



TRABAJO TEÓRICO EXPERIMENTAL

Evaluación técnico-económica preliminar de la producción de electricidad a partir de plantas termosolares en Cuba

Preliminary economic and technical evaluation of the production of electricity from solar thermal plants in Cuba

César A. Cisneros Ramírez^{1,*}, Alexei Menéndez Pupo², Misael Moralobo Padrón³, Frank Trinchet Soler⁴, Carlos Fernandez-Aballí Altamiran⁵

¹ Universidad Tecnológica de La Habana, Cujae, La Habana. Cuba

² BrasCuba S.A. La Habana. Cuba

³ Grupo de inversiones Prado. Oficina del Historiador. La Habana. Cuba

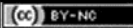
⁴ Empresa Cubalub. La Habana. Cuba.

⁵ Velogía LLC, Saint Augustine, Florida, USA

*Autor de correspondencia: cesar@ceter.cujae.edu.cu, cacisnerosramirez@gmail.com

Recibido: 11 de octubre de 2020

Aprobado: 27 de enero de 2021

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

RESUMEN/ABSTRACT

A partir del interés que presenta el estado cubano para elevar la inclusión de las fuentes renovables de energía hasta un 24% en la matriz energética del país, es que surge la idea de realizar este trabajo el cual consiste en evaluar la factibilidad de la producción de electricidad a partir de plantas termosolares en Cuba. Las plantas analizadas son de tecnología cilindro parabólica, Fresnel y torre central. Para ello se escogieron tres localidades pertenecientes a la región occidental, central y oriental; además, se analizaron dos tipos de enfriamiento: por aire y evaporativo. Las variables de análisis que se tomaron fueron: acuerdo de compra de la energía, tasa interna de retorno (TIR), valor actual neto (VAN), factor de capacidad, factor de conversión y cantidad de agua utilizada. Los resultados muestran que el costo del kWh oscila entre los 20 y 38 centavos según el tipo de tecnología y región de análisis.

Palabras claves: producción de electricidad, evaluación económica, plantas termosolares

Based on the interest that the Cuban state presents to increase the inclusion of renewable energy sources up to 24% in the country's energy matrix, the idea of carrying out this work, which consists of evaluating the feasibility of the production of electricity from solar thermal plants in Cuba. The technologies of the analyzed thermosolar plants are parabolic cylinder, Fresnel and central tower. The analysis variables that were chosen were power purchase agreement (PPA), internal rate of return, net present value, capacity factor, conversion factor and quantity of water used. For this, were selected three localities belonging to the western, central and eastern region. In addition, were analyzed two types of cooling: by air and evaporative. The results show that the cost of kWh ranges between 20 and 38 cents depending on the type of technology and region of analysis.

Keywords: electricity production, economic evaluation, sun power plants

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de la humanidad a través de la historia ha provocado la evolución de tecnologías y el descubrimiento de muchas de ellas y con esto la utilización de mayores cantidades de energía.

Cómo citar este artículo:

César A. Cisneros Ramírez, *et al.* Evaluación técnico-económica preliminar de la producción de electricidad a partir de plantas termosolares en Cuba 2021, vol. 42, n.1, enero/abril. ISSN: 1815-5901
Sitio de la revista: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE>

Como consecuencia de este crecimiento, las necesidades energéticas también se han incrementado aumentando a su vez el uso de hidrocarburos (usados como fuente principal de energía) con la consecuente sobreexplotación de estos. Para una comprensiva y concluyente valoración de un sostenible despliegue de las energías renovables es necesario integrar información específica de cada tecnología energética, incluyendo los costos económicos asociados y beneficios, así como su impacto ambiental y las políticas energéticas. Además de los paneles solares fotovoltaicos, cuyo principio de funcionamiento está basado en la interacción de la irradiación solar con un material semiconductor, donde se obtiene directamente energía eléctrica, existen otros dispositivos que concentran la irradiación proveniente del Sol, de tal forma que se logra alcanzar altas temperaturas factibles a emplear en ciclos productores de potencia, por ejemplo, el Ciclo Rankine [1].

Mientras tanto, las energías renovables tienen sus propias ventajas. Los parques eólicos pueden ser construidos en alrededor de nueve meses, los parques solares no tardan más de seis en ser construidos, mientras que por otro lado las plantas productoras de gas o carbón tardan años en ser montadas, y en el caso de las nucleares mucho más tiempo. Esto puede ser un elemento positivo que influya en la decisión de los países en desarrollo para producir energía por medio de fuentes renovables [2].

