76,6% se obtiene un aumento porcentual de la generación similar al del SAF con hora de diseño 10:00 AM, pero con un aumento positivo de la generación por kW por hectárea (figura 13).

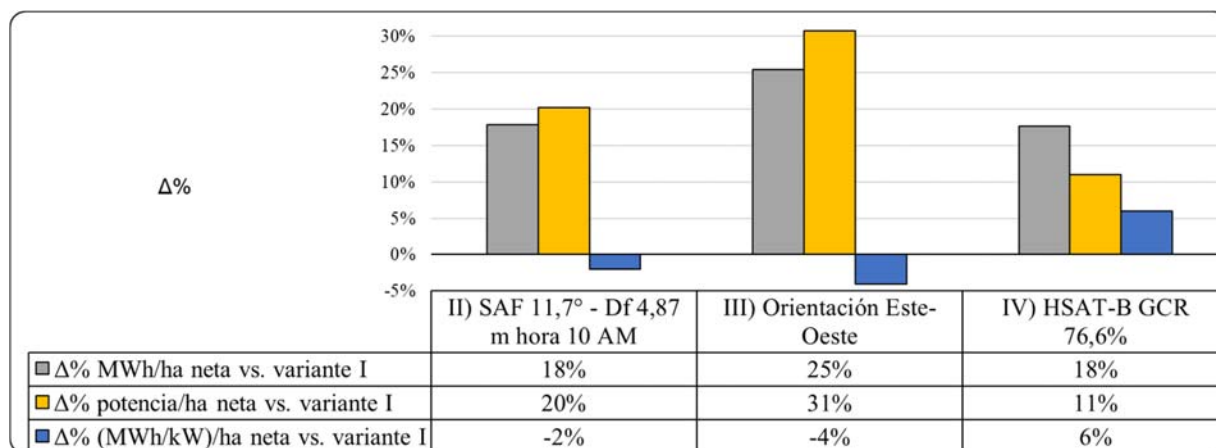


Fig. 13. Aumentos relativos de energía y potencia versus variante I.

CONCLUSIONES

Con el presente trabajo se ha probado, mediante simulaciones, que el sistema de seguimiento horizontal retrasado de un eje (HSAT-B) no sólo genera más por kW de potencia, sino que puede competir en generación y económicamente con otras tecnologías intensivas en la ocupación del terreno, como el SAF con hora solar 10:00 AM y el SEO. El seguimiento retrasado, ante escasez y limitación de tierra, es una mejor opción que el sistema horizontal de un eje sin retraso.

Por otra parte, parece que por el rango de latitud de Cuba para que el HSAT-B pueda ser una alternativa viable, requiere un índice de ocupación de terreno superior a la típica del 50%. La generación por KW por unidad de superficie es superior a la del SAF y el SEO.

La fijación de tarifas de electricidad diferenciadas por horarios y periodos, que reflejen los costos marginales locales de la generación y que incorporen aquellos evitados por la no emisión de gases contaminantes, y la determinación de precios “sombra” de la tierra, son asuntos pendientes a definir por instituciones del gobierno para una evaluación económica más precisa de las diferentes tecnologías fotovoltaicas.

Los proyectos fotovoltaicos a escala industrial requieren grandes extensiones de tierra. Aunque en los estudios de factibilidad en Cuba se omite el costo de la tierra, de ello no puede concluirse que no posee un valor objetivo. Así, para una correcta evaluación social de las inversiones fotovoltaicas (o cualquier tipo de inversión que necesite terreno) y evaluar las diferentes tecnologías, el costo de oportunidad o precio sombra de la tierra es un componente ineludible y debe ser lo antes posible abordado por las instituciones del gobierno en Cuba [23,24].

La superioridad de una tecnología específica depende, fundamentalmente, de las condiciones particulares de cada sitio: no hay soluciones universales. Ello requiere que *ex ante* se analicen, considerando los objetivos, diferentes variantes tecnológicas y evaluaciones económicas en cada proyecto. Todo parece indicar que el HSAT-B debe ser tenido en cuenta como una de las opciones.

