



TRABAJO TEÓRICO EXPERIMENTAL

Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica

Influence analysis in the inclination angle into the photovoltaic power plant generation.

Raynel Díaz Santos¹
Ariel Santos Fuentes¹

Miguel Castro Fernández¹
Miriam Vilaragut Llanes¹

¹Universidad Tecnológica de La Habana, Cujae. Cuba.
E-mail: raynelds@electrica.cujae.edu.cu

Recibido: febrero de 2018 Aprobado: mayo de 2018

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



RESUMEN/ABSTRACT

En el presente trabajo se analiza cómo influye el ángulo de inclinación en los módulos solares sobre la generación de una central fotovoltaica, utilizando como herramientas las simulaciones con el programa PVSYST y las mediciones reales en diferentes instalaciones en Cuba. En este sentido, se simulan las centrales en su diseño original, y se comparan los resultados con las mediciones reales obtenidas en dichos parques. Para cumplir con el objetivo principal de la investigación se realizan simulaciones para diferentes ángulos de inclinación y se observa la variación de la generación de electricidad, así como se realiza la comparación de todos los resultados obtenidos entre sí en busca de seleccionar la variante más adecuada para Cuba. Los resultados del trabajo concuerdan con las principales investigaciones a nivel mundial sobre esta temática, o sea, el ángulo de inclinación óptimo es igual a la latitud del lugar donde se van a instalar los parques fotovoltaicos.

Palabras clave: ángulo de inclinación, mediciones reales, central fotovoltaica.

This paper analyzes the influence of the inclination angle of solar modules on the generation of the grid-connected photovoltaic system. The simulations were made with the PVSYST program as well as the real measurements in different operating systems. In this sense, the studies system in the original design were simulated, and were compared with the results obtained by the real measurements at the aforementioned photovoltaic system. The simulations for different inclination angles and their influence on the variation of the electricity generation of the photovoltaic power system was made, as well as, it is carried on the comparison of all obtained results among themselves in search of selecting the best-suited variant for Cuba, in order to fulfill the main objective of the investigation. The main results of this work agree with the most investigations on this subject matter, that is, the optimal inclination angle will be equal to the latitude where place photovoltaic power system.

Key Works: inclination angle, real measurements, photovoltaic system.

INTRODUCCIÓN

Las Fuentes Renovables de Energía (FRE) han jugado un papel relevante desde el punto de vista de la energía utilizada por los seres humanos desde tiempos remotos. En la actualidad el uso de las mismas sustituye en gran medida la explotación de los combustibles fósiles y sus derivados. La energía solar es una de las FRE que más desarrollo ha experimentado en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro, aunque aún continúa infravalorada y muy poco explotada en relación a sus posibilidades, si se tiene en cuenta que el Sol irradia sobre la Tierra 4000 veces más energía de la que se consume en todo el mundo [1].

En la figura 1, se muestra el crecimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica en el mundo desde el 2005 hasta el 2015, incrementando en 50 GW de capacidad en este último año.

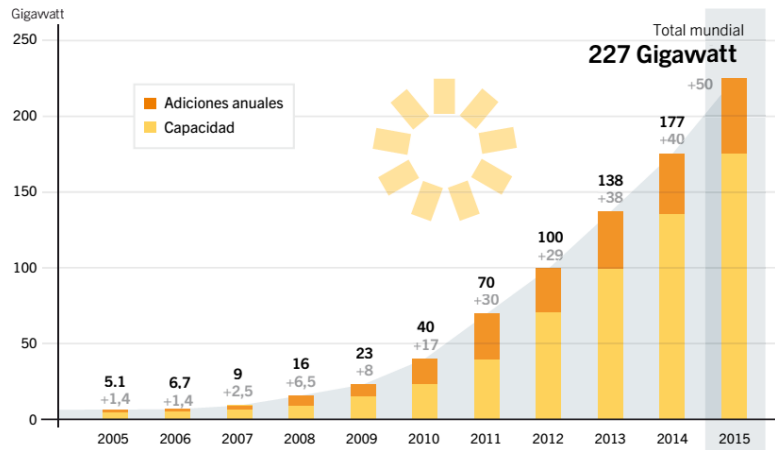
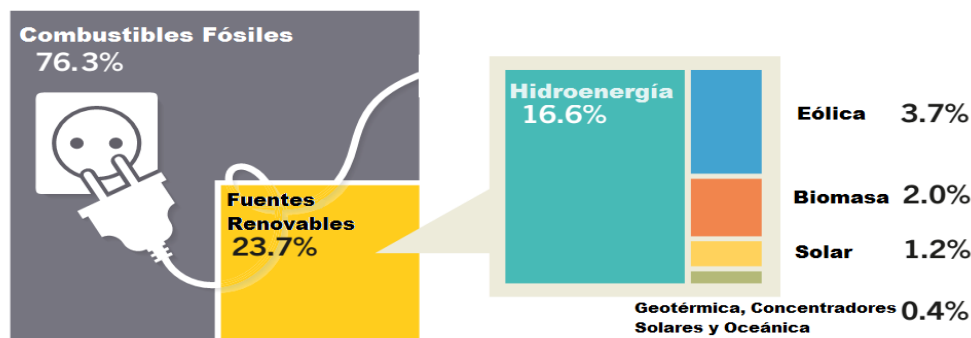


Fig. 1. Crecimiento de la capacidad fotovoltaica al cierre del 2015 [2].