Las plantas termosolares para la producción de electricidad emplean sistemas de concentración de la energía solar. Estos sistemas de concentración se clasifican dependiendo de dónde es enfocada la irradiación, es decir, concentración lineal o concentración puntual [3-5]. La concentración lineal consiste en que la irradiación solar que incide sobre una superficie reflectora se concentra en un receptor lineal que está situado por encima de la superficie reflectora. Esa superficie reflectora puede ser en forma de una parábola. Este sistema alcanza temperaturas desde 100°C hasta poca más de 400°C. Entre estos se encuentran los sistemas cilindro parabólico y los sistemas Fresnel. La eficiencia solar-eléctrica alcanzada por plantas termosolares que emplean estos sistemas está sobre el 15%. La eficiencia solar-eléctrica alcanzada para las plantas con campo solar Fresnel está en el rango del 8 a 10% [6].

La concentración puntual consiste en orientar toda la irradiación hacia un punto, consiguiendo con ello elevadas temperaturas, mayores a las que se obtienen en los sistemas lineales. Dentro de estos tipos de concentradores se encuentran los constituidos por captadores solares denominados helióstatos, que concentran la irradiación solar en un punto fijo situado a cierta altura sobre una torre. La capacidad de concentración de este tipo de sistema es muy elevada y puede alcanzar temperaturas superiores a los 1000°C [7-8]. Según datos obtenidos de la Oficina Nacional de Estadística e Información (ONEI), en Cuba existe actualmente una alta dependencia de los combustibles fósiles importados (52%), lo que representa un permanente riesgo para el país, desde el punto de vista económico y estratégico. Esto trae consigo una baja utilización de las fuentes renovables de energía (**FRE**). La producción de electricidad con dichas fuentes es solo el 4,0% de la energía de todo el país dejando un 45% al crudo, 15,1% fuel térmicas, 18% motores fuel, un 3,3% al Diesel y a 4,1% al gas acompañante.

En Cuba la intensidad de la irradiación solar tiene un valor considerable entre 800 y 900W/m² cuando incide perpendicularmente sobre una superficie y más de 5kWh/m² como valor promedio anual [9]. La variación de un lugar a otro del país no es significativa, debido a su posición geográfica alargada de este a oeste y entre los 19.8° y 23.2° de latitud norte. Tampoco es tan significativa la variación entre el verano y el invierno como en otros países, por lo que en Cuba se puede utilizar la irradiación solar en cualquier lugar y época del año. A diferencia de los países continentales secos, la nubosidad en Cuba es muy alta, debido principalmente a los mares que la rodean. La irradiación difusa tiene un valor promedio mayor de 40%. La cantidad promedio de días nublados por mes es mayor que 10, aunque es difícil encontrar un día en que no salga el Sol. Para las tecnologías de concentración la radiación directa, en vez de la global, es la que se tiene en cuenta para los análisis. Como parte del desarrollo prospectivo de las **FRE** se ha planteado elevar de un 4% a un 24% la cantidad de energía producida en la actualidad con vista al año 2030, lo cual viene refrendado en el decreto ley 345 de la Gaceta Oficial de Cuba (GOC). Para ello se deberán desarrollar varios sectores dentro de las diferentes **FRE**, ya sea en la hidráulica, la eólica, la biomasa y/o la solar. El desarrollo y utilización de esta última fuente es fundamentalmente en el entorno de las bajas temperaturas, o sea, calentamiento de agua sanitaria y secado. La factibilidad de la utilización de esta fuente para la gama de altas temperaturas, para la producción de electricidad en plantas termosolares, también constituye un tema de análisis en el empleo de la energía solar. Es a partir de esta premisa que en este trabajo se realiza una evaluación técnico-económica de la producción de electricidad mediante plantas termosolares en Cuba.

DESARROLLO

En esta sección presentan detalles del método empleado para realizar la modelación. La misma se llevó a cabo con el empleo del *software* SAM (Solar Advisor Model), el cual ha sido elaborado en el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (**NREL**). Este software tiene como característica que es un software libre y permite el análisis de diferentes sistemas que emplean fuentes renovables de energía, en particular, plantas generadoras de electricidad con campo solar con captador cilindro-parabólicos, espejos Fresnel y heliostatos con torre central. Además, incluye modelos para el análisis económico y con ello determinar la rentabilidad del o los sistemas analizados [10].

El enfoque que se sigue al emplear SAM comúnmente es:

- Configurar los componentes del sistema colector.
- Especificar el fluido de trabajo y temperaturas de operación.
- Configurar los lazos en el campo solar.
- Especificar la potencia del punto de operación del ciclo.
- Especificar los parámetros del sistema de almacenamiento
- Actualizar los costos y datos de financiamiento.
- Definir el recurso solar del lugar de emplazamiento del sistema de estudio.