REFERENCIAS

- [1] GUTIÉRREZ Urdaneta L., *et al.* “Sistemas de ajuste manual de inclinación de paneles fotovoltaicos y de seguimiento automático horizontal de un eje”, Ingeniería Energética, 2020, vol. 41, Centro de Investigación y Pruebas Electroenergéticas, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría, Cujae, ISSN 1815-5901. Disponible en: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012020000200002
- [2] Array Technologies & DNV GL, “Can solar tracking algorithms alone provide the solution to minimize energy losses on difficult terrain?”, PV magazine webinar, Estados Unidos, 2019. Disponible en: <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjwmPDO-fL1AhWwSTABHasSDNMQFnoECAMQAAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.pv-magazine.com%2Fwebinars%2Fcan-solar-tracking-algorithms-alone-provide-the-solution-to-minimize-energy-losses-on-difficult-terrain%2F&usg=AOvVaw2bicJsxg2yKAoJsolUJvkx>
- [3] LIASHENKO E., “Performance analysis of single axis and fixed mounting PV systems at high latitude position”, Lappeenranta University of Technology, School of Energy Systems, Finlandia, 2017. Disponible en: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/143856>
- [4] ROCA J. L. y Ruíz R., “Multi-backtracking adaptativo para seguidores solares fotovoltaicos”, Dinamo Técnica no. 18, España, abril 2016. Disponible en: <https://dinamotecnica.es/2016/06/elinsa-multi-backtracking-adaptativo-e.html>
- [5] GUTIÉRREZ Urdaneta L., *et al.* “Una revisión de la distancia entre filas de los parques fotovoltaicos con limitaciones de terreno”, en revisión por la revista Ingeniería Energética, ISSN 1815-5901, Centro de Investigación y Pruebas Electroenergéticas, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría, Cujae. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/618>
- [6] GUTIÉRREZ Urdaneta, *et al.* “Sistemas fotovoltaicos con limitaciones de terreno: la doble orientación como alternativa”, en revisión por la revista Ingeniería Energética, ISSN 1815-5901, Centro de Investigación y Pruebas Electroenergéticas, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Universidad Tecnológica de La Habana, José Antonio Echeverría, Cujae. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiOtZ7E-yL1AhUzsTEKHR1gBd4QFnoECAyQAQ&url=http%3A%2F%2Fscielo.sld.cu%2Fscielo.php%3Fscript%3Dsci_arttext%26pid%3DS1815-59012021000300045%26lng%3Des%26nrm%3Diso&usg=AOvVaw0_ziP2fP9VWw7DOhtU6_aV
- [7] BÁRCENAS Castro M., *et al.* “Informe de Resultado: Determinación de la distribución de radiación solar sobre el territorio nacional partiendo de la información que brinda la red heliográfica”, Centro de Física de la Atmósfera, Instituto de Meteorología, La Habana, 2013. <ftp://pegasus/Upload/>