El uso del Sol como fuente de energía no es algo nuevo, muchas culturas de la antigüedad construían sus edificios basándose en la posición del astro para obtener mejores condiciones. Sin embargo, el aprovechamiento del Sol no es exclusivo de zonas con alta radiación solar. Alemania, por ejemplo, a pesar de contar con poca radiación, es el país con más instalaciones solares de toda Europa, con alrededor del 62% de toda la potencia solar instalada en el continente [1].

La creciente demanda de energía eléctrica debido al desarrollo industrial alcanzado hasta la actualidad, así como la dependencia de los combustibles fósiles y sus derivados, unido a su inestabilidad desde el punto de vista de los precios y los problemas ambientales producto de las emisiones de gases de efecto invernadero por encima de los niveles aceptables, entre otros factores, obliga a los gobiernos a buscar soluciones a esta problemática, para lo cual se han desarrollado múltiples acciones alrededor del mundo [3–7].

Cuba no ha estado exento de esta problemática, por lo cual, a partir del año 2010 se implementa un programa estratégico para el desarrollo acelerado de las FRE como elemento primordial para lograr un desarrollo económico sostenible y sustentable, en este programa aparece entre las principales fuentes a desarrollar la Energía Solar Fotovoltaica (ESFV). Este programa estratégico se transformó en el Plan de Desarrollo de las Fuentes Renovables y el uso eficiente de la energía hasta el 2030, aprobado en el VII Congreso del PCC, en abril de 2016, y por la Asamblea Nacional del Poder Popular, en julio de 2016, el cual plantea llegar hasta un 24% de penetración con fuentes renovables, similar al comportamiento del mundo al cierre de 2015 [8]. En la figura 2, se muestra el desglose mundial de utilización de las FRE al cierre de 2015.



Basado en la capacidad de generación al finalizar el 2015

Fig. 2. Panorama mundial de utilización de las FRE al cierre del 2015 [2].

La ESFV en Cuba, estuvo focalizada inicialmente en la utilización de sistemas autónomos (aislados de la red), en aquellas zonas donde se hace imposible llegar con el Sistema Electroenergético Nacional (SEN), ya que es muy costoso. Ahora bien, con el objetivo de diversificar la matriz energética cubana en función de aumentar la disponibilidad de generación de electricidad, en los últimos años han comenzado a introducirse los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica (SFVCR) [9–11], como respuesta, esencialmente, a un problema técnico vinculado con la reducción del gasto por el uso de los combustibles fósiles, acción que se encuentra estrechamente relacionada a la necesidad de reducir el impacto ambiental y aliviar de forma sensible los gastos económicos.

Debido a que el problema es fundamentalmente energético, el diseño de los sistemas fotovoltaicos debe asegurar una elevada eficiencia en el aprovechamiento del recurso primario, es decir, la energía solar, donde la determinación de los parámetros de diseño debe ser siempre la óptima.

Una de las variables que con más frecuencia se aborda en las investigaciones acerca de estos sistemas es el ángulo de inclinación, ya que puede influir de forma específica en el logro del objetivo principal, contribuyendo a una producción energética adecuada y reduciendo el tiempo de recuperación de la inversión.

En el presente trabajo se investiga cómo influye el ángulo de inclinación de los paneles solares en la captación del recurso primario y cómo se traduce esto en la generación de electricidad de una central fotovoltaica. Para el estudio en su primera etapa, se seleccionaron cinco centrales que se encuentran en funcionamiento en el país, con el objetivo de comparar su comportamiento real con los resultados de la simulación realizada con el software profesional PVSYST. En la segunda etapa, se estima el funcionamiento de dicha central para el ángulo óptimo, o sea, ángulo de inclinación igual a la latitud, y se compara con el estimado del ángulo real que posee la instalación para visualizar el aporte de la variación. En la etapa final, se realiza un estimado de ajuste estacional (verano e invierno), en donde se obtiene la mejor inclinación de los módulos solares para las dos épocas del año y cómo modifica esta situación la energía entregada a la red eléctrica para cada una de las centrales fotovoltaicas seleccionadas. En todos los casos se analiza la componente medioambiental, o sea, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a partir del combustible dejado de quemar para generar la energía que son capaces de entregar cada una de estas centrales. Una vez definida la secuencia de actividades a seguir durante la investigación es conveniente comentar brevemente algunas definiciones acerca de los SFVCR.

MATERIALES Y METODOS

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA, GENERALIDADES.

Para obtener el mejor rendimiento posible en una planta fotovoltaica es necesario tener en cuenta, por su influencia en el comportamiento del sistema, entre otros, los siguientes parámetros:

- Radiación solar recibida en la superficie de los módulos, o sea, recurso solar.
- Orientación e inclinación.
- Sombras sobre los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas eléctricas.
- Ventilación de los módulos fotovoltaicos.

Para la presente investigación se asume que no existe interferencia o sombra sobre los módulos fotovoltaicos, los cuales están bien ventilados, se toma un valor normalizado de pérdidas eléctricas y se toma como parámetro a variar en el transcurso de las simulaciones la inclinación de los paneles solares.

SELECCIÓN DEL RECURSO SOLAR.

Cuba se caracteriza por tener una radiación solar promedio de más de 5 kWh/m²/día, por lo que al año se tiene por cada m² de superficie 1 825 kWh/m², con una variabilidad aproximada de $\pm 10\%$ a lo largo y ancho de la isla, aspecto muy positivo, a diferencia de otras latitudes mayores. La componente directa de la radiación está entre un 65% y 80%, siendo la componente difusa relativamente alta, lo que enriquece el espectro solar en las longitudes de onda del azul [12].