Datos para la simulación

Se trabajó con el sistema de ciclo indirecto el cual consiste en que el fluido de trabajo que pasa por el campo solar no es el fluido que pasa al ciclo de potencia. La figura 1, muestra un esquema de este tipo de sistema con dos tanques de almacenamiento. La máxima temperatura escogida para el ciclo es de 400°C y por lo tanto se escogió como fluido de trabajo el fluido térmico *therminol VI* el cual soporta esta temperatura y además forma parte de la base de datos de SAM.

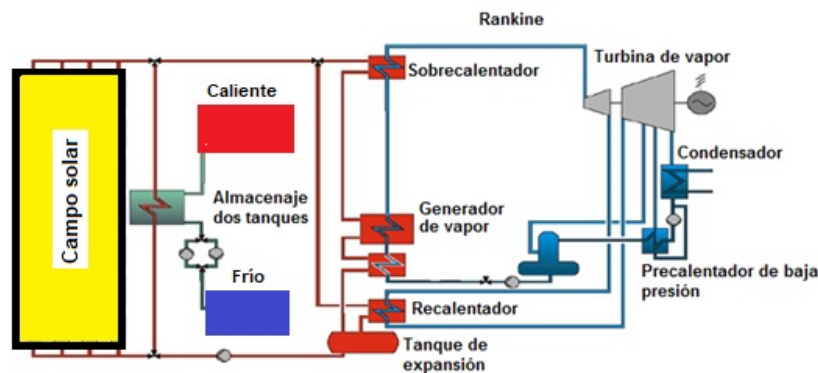


Fig. 1. Planta termosolar.

Los componentes del sistema colector de la energía solar se escogieron de la base de datos del mismo *software*. Como lugar de emplazamiento se escogieron tres regiones correspondientes a la zona occidental, central y oriental del país, estas son La Habana, Sancti Spíritus y Guantánamo respectivamente. Se escogió 30MW como potencia del punto de operación. El tipo de enfriamiento en el condensador de la planta se tomó que fuera por aire o por evaporación. Los costos escogidos para el análisis se extrajeron de [11], los cuales corresponden a valores internacionales. Las variables que se tomaron para el análisis fueron, el acuerdo de compra de la energía (power purchase agreement, PPA), la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN), el factor de capacidad, el factor de conversión y la cantidad de agua utilizada. El tiempo de autonomía para el sistema de almacenamiento se tomó 6 horas, dato que es común en el análisis de estas plantas.

Todo el análisis se realizó en dólares y para ello se emplearon los datos de [6]. Dentro de los costos, también se consideró el costo promedio de limpieza del sistema colector el cual oscila entre los 0,098 y 0,24\$/m², lo cual es provocado por una razón de ensuciamiento promedio de 0,16%/día. Estos valores son obtenidos a partir de datos de la tabla S1 de [12]. Este valor de razón de ensuciamiento significa el incremento diario que experimenta el sistema colector, o sea, para el primer día será de 0,16%, para el segundo día 0,32% y así sucesivamente. En este mismo orden, se consideró un índice de consumo de agua para limpieza del sistema colector dado en litros por metros cuadrados de área de apertura, lo cual resultó ser de 0.7 para las plantas con campo colector cilindro parabólico y para torre central y de 0.02 para la planta con campo colector Fresnel.

El costo producto del ensuciamiento se determina según la ecuación (1):

$$C = \frac{c \cdot A \cdot \theta}{\eta} \quad (1)$$

Donde A es el área del sistema colector [m²], c es el costo unitario de limpieza [\$/m²] el cual tiene en cuenta el costo del agua consumida, η es la eficiencia del sistema colector y θ es el ciclo de realización de la limpieza. La pérdida de eficiencia de la planta debido al ensuciamiento también genera costo por la energía dejada de producir y por lo tanto este costo unido al costo de limpieza determinan el costo total debido a ensuciamiento.