- [8] PANICO D., *et al.* “Backtracking: a novel strategy for tracking PV systems”, The Conference Record of the Twenty-Second IEEE Photovoltaic Specialists Conference – 1991, DOI: 10.1109/PVSC.1991.169294. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/169294>
- [9] E. Lorenzo, *et al.* “Tracking and back-tracking”, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 19: 747-753, 2011. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/pip.1085>
- [10] NASCIMENTO B., *et al.* “Backtracking Algorithm for SingleAxis Solar Trackers installed in a sloped field.” Int. Journal of Engineering Research and Applications, vol. 5, no. 12.4, pp. 100-103, 2015, ISSN: 2248-9622. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Daniel-Albuquerque-9/publication/292145284_Backtracking_Algorithm_for_Single-Axis_Solar_Trackers_installed_in_a_sloping_field/links/56aa4a3a08aef6e05df45b3a/Backtracking-Algorithm-for-Single-Axis-Solar-Trackers-installed-in-a-sloping-field.pdf
- [11] K. Anderson y Mikofski M., “Slope-Aware Backtracking for Single-Axis Trackers”, Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5K00-76626, 2020. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76626.pdf>
- [12] DCESolar, “Energy Production in Motion. The Advantages of Single-Axis Solar Tracking Systems”, Disponible en: <http://www.DCESolar.com>
- [13] S. Smith, “Solar tracker site design: how to maximize energy production while maintaining the lowest cost of ownership”, Solvida Energy Group, Estados Unidos, 2017, disponible en: https://solarflexrack.com/wp-content/uploads/2018/03/Solar_Tracker_Site_Design_White_Paper_Rev1_-Stephen-Smith.pdf
- [14] RODRÍGUEZ-Gallegos C., *et al.* “Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems”, Joule 4, 1514–1541, July 15, 2020. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005>
- [15] LG Electronics Inc., “Bifacial design guide”, disponible en: https://www.lg.com/global/business/download/resources/solar/Bifacial_design_guide_Full_ver.pdf
- [16] Trinasolar, “TF-HSAT-1V60. Horizontal single axis tracker”, Disponible en: <https://www.trinasolar.com>
- [17] Dalian CDS New Energy Technology, “CDS single axis solar panel mounting structure solar tracking system”, disponible en: https://www.alibaba.com/product-detail/good-performance-Solar-Tracker-Sun-Tracking_62536649088.html?spm=a2700.pc_countrysearch.main07.43.5c1b708coG3DwH
- [18] Soltec, “One TrackZero Gap”, disponible en <https://soltec.com/wp-content/uploads/2021/02/Datasheet-SF7.V7.pdf>
- [19] Array Technologies, “DuraTrack® HZ v3”, Disponible en: <https://arraytechinc.com/wp-content/uploads/2020/12/arraytech-duratrack-factsheet.pdf>
- [20] SÁNCHEZ-Carbajal S. y Rodrigo P. M., “Optimum Array Spacing in Grid-Connected Photovoltaic Systems considering Technical and Economic Factors”, International Journal of Photoenergy, vol. 2019, Article ID 1486749, doi.org/10.1155/2019/14867492019, 2019. Disponible en: <https://www.hindawi.com/journals/ijp/2019/1486749/>
- [21] FAIZAN Ali Shah S, Khan I.A. y Khan H.A., “Performance Evaluation of Two Similar 100 MW Solar PV Plants Located in Environmentally Homogeneous Conditions”, IEEEAccess, 2019. Disponible en: doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2951688
- [22] DOBOS A.P., “PVWatts Version 5 Manual”, Septiembre 4, 2014. Disponible en <https://pvwatts.nrel.gov/downloads/pvwatts5.pdf>
- [23] KIM B., “Solar energy generation forecasting and power output optimization of utility scale solar field”, Faculty of California Polytechnic State University, DOI: <https://doi.org/10.15368/theses.2020.55>, 2020. Disponible en <https://digitalcommons.calpoly.edu/theses/2149/>
- [24] HM Treasury, “The Green Book. Appraisal and Evaluation in Central Government”, Londres, Reino Unido, 2003, Disponible en: <https://www.gov.uk/government/publications/the-green-book-appraisal-and-evaluation-in-central-government>
- [25] SQUIRE L. y Van der Tak H.G., “Economic Analysis of Projects”, Banco Mundial, The Johns Hopkins University Press, Estados Unidos, 1975. Disponible en: https://books.google.com/cu/books?hl=en&lr=&id=cYeR2u_DtfQC&oi=fnd&pg=PA1&dq=%E2%80%9CEconomic+Analysis+of+Projects%E2%80%9D&ots=FctD_11xDu&sig=pbDXPQ2I03LBjXUfuXi2-n5a4kE&redir_esc=y#v=onepage&q=%E2%80%9CEconomic%20Analysis%20of%20Projects%E2%80%9D&f=false

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

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.

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

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

Lenyer Padrón Suárez: <https://orcid.org/0000-0001-5127-3971>

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.