“En el territorio cubano, con un poco más de 110 mil kilómetros cuadrados (sin contar los mares adyacentes), se recibe una radiación solar equivalente a 50 millones de toneladas de petróleo cada día, con un valor energético mayor que todo el petróleo que se consume durante cinco años; ya que se recibe 1 800 veces más energía solar que el petróleo que consume” [12]. Por las condiciones climatológicas del territorio, su ubicación y características, es frecuente que en las tardes exista una mayor probabilidad de nublados con relación a las horas de la mañana, lo que provoca una disminución de la incidencia solar en horas de la tarde. Aun así, y debido al valor de la irradiación solar, Cuba cuenta con un alto potencial para la explotación de esta fuente renovable.

Para la realización de este trabajo se tomaron tres zonas para la selección del recurso solar como referencia, teniendo en cuenta además que contaran con una central fotovoltaica instalada de un año de operación como mínimo. A partir de los dos criterios de selección antes mencionados se incluyeron cinco centrales fotovoltaicas, cuatro en el occidente del país con localizaciones diferentes y una en la región central.

SELECCIÓN DEL ÁNGULO DE INCLINACIÓN

El ángulo de inclinación óptimo de las superficies captadoras de un sistema solar está determinado por muchos factores, entre ellos: la radiación incidente en el lugar donde va situada la instalación, el cielo solar, donde influye la sombra de objetos que no pueden ser eliminados, como edificios, montañas, entre otros, así como el coeficiente de albedo referente a los niveles de reflexión del lugar donde se ubica el sistema.

Se tienen en cuenta, además, las características de la instalación: si es única o híbrida, autónoma o acoplada a la red y el objetivo de la instalación, lo que define el régimen de uso y de consumo [13]. El efecto de la selección de un ángulo de inclinación óptimo es equivalente a una modificación del ángulo de incidencia de la radiación solar para lograr la máxima captación.

El ángulo óptimo de un sistema fotovoltaico con plano inclinado fijo debe coincidir con la latitud del lugar, resultado ya presentado anteriormente por otros autores (Duffie y Beckman, 1996; Shariah et al., 2002, Bériz y Álvarez, 2004, Cheng et al., 2005, Gunerhan y Hepbasli, 2007; Cheng et al., 2009, Righini y Grossi Gallegos, 2011) entre otros [12].

La eficiencia de estos sistemas depende directamente de la radiación existente en el lugar donde se encuentra la instalación. Asimismo, la cantidad de radiación será mayor cuando el plano del panel esté completamente perpendicular a la fuente de luz, tal como se muestra en la figura 3.

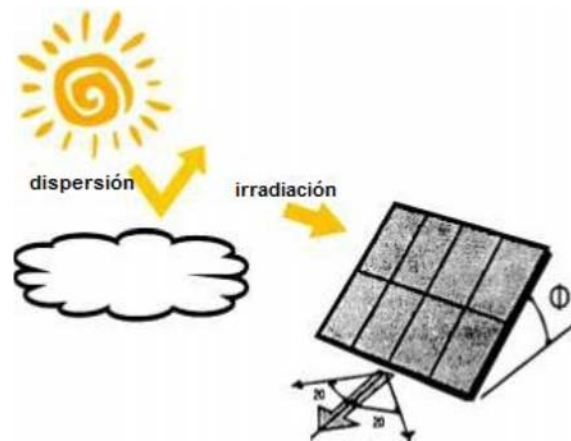


Fig. 3. Sistema de adquisición de energía solar [14].

A pesar que los SFV presentan un bajo rendimiento, mediante la correcta selección del ángulo de inclinación se puede obtener una mayor eficiencia, debido a que se alcanza una mayor captación del recurso y un mínimo de pérdidas, alcanzando mejores resultados desde el punto de vista energético y económico.

Para establecer las comparaciones entre diferentes ángulos de inclinación, observar como varía la generación de electricidad y en qué medida se protege el medio ambiente. Se escogen tres variantes del mismo, para el ángulo de inclinación 15° , por ser el ángulo seleccionado para las instalaciones en Cuba y comprobar así la veracidad de la herramienta de simulación al cotejar los resultados con las mediciones reales de varias plantas fotovoltaicas en funcionamiento; también, se simula el comportamiento del ángulo óptimo igual a la latitud del lugar donde se encuentra instalada la central, así como el estudio de una posible variación estacional del ángulo a partir de dicha simulación.

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Para dar cumplimiento al objetivo principal del presente trabajo se utilizó el programa de simulación PVSYST en su versión 6.62, elaborado por la Universidad de Ginebra, Suiza, en el análisis del diseño de sistemas fotovoltaicos tanto conectados a la red como autónomos. Para esta herramienta se necesita incluir los componentes de las centrales fotovoltaicas que no existen en su base de datos, pues a pesar de ser extensa, no cuenta con los todos los componentes utilizados en cada una de las centrales analizadas. Dentro de estos parámetros, la radiación global incidente en el lugar de instalación de la central requiere de su introducción al programa, pues en su base de datos solo se encuentra La Habana como estación meteorológica. De ahí que, para cada una de las variantes seleccionadas se proporcionan los datos meteorológicos referidos al lugar específico. Un ejemplo de lo anterior se muestra en la tabla 1.