Otros costos empleados en el análisis, actualizados según año 2017, se muestran a continuación:

Preparación del terreno	16-25\$/m ²
Campo de heliostatos	145\$/m ²
Campo de cilindros parabólicos	150\$/m ²
Almacenamiento de energía térmica	24-60\$/kWh-térmico
Planta de potencia	930-1100\$/kW eléctrico
Costo fijo de operación y mantenimiento	66\$/kW año
Costo variable de operación i mantenimiento	4\$/MWh

El análisis se completó con la determinación de la sensibilidad sobre el costo nivelado de la energía (LCOE) que provocan las principales variables de diseño cuando su valor varía en un 10%. Las variables escogidas en una variación del 10% son, la potencia que entrega la turbina, el costo del campo solar y el múltiple solar. El múltiple solar se define como el área de apertura del campo solar que garantiza la capacidad de generación en el punto de operación. Un múltiple solar de valor 1 (SM=1) significa que cuando el área de apertura está expuesta a la radiación solar de diseño, se genera la cantidad de energía necesaria para cumplir con la capacidad de generación del ciclo de potencia. Un múltiple solar óptimo debe garantizar que en el mayor tiempo del año se genere la energía para cumplir con la capacidad de la planta, minimizar los costos de instalación y utilizar la energía almacenada y equipos de apoyo eficientemente. La determinación del múltiple solar óptimo es una compensación entre un campo solar grande para garantizar suficiente producción de electricidad o un campo solar más pequeño que garantice menores costos de instalación y operación. Para este estudio se escogió un múltiple solar de 1.5. El costo nivelado de la energía (LCOE) es un parámetro útil para la optimización del campo solar y el mismo se determina a partir de la ecuación (2):

$$LCOE = \frac{TCF \cdot CTI + COM}{PAE} + CVOM \quad (2)$$

Donde:

TCF es la tasa de carga fija, o sea, es la cantidad de ingresos necesarios anualmente para cubrir la inversión [\$]. CTI es el costo total instalado [\$]. COM es el costo de operación y mantenimiento [\$]. PAE es la producción anual de energía [kWh]. CVOM es el costo variable de operación y mantenimiento por unidad de energía producida anualmente [\$/kWh].

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La tabla 1, muestra los resultados para las diferentes tecnologías respecto al PPA, TIR, VAN, factor de capacidad, factor de conversión y agua utilizada.

En el caso del **PPA** se muestra que cuando existe enfriamiento por aire en el condensador, este es mayor que cuando el enfriamiento es por evaporación. También se aprecia que los mayores valores de PPA se obtienen en Sancti Spiritus que es donde menos energía anual se produce.

La figura 2, refleja que la energía anual producida por un sistema con condensador con enfriamiento por evaporación es mayor que cuando el enfriamiento es por aire. Una instalación ubicada en Guantánamo es la que mayor energía anual produce; apoyado esto en que la irradiación en esta localidad es mayor que en las otras regiones analizadas.

El CNE es el costo total de instalación y operación por kWh de electricidad generada por el sistema. La figura 3, muestra el valor del CNE. Para este caso el CNE Nominal (calculado con el valor real del dólar) es mayor cuando el enfriamiento del condensador es por aire, y los mayores valores del mismo se obtienen para Sancti Spiritus; la misma situación se aplica al CNE Real (calculado con el valor ajustado de inflación) y ello se debe a que en estas instalaciones es donde menos energía se produce.

Tabla 1. Resultados por tipo de planta

Resultados obtenidos por tipo de planta							
Parámetro	Tecnología	La Habana		Sancti Spíritus		Guantánamo	
		Tipo de enfriamiento					
		Aire	Evap	Aire	Evap	Aire	Evap
PPA (kWh)	CP	31.61	29.06	33.00	31.96	26.25	24.68
	Fresnel	27.25	24.68	29.11	26.51	21.63	19.53
	TC	37.29	35.30	28.66	27.17	21.86	20.78
TIR (%)	CP	20.39	35.30	20.38	20.38	20.38	20.37
	Fresnel	20.68	20.68	20.71	20.71	20.71	20.71
	TC	19.65	19.65	19.67	19.73	19.75	19.73
VAN (MMS)	CP	24,19	24.18	23.29	23.28	23.26	23.26
	Fresnel	15.68	15.68	15.11	15.11	15.11	15.11
	TC	16.81	18.82	16.87	16.88	16.42	16.44
Factor capacidad (%)	CP	19.90	18.20	15.50	16.20	19.90	21.20
	Fresnel	15.20	16.70	13.70	15.10	18.50	20.40
	TC	10.10	11.50	14.40	15.20	18.80	19.80
Factor de conversión (-)	CP	0.88	0.91	0.88	0.90	0.89	0.92
	Fresnel	0.88	0.94	0.87	0.94	0.88	0.95
	TC	0.83	0.86	0.84	0.88	0.85	0.89
Consumo de agua (Mm ³ /año)	CP	16.00	227.30	14.70	2094.00	15.90	253.10
	Fresnel	6.10	183.10	5.60	169.50	7.00	208.40
	TC	11.80	150.30	12.40	187.40	13.00	220.40