En la tabla 1, se observa que el mes que recibe mayor radiación solar es el mes de mayo con $6.18 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, con $1.12 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, por encima del valor promedio. Diciembre es el mes con menor incidencia de radiación solar con $3.70 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, $1.36 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, menos que el valor promedio anual registrado. Junio y julio se manifiestan como los meses que mayor radiación difusa presentan con $2.43 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ y $2.35 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$, respectivamente.

Una vez finalizado el procedimiento para todas las plantas bajo estudio y luego de la simulación se obtienen los siguientes resultados para un ángulo de inclinación de 15°.

A partir de estos parámetros meteorológicos y con la simulación del sistema, se obtiene los resultados mostrados en la tabla 2, donde los meses de menor generación de electricidad son enero, noviembre y diciembre, como era de esperar por la radiación solar recibida en estos meses del año.

Mes	Radiación solar (kWh/m ² ·día)	Radiación solar Difusa (kWh/m ² ·día)	Temperatura media (°C)	Velocidad del viento (m/s)
Enero	3.98	1.27	21.1	3.7
Febrero	4.76	1.48	22.3	5.7
Marzo	5.47	1.79	23.8	4.2
Abril	6.18	2.02	25.3	4.2
Mayo	5.93	2.32	25.9	3.7
Junio	5.61	2.43	26.3	2.7
Julio	5.94	2.35	26.3	2.7
Agosto	5.66	2.22	26.4	2.7
Septiembre	5.00	2.02	26.1	2.7
Octubre	4.54	1.67	25.0	5.1
Noviembre	3.99	1.37	23.5	3.7
Diciembre	3.7	1.22	21.8	3.7
Promedio	5.06	1.85	24.5	3.7

Fuente: NASA Meteorología de superficie y energía solar: tablas disponibles [15]

Se puede ver además que el mes de mayor producción es abril y no junio, julio y agosto, a pesar de ser estos los meses de mayor radiación promedio; esto se debe fundamentalmente a que comienza el período de lluvia, manteniéndose nublado gran parte del tiempo, además de que a partir de las 10:00 am comienzan a formarse grandes nubes debido a la rápida condensación del agua, provocando que la radiación a pesar de ser alta, presente un contenido difuso y el promedio de temperatura mensual tiende a aumentar, con lo que la eficiencia en la conversión del parque debe disminuir por el efecto de la temperatura sobre los semiconductores que forman el captador de la radiación. La tabla 2, muestra los resultados principales de la simulación para este caso.

Meses	GlobInc (kWh/m ²)	E _ Grid (MWh)	EffArrR (%)	EffSysR (%)
Enero	148.3	124	12.18	11.93
Febrero	153.5	127.2	12.06	11.82
Marzo	182.7	149.7	11.92	11.69
Abril	188.3	152.9	11.83	11.59
Mayo	177.4	144	11.82	11.58
Junio	159.0	129.9	11.9	11.66
Julio	175.1	141.9	11.81	11.57
Agosto	174.1	141.7	11.85	11.61
Septiembre	157.5	128.2	11.86	11.62
Octubre	156.8	128.3	11.91	11.67
Noviembre	141.8	117.4	12.05	11.81
Diciembre	142.1	119.4	12.23	11.99
Año	1956.6	1604.6	11.94	11.7

Fuente: Elaboración propia.

Donde:

GlobInc → es la radiación solar incidente en el plano del receptor.

E_Grid → es la energía entregada a la red eléctrica. o sea. a la salida del inversor.

EffArr → es la eficiencia del arreglo fotovoltaico

EffSys → es la eficiencia del sistema completo

Como se puede apreciar en la tabla 2, en los meses de junio y julio, la generación de energía es menor en comparación con otros meses con menor incidencia de la irradiación solar. El mes con mayor generación es el mes de abril con 152.9 MWh, no obstante noviembre con 117.4 MWh es el mes de menor entrega por parte del parque. En el ciclo estival la producción de energía es de 838.6 MWh. con promedio mensual de 139.8 MWh y en el ciclo invernal dicha generación es de 766 MWh con un promedio mensual de 127.7 MWh. Para estas condiciones, donde la CFV tiene un ángulo de inclinación 15°, la energía anual que se suministra a la red eléctrica es de 1 604.6 MWh. Si se compara este resultado con los datos reales de las mediciones de esta central, se puede ver la misma entregó 1 534.4 MWh entre julio de 2015 hasta junio de 2016, lo que representa 4.38% de diferencia entre lo real y lo simulado, por debajo de 10% lo que garantiza la veracidad del software para los análisis posteriores. Una forma más clara de apreciar lo anterior se muestra en la figura 4.

En la figura4, se muestra la estimación a partir de la simulación, que siempre es mayor que la realidad para todos los meses del año y con un comportamiento similar, lo que demuestra la efectividad de la herramienta seleccionada. Este análisis se desarrolló para las otras centrales bajo estudio, obteniéndose como resultado que este criterio se cumple, pues las diferencias entre la generación total real y la obtenida con la herramienta de simulación están por debajo de un 10%.

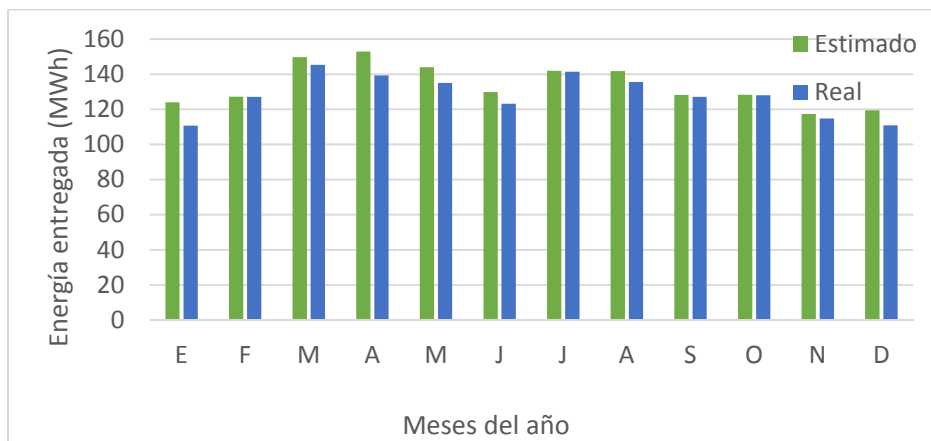


Fig. 4. Comparación entre la generación real y el resultado de la simulación.

En la segunda parte de la investigación se simula el comportamiento de las centrales seleccionadas para un ángulo de inclinación igual a la latitud donde se encuentra ubicada, para uno de los casos estudiados y en comparación con el estimado obtenido para 15° grados, los resultados se exponen en la figura 5.

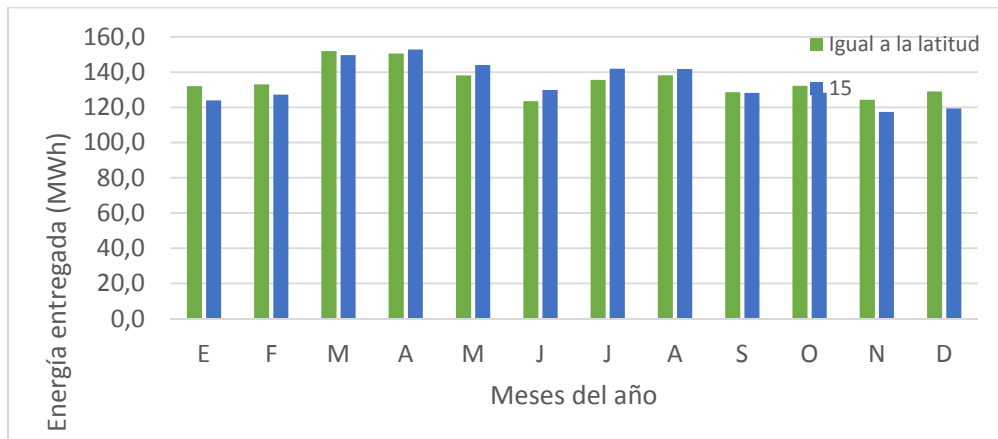


Fig. 5. Comparación entre las variantes de 15 grados y un ángulo de inclinación igual a la latitud del lugar.

En la figura 5, se observa un comportamiento desigual para ambas variantes, con 15° se potencia la generación en los meses de verano y con un ángulo igual a la latitud del lugar se aprecia un comportamiento más estable a lo largo de todo el año, obteniendo una producción de 1 617 MWh para este último caso, 12.4 MWh más que con la variante de 15°, lo que representa un 0.77% de incremento anual en la generación de electricidad.

Cuando se evalúan las variantes restantes se puede apreciar que las diferencias en porcentaje oscilan entre 0.7 y 1.2% anual, indicando que estas no son representativas cuando se analizan por separado y para un año, pero son relevantes, sobre todo cuando se analiza de conjunto para todas las centrales que se pretenden instalar, y a su vez para la vida útil de cada central en particular. En la tabla 3, se visualizan los resultados de las comparaciones para todas las variantes seleccionadas.

Centrales	Estimado a 15 grados (MWh)	Estimado igual a la latitud (MWh)	Diferencias (MWh)	Diferencias (%)
1	1 728.5	1 746.1	17.6	1.01
2	1 483.3	1 494.8	11.5	0.77
3	1 875.3	1 890.1	14.8	0.78
4	4 697.2	4 733.8	36.6	0.77
5	1 604.6	1 617.0	12.4	0.77

Fuente: Elaboración propia.

En la última etapa de la investigación se selecciona a partir de la simulación el ángulo de inclinación óptimo para las dos estaciones del año seleccionadas (verano e invierno). A continuación, en la tabla 4, se muestran los resultados de las simulaciones para la central de ejemplo, comenzando con ángulo cero grados hasta 50° en intervalos de cinco grados hasta cerca del ángulo óptimo, en ese entorno se reduce el intervalo a un grado y luego se retoma el de cinco grados.

ángulos (°)	Abr_Sep (MWh)	Oct_Mar (MWh)	ángulos (°)	Abr_Sep (MWh)	Oct_Mar (MWh)
0	852.4	663.1	25	806.8	809.6
5	852.6	702.1	30	784.0	824.0
10	848.0	736.4	35	756.2	833.1
15	838.6	766.0	40	723.8	837.2
20	825.0	790.3	41	716.7	837.4
21	821.6	794.6	42	709.2	837.4
22	818.1	798.8	43	701.9	837.2
23	814.5	802.5	45	686.6	836.2
24	810.6	806.2	50	645.9	830.2

Fuente: Elaboración propia.