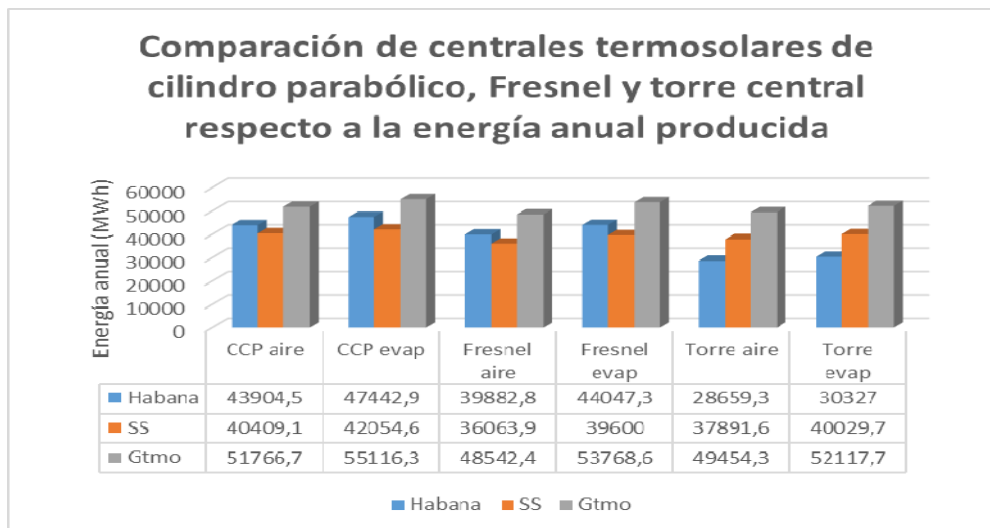


Fig. 2. Producción anual de energía.

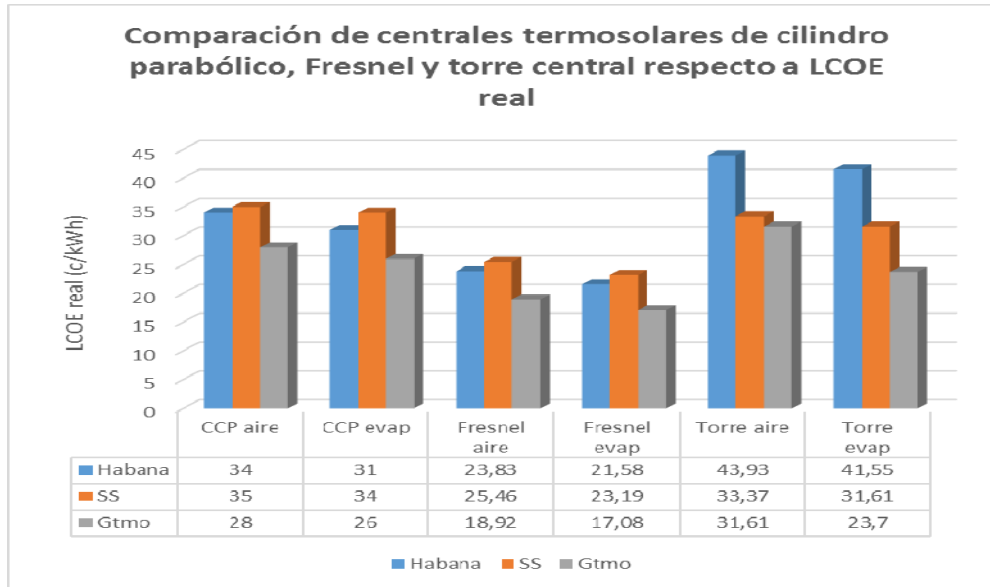


Fig. 3. Costo nivelado.

El valor actual neto (VAN) es una medida de viabilidad económica de un proyecto que incluye la renta y los impuestos. En estos casos los VAN son semejantes pero lo más importante a destacar es que como son positivos, esto indica que en todos los casos el proyecto es económicamente factible. El factor de capacidad es la razón de producción eléctrica del sistema prevista para el primer año de operación a partir de la potencia establecida; este parámetro es influenciado por el tipo de enfriamiento del condensador y se muestra que es mayor en caso de enfriamiento por evaporación. También se puede decir que en este caso los valores más altos del factor de capacidad pertenecen a Guantánamo que es donde más energía se produce en el año.