En los resultados obtenidos, en la tabla 4, se puede apreciar con claridad que, en los meses comprendidos de abril a septiembre, existe una mayor producción cuando los valores son más cercanos a cero grados. A medida que aumenta el ángulo de inclinación se desfavorece la generación eléctrica en esta época. Este comportamiento se relaciona con la posición de la tierra con respecto al Sol, en especial en Cuba, que está muy cerca del Trópico de Cáncer. Cuando la Tierra toma esta posición, durante la temporada estival, el ángulo más favorable a la eficiencia óptima de los módulos FV, debido a una incidencia perpendicular de los rayos solares con la latitud, son los valores más bajos, hasta llegar a valores cercanos a cero grados, momento en el que ocurre el solsticio de verano. Lo cual justifica que en esta temporada aumente la generación de energía del parque fotovoltaico con la disminución del ángulo de inclinación de los módulos. Todo lo contrario, sucede en los meses de invierno, cuando se demuestra que aumenta la producción de la central en la misma medida que aumenta el ángulo hasta un límite, en este caso se alcanza este valor entre 41° y 42° con 837.4 MWh generados.

Con base en el resultado anterior, la mayor generación de energía en el ciclo estival ocurre para valores del ángulo de inclinación cercanos a cero grados o en cero grados. La inclinación de cero grados no debe ser considerada para ninguna instalación fotovoltaica, ya que afecta la limpieza natural de los módulos solares, pues favorece la acumulación de polvo y pequeñas acumulaciones de agua en la estructura, por lluvias y sin caída libre del agua que se deposita sobre los paneles. Por lo que, para todos los casos de estudio se propone la utilización de un ángulo de inclinación, durante la temporada de verano de cinco grados. En el caso de la etapa invernal, se propone el uso de una inclinación de 41° o 42° para los módulos estudiados, debido a que se obtiene para estos valores la mayor producción de energía en este periodo. En la tabla 5, que aparece a continuación se muestran los valores de los ángulos seleccionados para cada una de las centrales en el sentido de la inclinación estacional.

Centrales	ángulo de inclinación para el verano (grados)	ángulo de inclinación para el invierno (grados)
1	5	42
2	5	43
3	5	42
4	5	42
5	5	41

Fuente: Elaboración propia.

Con estas nuevas condiciones se realizan las simulaciones para los diferentes valores del ángulo de inclinación en el ejemplo del presente trabajo; los resultados se muestran en la figura 6, por medio de una comparación con las variantes anteriores. Como se puede observar la variante con ajuste estacional del ángulo de inclinación es la que presenta las mayores ventajas con respecto a las estudiadas anteriormente, con una generación de 1 691.0 MWh con un incremento de 86.4 MWh en comparación con la variante de 15° y 74 MWh para el caso de 22°. Además, la generación mensual con los dos ángulos de inclinación fue superior para todos los meses, excepto marzo y septiembre. Este efecto es debido a que son los meses de cambio de los períodos seleccionados y es cuando ocurre el cambio en el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la Tierra.

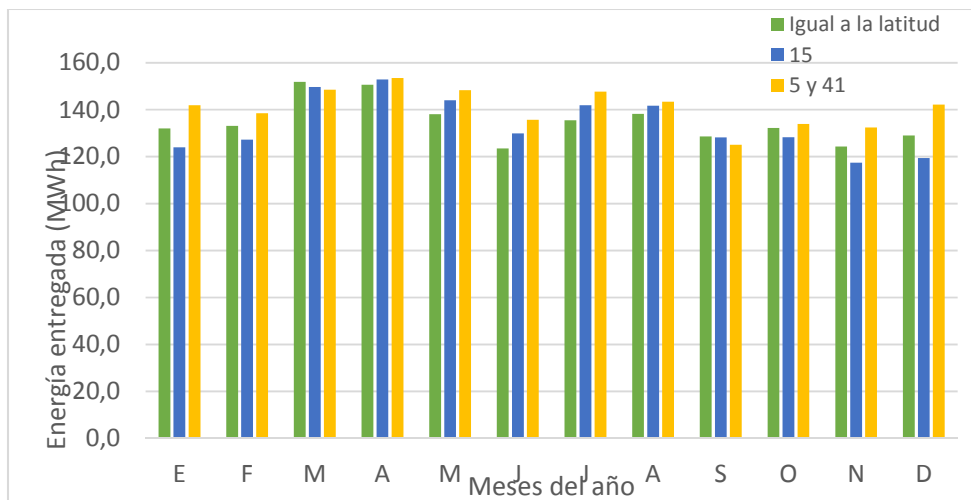


Fig. 6. Comparación entre el resultado de la simulación a 15°, igual latitud e inclinación estacional.

Es decir, en estos meses la incidencia directa del Sol sobre la Tierra es en la latitud 0°, en la línea del Ecuador, y cambia de incidir directamente en el norte para incidir en el sur. Realizando el mismo procedimiento para las otras centrales bajo estudio se obtiene lo siguiente. Vea la tabla 6.

Tabla 6. Comparación entre el resultado de la simulación a 15°, igual a latitud e inclinación estacional.