El factor de conversión neto es la razón entre la producción eléctrica neta y la bruta anual. En este caso arroja que con enfriamiento por evaporación en el condensador este factor es mayor y que es en Guantánamo donde se obtienen estos mayores valores. Otro parámetro evaluado es el consumo de agua anual; el mismo depende de la cantidad de agua utilizada en el enfriamiento del condensador y de la necesaria para la limpieza de los espejos. En la tabla los valores están dados en miles de metros cúbicos y es en Guantánamo se obtienen los mayores valores, justificado esto por ser donde mayor producción de energía se obtiene.

Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad muestra, mediante una gráfica tipo tornado, cómo diferentes parámetros tienen incidencia directa sobre una variable deseada. Los parámetros escogidos para realizar este análisis fueron: solar múltiple, costo del campo solar por m² y producción bruta de la turbina. Para el análisis de sensibilidad se consideró una variación de ±10% para cada uno de los parámetros escogidos.

La figura 4, 5 y 6, muestran la sensibilidad para la tecnología de cilindro-parabólico, torre central y Fresnel respectivamente. La tecnología más sensible a los cambios de las variables escogidas es la tecnología de torre central.

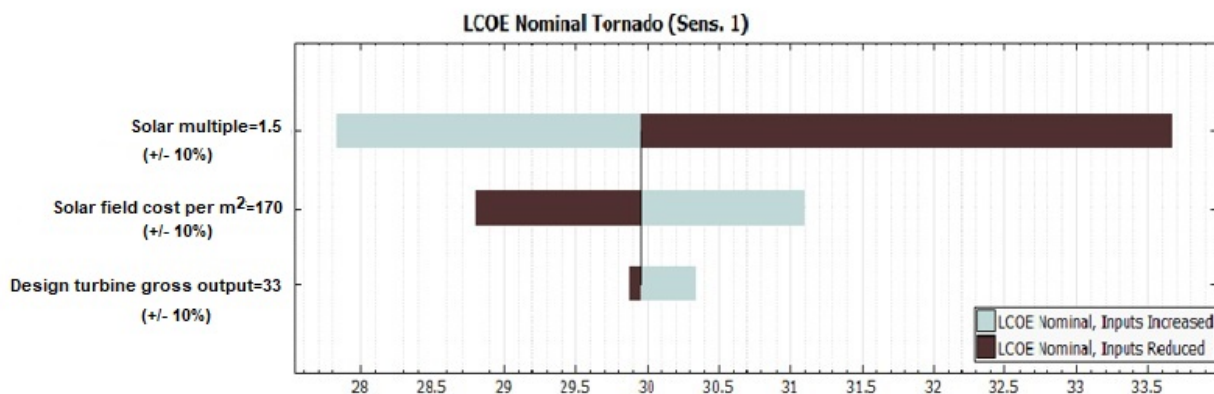


Fig. 4. Sensibilidad de la planta con cilindro parabólico.

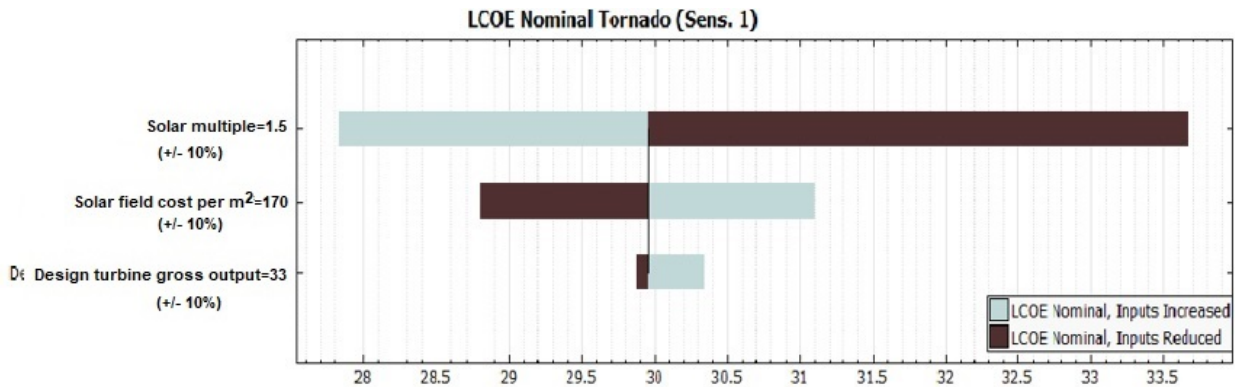


Fig. 5. Sensibilidad de la planta Fresnel.

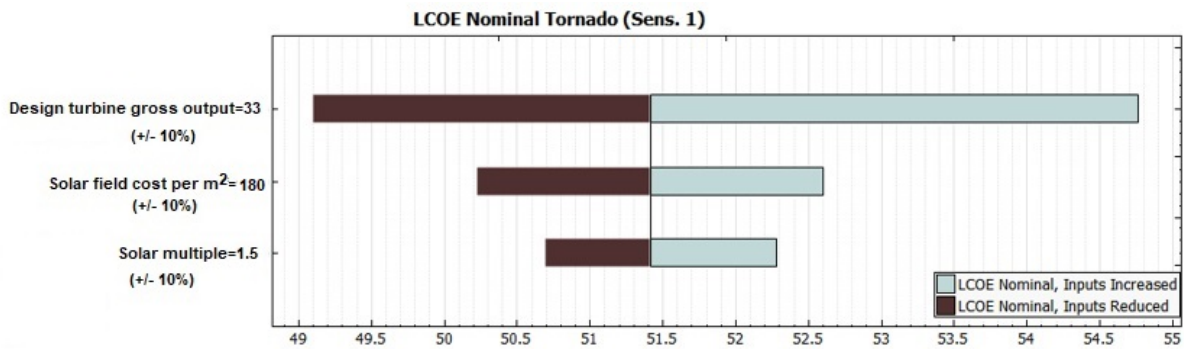


Fig. 6. Sensibilidad de la planta de torre central.

Comparación con otras plantas productoras de electricidad.

Aunque el objetivo de este trabajo se centra en las plantas termosolares de concentración es necesario hacer mención a la producción de electricidad empleando energía fotovoltaica y energía fósil. En [13], se realiza un estudio pormenorizado sobre energía fotovoltaica como oportunidad y necesidad para Cuba y el autor obtuvo que el precio del kWh producido por esta fuente oscila los 8 centavos. Este costo es mucho menor que el costo de 21 centavos obtenido, en ese mismo trabajo, para una planta productora de electricidad la cual emplea para ello la quema de combustible fósil. De los resultados obtenidos en el presente trabajo, el costo del kWh para la producción con plantas termosolares de concentración, preliminarmente, oscila entre los 20 a 38 centavos. Estos valores son mucho más altos que los obtenidos tanto para fotovoltaica como para plantas que emplean combustibles fósiles como principal medio energético.

CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de este trabajo se realizó la evaluación de la factibilidad técnico-económica de la producción de electricidad a partir de plantas termosolares con concentración. Las plantas analizadas son con campo solar formado por captadores del tipo cilindro parabólico, espejos Fresnel y heliostatos con torre central. La capacidad escogida para el estudio de la planta fue de 30MW. Para la evaluación se escogieron tres regiones del país. Además, se analizó el tipo de enfriamiento a utilizar en cada planta: enfriamiento por aire y enfriamiento evaporativo. Del trabajo se obtiene como resultado que el costo del kWh para todas las tecnologías oscila entre los 20 y 38 centavos. El menor costo se obtiene para la tecnología Fresnel ubicada en Guantánamo con enfriamiento evaporativo.

Además, del análisis de sensibilidad se muestra que la tecnología más sensible al cambio de las variables de análisis es la tecnología de Torre central.

Por último, al comparar con otras plantas productoras se observó que el costo del kWh es superior al de una planta fotovoltaica y una planta con quema de combustible fósil. Este resultado no hace, aún, competitiva la producción termosolar ante la fotovoltaica.

REFERENCIAS

- [1]. GOSWAMI, D. Y. "Principles of Solar Engineering". Third edition ed. Taylor & Francis Group, LLC, 2015. ISBN 978-1-4665-6379-7. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: https://books.google.com/cu/books?hl=es&lr=&id=oaB4vzl-UdwC&oi=fnd&pg=PR9&dq=Principles+of+Solar+Engineering&ots=zGIVIKIGOI&sig=hCiKRUhn71ll_7p3BSUOGpEj1Ew&redir_esc=y#v=onepage&q=Principles%20of%20Solar%20Engineering&f=false
- [2]. CINGOSKI, V. y Gelev, S. "Integrated solar thermal power plants: tpp bitola a case study". *Journal of Electrical Engineering*. 2016, vol. 22, n. 1, ISSN 0353-5207. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: <http://eprints.ugd.edu.mk/16689/>
- [3]. DUFFIE, J. A. y Beckman, W. A. "Solar Engineering of Thermal Processes". Fourth ed. United States of America: Wiley, 2013. p. 928. ISBN 978-0-470-87366-3. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: https://books.google.com/cu/books?hl=es&lr=&id=Q1tjDQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR17&dq=Solar+Engineering+of+Thermal+Processes&ots=Zk9NgxcHPC&sig=RaydNEuZpwcIG-fUfnoJcYcFh4&redir_esc=y#v=onepage&q=Solar%20Engineering%20of%20Thermal%20Processes&f=false
- [4]. GUO, S.; Chu, Y., *et al.* "The Dynamic Behavior of Once-Through Direct Steam Generation Parabolic Trough Solar Collector Row Under Moving Shadow Conditions". *Journal of Solar Energy Engineering*. 2017, vol. 139. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://asmedigitalcollection.asme.org/solarenergyengineering/article-abstract/139/4/041002/379677/The-Dynamic-Behavior-of-Once-Through-Direct-Steam>
- [5]. ALDULAIMI, R. a. K. M. y Söylemez, M. S. "Performance Analysis Of Multilevel Heliostat Field Layout". *Turkish Journal of Science & Technology*. 2016, vol. 11, n. 2, p. 11-20. ISSN 1308-9080. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&ret=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjis7WLme_uAhUiRTABHTpBPpWQFjAAegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fdergipark.org.tr%2Fdownload%2Farticle-file%2F303687&usg=AOvVaw0dhAIjFZzhzyjubSgTETI7
- [6]. TURCHI, C. S.; *et al.* "CSP Systems Analysis - Final Project Report". National Renewable Energy Laboratory. 2019. Report number: NREL/TP-5500-72856. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/1513197>
- [7]. HE, Y.-L.; *et al.* "Review of the solar flux distribution in concentrated solar power: non-uniform features, challenges, and solutions". *Applied Thermal Engineering*. 2018, vol. 149, p. 448-474. [Consultado 10 nov. 2019]. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431118360769>
- [8]. LIN, M.; *et al.* "Modeling and design guidelines for direct steam generation solar receivers". *Applied Energy*. 2018, vol. 216, p. 761-776. ISSN 0306-2619. [Consultado 10 nov. 2019]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.044> ; DOI 10.1016/j.apenergy.2018.02.044
- [9]. SANTOS, R. D.; *et al.* "Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica". *Revista de Ingeniería Energética*. 2018, vol. 39, n. 3, p. 146-156. ISSN 1815-5901. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/539/pdf>
- [10]. EZEANYA, E. K.; *et al.* "System advisor model (SAM) simulation modelling of a concentrating solar thermal power plant with comparison to actual performance data". *Cogent Engineering*. 2018, vol. 5, n. 1. [Consultado 10 nov. 2019]. Disponible en: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/23311916.2018.1524051>
- [11]. KURUP, P. y Turchi, C. S. "Parabolic Trough Collector Cost Update for the Sistem Advisor Model (SAM)". National Renewable Energy Lab (NREL). 2015. Report number: NREL/TP-6A20-65228. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: https://www.google.com/url?sa=t&ret=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewiM_v-Am_uAhUOSzABHYSaCQ0QFjAAegQIAhAC&url=https%3A%2F%2Fwww.nrel.gov%2Fdocs%2Ffy16osti%2F65228.pdf&usg=AOvVaw05rcaHb60DixS-cx_DG8jN
- [12]. ILSE, K.; Micheli, L., *et al.* "Techno-Economic Assessment of Soiling Losses and Mitigation Strategies for Solar Power Generation". *Joule*. 2019, vol. 3, p. 2303-2321. [Consultado 8 febrero. 2020]. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.08.019>
- [13]. STOLIK, D. "La energía FV: oportunidad y necesidad para Cuba". *Economía y desarrollo*. 2014, vol. 152, n. 2, ISSN 0252-8584. [Consultado 25 de octubre de 2020]. Disponible en: <http://www.econdesarrollo.uh.cu/index.php/RED/article/download/62/59>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe conflictos de intereses

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

César Cisneros Ramírez: <https://orcid.org/0000-0002-9969-801X>

Modelación matemática, simulación de los modelos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo.

Alexei Menéndez Pupo: <https://orcid.org/0000-0002-9073-5902>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Misael Moralobo: <https://orcid.org/0000-0002-4423-244X>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Frank Trinchet Soler: <https://orcid.org/0000-0002-1671-4070>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Carlos Fernandez-Aballí Altamiran: <https://orcid.org/0000-0002-5191-2937>

Diseño de la investigación, recolección de datos. Participó en el análisis de los resultados, redacción del borrador del artículo, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.