Centrales	Estimado a 15 grados (MWh)	Estimado igual a la latitud (MWh)	Estimado inclinación estacional (MWh)	Diferencia con respecto a 15 grados (MWh)	Diferencia con respecto al ángulo igual a la latitud (MWh)
1	1728,5	1746,1	1828,2	99,7	82,1
2	1483,3	1494,8	1569,5	86,2	74,7
3	1875,3	1890,1	1984,9	109,6	94,8
4	4697,2	4733,8	4970,1	272,9	236,3
5	1604,6	1617	1691	86,4	74

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 6 se observa cómo para todas las variantes existe un incremento de la generación, cuando se selecciona la inclinación estacional, que está marcado por la capacidad instalada en la central y el potencial solar de la región, o sea, en la medida en que aumenta el tamaño de la central, también aumenta la diferencia entre estas variantes sucediendo lo mismo si la capacidad de la central es similar y lo que se incrementa es el potencial solar.

Ahora bien, no se debe hablar de FRE sin realizar un análisis desde el punto de vista ambiental, o sea, la reducción del consumo de combustibles fósiles, con su consiguiente disminución de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera. Por lo que, en el trabajo se estudia también cómo es el comportamiento en su decrecimiento, a partir de calcular el combustible dejado de quemar para generar esa electricidad y la cantidad CO₂ dejado de emitir a la atmósfera.

En el cálculo del combustible dejado de quemar por concepto de la energía generada de la planta fotovoltaica se realiza por la ecuación (1).

$$Cdq = \frac{E_g \cdot c_e}{1000} \quad (1)$$

Donde, Cdq es el combustible dejado de quemar en toneladas, E_g es la energía generada por la central fotovoltaica en MWh y c_e es la eficiencia que tiene un motor para transformar el combustible en energía mecánica, y se expresa como la cantidad de combustible necesario (en gramos) para obtener una determinada energía en MWh; para este estudio se tomó un consumo específico de 270 g/kWh, por el ser el promedio de este parámetro en el país.

Una vez calculado este ahorro de combustible se puede hallar la cantidad de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera a partir de la ecuación (2).

$$CO_2 = \frac{Cdq \cdot k}{\rho} \quad (2)$$

Donde, CO_2 es el dióxido de carbono no emitido a la atmósfera, k es el coeficiente que permite relacionar el combustible no quemado con las toneladas de CO₂ dejadas de emitir y que es igual a 3.119 kg/l y ρ densidad del combustible que es igual a 0.9781 kg/l. Utilizando ambas expresiones en el ejemplo que se utiliza a lo largo de este trabajo se tienen los resultados que se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Análisis del ahorro de combustible y el CO₂ no emitido a la atmósfera

ángulo	15°	Igual a la latitud	Estacional
E_g (MWh)	1 604.6	1 617	1 691
Cdq (t)	433.24	436.59	456.57
CO_2 (t)	1 381.54	1 392.21	1 455.93

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la tabla 7, el combustible dejado de quemar y el CO₂ no emitido a la atmósfera es proporcional a la cantidad de energía generada por la central, pues aumenta en la medida que aumenta la generación de la central fotovoltaica, lo que guarda relación con que la introducción de un sistema de este tipo con la mayor producción posible sería la más adecuada desde el punto de vista técnico-ambiental y la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles que pretende el país. Con el objetivo de valorar las diferencias obtenidas de generación, en función del criterio descrito, se evaluó las diferencias que reporta utilizar un ángulo de inclinación u otro. En la tabla 8, se muestran los resultados para el ejemplo desarrollado en el presente trabajo.

Tabla 8. Análisis del ahorro de combustible y el CO ₂ no emitido a la atmósfera			
Diferencias	Latitud con 15°	Estacional con 15°	Estacional con Latitud
ΔE_g (MWh)	12.4	86.4	74
Cdq (t)	3.35	23.33	19.98
CO_2 (t)	10.68	74.39	63.71

Fuente: Elaboración propia.

A partir de la tabla 8, se puede decir que resulta interesante analizar la cantidad de combustible que se deja de quemar solo con modificar el ángulo de inclinación. En este sentido, 3.35 t de combustible dejada de quemar como diferencia para una única central en un año representa 0.77%, pero, si se toma como referencia que esta central tiene 25 años de vida, entonces, esas pocas toneladas se convierten en decenas de toneladas (83.7 t) y suponiendo que sea la misma diferencia para todas las centrales, para los 700 MWp que se proyecta instalar el país hasta 2030, entonces se convierten en 58 590 t de combustibles fósiles, una cifra que no debe desperdiciar un país en vías de desarrollo a criterio de este autor.

CONCLUSIONES

Mediante la realización de este trabajo se demuestra que, para lograr una mayor productividad en las centrales fotovoltaicas, el ángulo de inclinación óptimo en los módulos fotovoltaicos debe coincidir con la latitud del lugar donde se desee ubicar la instalación, si la estructura de montaje es fija, evidenciándose la influencia que tiene este parámetro sobre la generación de electricidad. En las simulaciones se determinó que para esta condición se logra una mayor ganancia desde el punto de vista energético, es decir, que se entrega mayor cantidad de energía a la red eléctrica aprovechándose al máximo la energía primaria, la radiación solar. Si se desea obtener un mejor aprovechamiento del recurso solar es necesario realizar ajustes que permitan tener una inclinación óptima según las diferentes épocas del año. En este sentido, a partir de las variantes analizadas se constataron las ventajas que representan con respecto a las de ángulo fijo. Para ángulos de inclinación diferentes al óptimo, se aprecian pérdidas de energía, repercutiendo en el período de recuperación de la inversión y por tanto en el combustible que se ahorra y las emisiones contaminantes asociadas con este.

REFERENCIAS

- [1] DÍAZ SANTOS, Raynel, Ariel SANTOS FUENTEFRÍA y Miguel CASTRO FERNÁNDEZ. "Influencia del ángulo de inclinación de los módulos solares en la generación de electricidad de una central fotovoltaica". In: *VII CONFERENCIA INTERNACIONAL CIENCIA Y TECNOLOGÍA POR UN DESARROLLO SOSTENIBLE*. 2017. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/317949936_Influencia_del_angulo_de_inclinacion_de_los_modulos_solar_es_en_la_generacion_de_electricidad_de_una_central_fotovoltaica
- [2] Global Status Report. *REN21* [En línea]. 2017 [Consultado 2017-02-15]. Disponible en : <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
- [3] SETIAWAN, Aiman y Eko ADHI SETIAWAN. "Optimization of a Photovoltaic Power Plant in Indonesia with Proper Tilt Angle and Photovoltaic Type using a System Advisor Model". *International Journal of Technology* [En línea]. 2017, 8(3), 539. ISSN 2087-2100, 2086-9614. Disponible en : <http://www.ijtech.eng.ui.ac.id/old/index.php/journal/article/view/8076>
- [4] BLAABJERG, Frede, Dan M. IONEL, Yongheng YANG y Huai WANG. Renewable Energy Systems: Technology Overview and Perspectives. In: Frede BLAABJERG y Dan M. IONEL "Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®" [En línea]. 1. vyd. Taylor & Francis Group, 6000 Broken Sound Parkway NW, Suite 300, Boca Raton, FL 33487-2742: CRC Press, 2017 [Consultado 2017-09-01], s. 1–16. ISBN 978-1-4987-6582-4. Disponible en : https://www.researchgate.net/publication/317384743_Renewable_Energy_Systems_Technology_Overview_and_Perspectives
- [5] AKHLAGHI, Shahrokh, Hossein SANGRODY, Morteza SARAILOO y Mandana REZAEIAHARI. "Efficient operation of residential solar panels with determination of the optimal tilt angle and optimal intervals based on forecasting model". *IET Renewable Power Generation* [En línea]. 2017 [Consultado 2017-07-07]. ISSN 1752-1416, 1752-1424. Disponible en : doi:10.1049/iet-rpg.2016.1033
- [6] L.S. SRINIVAS, Ch y E.S. SREERAJ. "A Maximum Power Point Tracking Technique Based on Ripple Correlation Control for Single Phase Photovoltaic System with Fuzzy Logic Controller". *Energy Procedia* [En línea]. 2016, vol. 90, p.69–77. Disponible en : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610216313819>
- [7] SHRUTHI K J, VISWANATHA C, GIRIDHAR KINI P y Mohan DIVEKAR. "Anomalies in practical solar photovoltaic installations and tilt angle optimization". In: [En línea]. B.m.: IEEE, 2016, s. 1–4 [Consultado 2017-07-07]. ISBN 978-1-4673-8888-7. Disponible en : <http://ieeexplore.ieee.org/document/7914395/>

- [8] *Energías Renovables* [En línea]. [Consultado 2017-11-13]. Disponible en : <http://www.minem.gob.cu/energias-renovables>
- [9] RODRÍGUEZ BORGES, Ciaddy, Ciaddy Gina Rodríguez BORGES, Antonio Sarmiento SERA y María Rodríguez GÁMEZ. ``Modelo para la valoración integral de tecnologías de electrificación rural; Model for Integral valuation of technologies for rural electrification``. *Ingeniería Energética*. 2015, 36(2), 136–145. ISSN 1815-5901.
- [10] LAURENCIO, Liomnis Osorio y Reineris Montero LAURENCIO. ``Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal``; ``Energetic analysis of a photovoltaic system integrated to a horizontal flatrooftop``. *Ingeniería Energética*. 2016, 37(1), p.45–54. ISSN 1815-5901.
- [11] MARTÍNEZ, Maykop Pérez, Idalberto Clemente Morales RODRÍGUEZ y Elio CASTRO. ``La hora solar pico equivalente, definición e interpretación /The hour equivalent solar pick, definition and interpretation``. *Ingeniería Energética*. 2017, 38(2), 124–132. ISSN 1815-5901.
- [12] CARLOS A. DEL MORAL PELIER y ANTONIO SARMIENTO SERA. Influencia de la orientación de los colectores solares en la captación de energía. *Ecosolar Revista Científica de las Energías Renovables* [En línea]. 2006, 16. ISSN 1028-6004. Disponible en : <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/ecosolar.asp>
- [13] LUIS BÉRRIZ PÉREZ y MANUEL ÁLVAREZ GONZÁLEZ. Influencia del ángulo de inclinación de una superficie captadora solar sobre la radiación incidente. *Ecosolar Revista Científica de las Energías Renovables* [En línea]. 2004, 8. ISSN 1028-6004. Disponible en : <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/ecosolar.asp>
- [14] DUFFIE, John A. y William A. BECKMAN. *Solar engineering of thermal processes* [En línea]. B.m.: John Wiley & Sons, 2013 [Consultado 2017-04-12]. Disponible en : https://www.google.com/books?hl=es&lr=&id=Q1tjDQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR13&dq=solar+energy+thermal+processes+duffie&ots=ZihMbwiGPA&sig=bn-_Jifa8WzZdkluPVdM1YaA-Z4
- [15] *NASA Surface meteorology and Solar Energy: Available Tables* [En línea]. 2017 [Consultado 2017-05-05]. Disponible en : <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse>