Propuesta de Integración de una Central Eléctrica Termosolar al Sistema Eléctrico Cubano

Integration Proposal of a Solar Thermal Power Plant to the Cuban National Electric System

MSc. Leonardo Peña Pupo 1 , Ing. Ramón Hidalgo González 1 , MA Lic. Luis Gutiérrez Urdaneta 1 , MSc. Hugo Domínguez Abreu 2

1 Empresa de Hidroenergía. Cuba, 2 Departamento Informática. Universidad de Oriente. Cuba. leonardo@stg.hidroe.une.cu

Resumen

En este artículo se realiza una evaluación técnico-económica de la posible integración de una Central Termosolar con acumulación de energía a base de sales fundidas al Sistema Eléctrico Cubano. Se verifica la factibilidad actual y futura de un proyecto de 50 MW en Cuba a pesar de los altos costos de inversión que esta supone. En la primera parte del artículo se hace referencia al origen de esta tecnología, así como a la caracterización del estado actual por tecnología, capacidad instalada y desarrollo a escala mundial. El principio de funcionamiento de una termosolar del tipo Andasol 1 y la valoración de la posibilidad de funcionamiento en Cuba, precede a la evaluación de los requisitos técnicos para el funcionamiento de estas centrales; en que se presentan las áreas con mayor desarrollo y la propuesta de una con mejores condiciones técnicas, en la que se evalúa su rendimiento energético. De igual manera se establecen las ventajas y limitaciones propias de la tecnología; así como la importancia de esta, integrada al Sistema Eléctrico. Por último, se realiza la evaluación económica de la incorporación de esta planta con las premisas aprobadas por la Unión Eléctrica, para proyectos renovables bajo las condiciones cubanas actuales.

Palabras Clave: Termosolar, acumulación de energía, sales fundidas, radiación solar directa

Abstract

This article is about a technical and economic feasibility study evaluation on the possible integration of a solar thermal energy accumulation power plant with molten salts to the Cuban Electric System. The technical-economic evaluation of a 50 MW project in Cuba shows the current and future feasibility in spite of the high investment costs that it supposes. The paper is distributed in the following way, in the antecedents we state the origin and evolution of this technology, current state of the art of this technology; a world scale installed capacity and its development is described too. After that the operation principle of a solar thermal plant by the Andasol 1 type are shown and the

operation possibility is evaluated in Cuba, subsequently the technical requirements are evaluated for the operation of these power stations, the high development areas are presented and was selected the better technical conditions area in which its energy yield is evaluated. At the same time, it has been presented the main advantages and disadvantages too. Finally, it is evaluated economically the interconnection of this solar thermal power plant with the premises approved by the "Unión Eléctrica" for renewable projects under the current conditions besides a forecast toward the 2025.

Keywords: Solar thermal power plants, energy storage, molten salts, direct normal irradiation

---

INTRODUCCION

Una de las características intrínsecas de las plantas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía (FRE), especialmente la solar fotovoltaica y la eólica, es su dependencia de las condiciones climáticas. Esta característica las hace ser intermitentes desde el punto de vista de su aportación al sistema eléctrico. Como consecuencia de esta intermitencia, es preciso crear mecanismos que flexibilicen el comportamiento del Sistema Eléctrico (SE) en presencia de las FRE, y en particular que aumente la gestionabilidad de estas para maximizar su integración. Se reconocen varias formas para incrementar la flexibilidad del SE, algunas de ellas persiguen dotar al SE de la capacidad de almacenamiento de energía a gran escala. Una de estas vías, mediante el empleo de fuentes renovables, es precisamente el empleo de las Centrales Eléctricas Termosolares (CTS) con acumulación de energía. Los altos valores de radiación solar que inciden sobre Cuba durante todo el año sugieren que estos autores consideren la evaluación de esta tecnología con el objetivo de incorporarla al SE.

La política en materia de FRE en Cuba plantea incorporar hacia el año 2030 un 24% de energía procedente de fuentes renovables, de los que 700 MW serán fotovoltaicos y 633 MW eólicos [1] . Se impone la necesidad de dotar de una mayor flexibilidad al SE cubano, ante un escenario con alta presencia de este tipo de fuentes variables. Este SE debe ser capaz de lidiar con las características propias de las fuentes variables e integrar óptimamente su generación, diversificar las fuentes energéticas y priorizar las renovables, reducir la dependencia de combustibles fósiles, aumentar las garantías de suministro, contribuir a la sustentación medioambiental y reducir los costos de energía que se entrega a los usuarios. Ante estos retos, este artículo plantea como objetivo principal la evaluación técnico-económica de la presencia en el SE cubano de una planta termosolar con acumulación de energía en base a sales fundidas; de igual forma se proponen áreas con posibilidades de desarrollo y se confirma el cumplimiento de las premisas técnicas para la instalación de esta tecnología en una ubicación con mayores potencialidades en el centro de Cuba.

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

El aprovechamiento termosolar es tan antiguo como la civilización misma; sin embargo, en la literatura se reportan los primeros experimentos en Francia en la década de 1860 a 1870 con los trabajos de Auguste Mouchout [2] , [3] . Los primeros motores solares comerciales aparecieron alrededor del año 1900 gracias a los trabajos de Aubrey Eneas, pero no fue hasta 1907 que fue patentado por Maier y Remshardt un dispositivo concentrador solar tipo cazuela que convertía directamente la irradiación solar en vapor de agua. En 1912 gracias a los trabajos de Frank Shuman usando la tecnología patentada por Maier, se construyó la primera planta termosolar de 45 kW con seguimiento solar y concentradores solares parabólicos en Meadi, Egipto [3] .

En las décadas de los años 1970 y 1980 fueron retomados los trabajos de investigación y desarrollo en la termosolar a la vez que se iniciaron proyectos en varios países industrializados como Estados Unidos, Unión Soviética, Japón, España e Italia [4] . Las investigaciones se concentraron en lograr

mejoras en los niveles de desempeño de las plantas construidas e incrementar el número de unidades que en ese momento cubrían todo el espectro tecnológico disponible. El mayor avance reconocido llegó a inicios de la década de 1980 cuando la compañía Americano-Israelí: Luz internacional, comercializó la tecnología para construir una serie de nueve Estaciones de Generación Eléctrica Solar (SEGS por sus siglas en inglés) en el desierto de Mojave en California [5] .

Similar tecnología con desarrollo reciente lo constituyen las Centrales Eléctricas Termosolares con acumulación de energía [6] . Estas centrales tienen su origen en la CET Andasol 1 en el 2006, ubicada en Granada, España; en la que con una capacidad de 50 MW, es capaz de producir cerca de 182 GWh al año. Andasol es el primer complejo termosolar del mundo con almacenamiento térmico. Este proyecto está formado por Andasol-1, Andasol-2 y Andasol-3, y se encuentra ubicado en la comarca de Guadix en el municipio de Aldeire y La Calahorra, en la provincia de Granada, España [7] .

El año 2015 la capacidad operativa mundial aumentó en 420 MW para alcanzar cerca de 5 GW a finales de ese año [8] . Este año fue un punto de inflexión en la expansión del mercado a pesar de que España y Estados Unidos representan casi el 90% de la capacidad instalada. En el mismo período se encontraban en construcción varias instalaciones en Australia, Chile [9] , China, India, Israel, México, Arabia Saudita y Sudáfrica. En la actualidad se proyectan y construyen CTS con acumulación en varios países, algunos de ellos son: Estados Unidos, Sudáfrica, Chile, Dubái, Kuwait, China, Marruecos, Grecia y España [9-16] . Algunos de estos proyectos están basados en esquemas de cogeneración [11 , 17] . Según [18] a finales del 2016 se encontraban en operación, en todo el mundo 4.815 MW, en construcción 1.260 MW y en desarrollo 2.709 MW.

Las CTS según la forma de captación de los rayos solares se clasifican en dos tipos fundamentales: Concentradores Solares Parabólicos (CSP), en donde los rayos solares se concentran sobre la línea focal en la que se encuentran los tubos receptores de calor al vacío; y las Torres Solares (TS). Estas últimas emplean campos de espejos (heliostatos) que siguen el sol y concentran los rayos incidentes en un receptor central ubicado sobre una torre a gran altura. Dentro del tubo receptor fluye un fluido de transferencia de calor, que usualmente es del tipo aceite orgánico, y que es calentado a una temperatura de entre 360 y 400 o C.

La tecnología de colectores lineales tipo Fresnel es similar a los CSP, pero estos usan una serie de espejos planos o ligeramente curvados, colocados en diferentes ángulos para concentrar los rayos solares en el receptor ubicado en la línea focal que a diferencia de los concentradores parabólicos, es un receptor fijo. Otro tipo de tecnología, cuya aplicación está más relacionada con los sistemas aislados, se denomina discos Stirling; consiste en un disco parabólico que refleja la radiación solar directa en un receptor situado en el punto focal del disco.

La tecnología dominante con un 85% de la capacidad instalada a finales de 2015 son los CSP, se espera que estas tecnologías sean dominantes comercialmente hacia el 2025 [5] . Tomando en consideración los avances previstos de esta tecnología, este artículo fundamenta su análisis en las tecnologías CSP con acumulación de energía del tipo Andasol 1. Los CSP requieren para su operación abundante Radiación Solar Normal Directa (DNI **1**) para generar electricidad dado que solo este tipo de radiación puede ser concentrada y con ello lograr las temperaturas requeridas para la generación de electricidad.

Se ha demostrado que esta tecnología es actualmente factible económicamente en regiones con niveles de DNI por encima de 2.000 kWh/m 2 año; sin embargo, no hay ninguna razón técnica por la que las plantas con CSP no puedan trabajar con niveles de DNI inferiores [19 , 20] . Varios autores plantean que las regiones con una DNI promedio de más de 1.750 kWh/m 2 año en las que se focalizan la construcción de las centrales termosolares [4 , 21 , 22] . A pesar de no existir un valor umbral, como se ha visto, los valores de DNI en muchas regiones de Cuba superan estos mínimos técnicos.

DNI: Direct Normal Incident. Se refiere a la radiación solar directa que incide normal (perpendicular) a la superficie.

En la figura 1 se ilustra un esquema de principio de funcionamiento de la planta termolosar del tipo CSP Andasol 1. El campo solar compuesto de 312 filas de CSP capta la radiación solar que es convertida en vapor saturado a través de un intercambiador de calor que a su vez se transforma en electricidad por medio de un grupo turbina generador. La diferencia respecto a otros sistemas es que este está compuesto por un sistema de almacenamiento térmico a través de sales fundidas compuestas por una mezcla de nitrato de sodio y nitrato de potasio (60% NaNO 3 y 40% KNO 3).

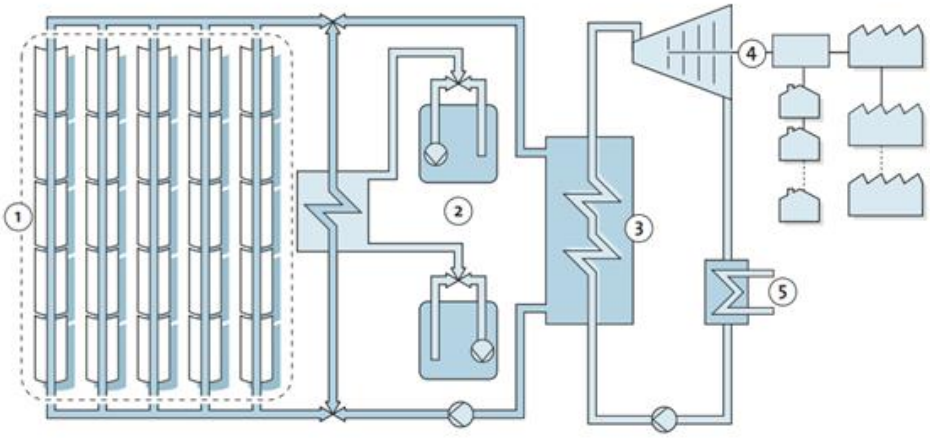

Figura 1. Diagrama general de una planta termosolar con acumulación del tipo Andasol 1. Fuente SolarMillenium 2008. [7]

Una porción de las sales fundidas producidas en el campo solar no se transfiere al intercambiador de calor, sino que se almacena como sales en estado líquido en dos tanques del tipo Dewar. La temperatura de salida de las sales es de 290 o C con lo que aún poseen temperatura suficiente para no solidificarse, estas pueden calentarse hasta 390 o C en el campo solar. Las sales fundidas almacenan el calor sobrante de la captación diurna para ser empleada en horarios nocturnos o durante períodos prolongados de nubosidad, de esta forma se logra una acumulación de energía térmica suficiente para generar electricidad durante 7,5 horas a plena capacidad (50 MW) [7] . No es necesario el reemplazo de las sales en los más de 30 años de vida útil de esta tecnología, al tiempo que las pérdidas de calor son de aproximadamente 1ºF (0.6 o C) al día [7] .

MÉTODOS UTILIZADOS Y CONDICIONES EXPERIMENTALES

A través de una amplia revisión bibliográfica y análisis documental se detallan en este artículo lo antecedentes de las CTS con acumulación a nivel mundial, de igual forma se caracteriza la DNI en Cuba como principal requisito para la viabilidad de este tipo de proyectos y otros requerimientos técnicos. Mediante un estudio de caso, correspondiente a la CTS Andasol 1 se realiza una evaluación económica para determinar la factibilidad de un proyecto similar bajo las premisas de ejecución de proyectos con fuentes renovables en Cuba.

Según los materiales consultados [4 , 21 , 22] la DNI determina no solo la viabilidad técnica de los proyectos sino además la factibilidad de su empleo por encima de determinado valor, de acuerdo a las tecnologías disponibles y la evolución del mercado [8] . Se ha tomado como base el estudio realizado en [23] los que han sido comparados con los de otras fuentes internacionales de prestigio como el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) [24] y los de Solargis [25] ; observándose coincidencias respecto a los sitios de interés.

En la figura 2 se han graficado los valores determinados en [23] , en franjas de colores, sobre el mapa de Cuba. Puede notarse que las áreas con potencial y que económicamente podrían resultar factibles son las que están comprendidas en el mapa entre 2.100 y 2.190 kWh/m 2 año (color verde-amarillo). Se distinguen dos grandes regiones, la primera comprende desde el Golfo de Guacanayabo hasta parte de la provincia de Ciego de Ávila, incluyendo todo el territorio de Camagüey. La segunda área comprende el norte de Villa Clara, la parte más al norte de Cienfuegos, todo el litoral sur de esta última, así como el extremo sur de Matanzas con parte de la Ciénaga de Zapata.

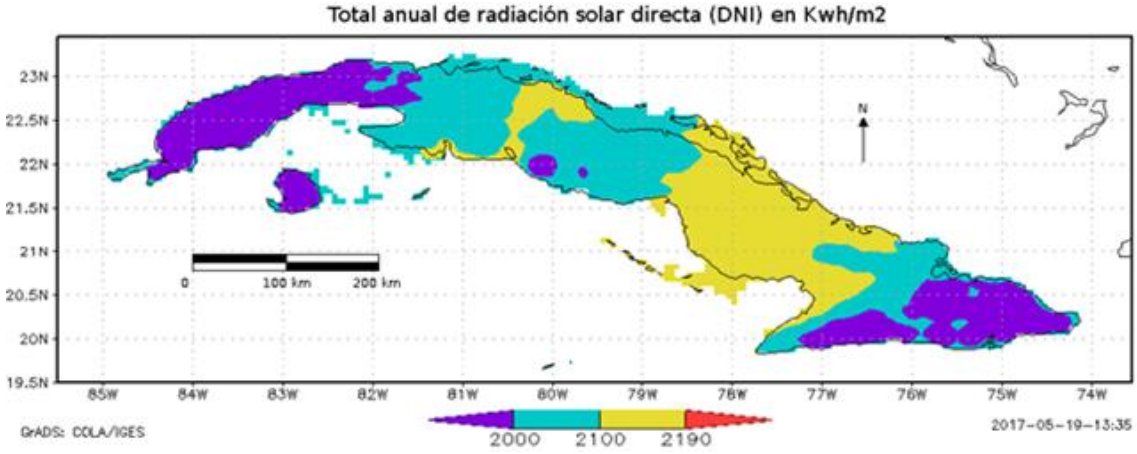

Figura 2. Radiación Normal Directa en Cuba. Fuente INSMET 2013 [23]

Además de la radiación, para esta tecnología se deben tener en cuenta otros requisitos técnicos como velocidad del viento inferior a 14,64 m/s [20 , 26] , la disponibilidad de amplios terrenos planos con pendientes de hasta un 3% [20] , [27] , disponibilidad de recursos hídricos tanto para generar vapor como para enfriamiento, disponibilidad de redes para evacuación de energía así como existencia de redes de transporte y opcionalmente la disponibilidad de una fuente energética alternativa de reserva [4 , 20 , 26] .

Según la figura 2 y tomando en consideración los requisitos de esta tecnología, se ha seleccionado una región en la Provincia de Cienfuegos en la que se cumplen todos los requisitos descritos anteriormente, las coordenadas del lugar se muestran en la figura 3; en la misma se tabulan los valores de radiación DNI promedios mensuales según [23] . Como puede verse el valor de DNI anual promedio es de 2.136 kWh/m 2 año y con ella podría obtenerse una producción de 158.641,6 MWh según estimaciones realizadas a través de un modelo de regresión tomando como muestra el proyecto Andasol 1.

La velocidad de los vientos en toda la provincia de Cienfuegos está por debajo de la crítica para este tipo de tecnología, en [28] se cataloga como muy crítica con valores inferiores a 5 m/s. Estas afirmaciones coinciden con fuentes internacionales como NREL [24] ; aunque se debe tener en cuenta la ocurrencia de huracanes, su período de recurrencia e histórico de trayectorias más probables para la confección de un proyecto ejecutivo. El área estudiada se encuentra cercana a embalses; a pesar de que las necesidades de agua para esta tecnología son de 3.0 m 3 /MWh [29] , lo que equivale a 0.5 millones de m 3 /año (hm 3 /año) para una planta de 50 MW.

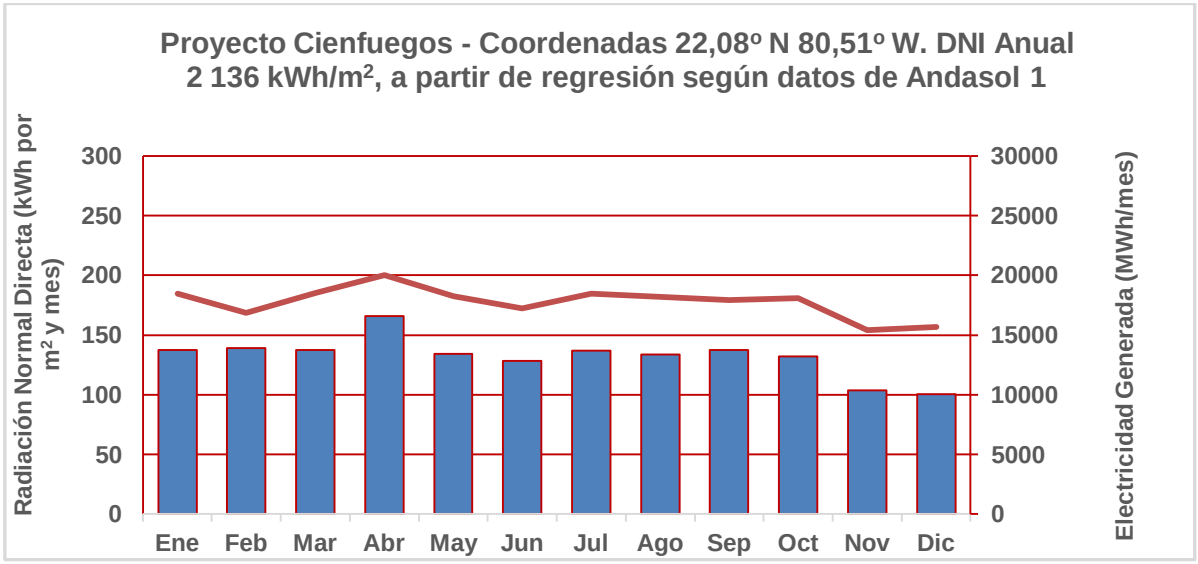

Figura 3. Generación estimada vs DNI mensual del sitio seleccionado. Fuente: Autores 2017.

El área propuesta es accesibilidad por carretera, cercana a línea de transmisión de energía y bajo desnivel del terreno con lo que el movimiento de tierra para lograr las pendientes requeridas (3%) ha de ser mínimo. Al mismo tiempo, en la actualidad el terreno no se encuentra en uso por la agricultura.

En las cercanías del área seleccionada existe un asentamiento poblacional del que potencialmente podrían obtenerse los 50 trabajadores/año que esta tecnología demanda para operación y mantenimiento [17] . Las condiciones del área propuesta tienen relación con el inicio de la ejecución de una central energética paralizada en la década de 1990 en las cercanías de la ciudad de Cienfuegos.

Técnicamente, las CTS con acumulación son completamente despachables y pueden seguir la curva de demanda con un factor de planta muy superior al 50% todo el año [17] . Por otro lado, son capaces de entregar energía firme a la red gracias a su capacidad de almacenamiento y su capacidad de hibridar con plantas de biomasa u otras renovables o convencionales, lo que las hace ser idóneas en países con un consumo energético creciente. En este sentido se debe tener en cuenta que el factor de utilización es superior al 41% gracias a su capacidad de acumulación [7 , 17] .

De igual forma se acoplan perfectamente en un esquema de cogeneración a la vez que puede formar parte de la generación base. Contribuyen a la estabilidad de la red gracias a la gran inercia de los generadores, permiten una mejor integración de las renovables variables como la eólica y la solar fotovoltaica [30] . La producción de electricidad con las CTS es muy estable y predecible [4 , 7 , 17 , 20] . Desde el punto de vista tecnológico, como se ha visto, es una tecnología madura [17] . Según [21] en el 2011 aún no era comercial, sin embargo según IRENA en el 2016 los CSP y las TS eran las tecnologías comercialmente dominantes dentro de las termosolares [8] . En el sentido comercial se sabe que depende en una medida importante el hecho de que hoy China ejerce una fuerte competencia en la fabricación de estas tecnologías [13-15] , [27] , [31] .

El balance energético de esta tecnología es positivo toda vez que genera mucho más que la energía que consume para su funcionamiento, de hecho, prácticamente no consume energía de la red. Al mismo tiempo las CTS tienen las ventajas de una fuente de acumulación de energía con lo que esta se puede emplear en los horarios picos de demanda energética. Sin ánimos de eliminar variantes, sino de fijar un punto de comparación, las CTS también tienen las ventajas relativas de poder ubicarse cercana a la demanda, lo que es más difícil de lograr con las hidroacumuladoras puesto que casi nunca los grandes centros de consumo se encuentran en regiones montañosas con potencial hídrico adecuado.

Para la evaluación técnica se ha considerado una planta del tipo Andasol 1 y para el análisis económico se han tomado las premisas de análisis de los proyectos con fuentes renovables de

energía aprobadas por la UNE y llevadas a cabo por la Empresa de Hidroenergía en la evaluación de sus proyectos hidroenergéticos y fotovoltaicos. Se estima que la vida útil del proyecto sea de 40 años [17] , [7] , sin embargo en este análisis se tomará 30 años pues el desarrollo de estas tecnologías inició en los años 1980 (30 años atrás) y se trata de evaluar en las condiciones menos favorables.

Premisas de análisis económico:

- Capacidad de turbina: 49,9 MW
- Generación anual de Energía: 181.831.000 kWh
- Monto de la inversión: 300 MM€ **2** ˜ 324 MMUSD
- Precio de venta de electricidad: 270 $/MWh **3**
- Eficiencia anual media de conversión de radiación a energía eléctrica: 16 %
- Horas de Operación al año (a plena carga): 3.664 h
- Producción evitada de CO 2 :152.000 t/año (España), 156.350 t/año (Cuba) **4**
- Capacidad de Almacenamiento: 1.010 MWht **5** equivale a 7.5 h a plena carga
- Energía aportada por el campo solar: 437.646.000 kWht/año
- Tamaño del campo solar 510.120 m 2
- Radiación normal directa anual recibida: 2.136 kWh/m 2 año
- Eficiencia anual de conversión de radiación a vapor en el campo solar: 43%
- Tasa de descuento nominal 7%, 30 años de vida útil del proyecto, 50% relación de la deuda con una tasa de interés nominal de 3.5% durante 15 años
- Costos de Operación y Mantenimiento de 0,02-0,03 USD/kWh

RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

En la determinación de los indicadores de rentabilidad de este proyecto se ha empleado el software de evaluación de proyectos energéticos RetScreen Expert © [32] , algunas referencias especializadas [19] , [8] , así como las herramientas de cálculo basadas en Excel © desarrolladas por la Empresa de Hidroenergía en el 2016 [33] para la evaluación de los proyectos con fuentes renovables de energía.

2 Según BCC 1€ = 1.08 CUC, 1 CUC = 1 USD
3 Según premisas aprobadas: 270 $/MWh; 120 CUC/MWh; 170 CUP/MWh. UNE Acuerdo. 46, 3/2016
4 El factor de emisión de CO 2 en Cuba es de 0.862 t/MWh
5 MWht cantidad de energía referida al portador térmico en 10 6 W térmicos, MWh energía eléctrica

En la tabla 1 se muestran los principales indicadores económicos bajo el supuesto de realización del proyecto en el presente (2017) y en un escenario futuro (año 2025). Puede notarse que, desde el punto de vista económico, constituye en un proyecto factible tanto en la actualidad como en una previsión futura. Los beneficios obtenidos al incorporar una planta de este tipo en el SEN cubano son superiores a los 41MMUSD en la actualidad y a 623 MMUSD en 2025 con rentabilidades actuales y futuras por encima del 8% y 44% respetivamente.

El período de recuperación se prevé disminuya de 14 años en 2017 a solo 4 años en 2025 bajo los supuestos planteados. De igual forma se prevé un aumento de la relación beneficio costo de 1,2 a 7,7 lo cual puede apreciarse en el aumento del VAN. Desde la óptica de estos indicadores esta tecnología podría resultar más ventajosa económicamente que otras que se emplean en la actualidad como la solar fotovoltaica, con el incentivo de que la termosolar es despachable toda vez que almacena energía.

Tabla 1. Resultados de la evaluación económica actual y futura. Autores 2017

INDICADOR	VALOR	
ACTUAL (2017)	FUTURO (2025)	
VAN Valor Actual Neto	$ 41.336.089,00	$ 623.630.072
TIR Tasa Interna de Retorno (Capital)	8,6%	44,7
TIR Tasa Interna de Retorno (Activos)	3,9%	24,2
PRS Período de Recuperación Simple	14,1 años	4,1
B-C Relación Beneficio-Costo	1,2	7,7
LCOE Costo nivelado de la energía	0,173 $/kWh	0.102 $/kWh

El costo nivelado de la energía (LCOE **6**) calculado disminuye hacia el 2025 en 71 $/MWh lo que representa un 59% respecto al valor actual. Cabe destacar que el

6 Conceptualmente, es el precio al que debe venderse la electricidad para no tener ni pérdidas ni ganancias 19. IRENA, *"RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES"* , in *June 2012.* , P. Sector, Editor. 2012, IRENA: www.irena.org.

valor calculado se aproxima al citado por IRENA [8] para el mismo período de tiempo, lo cual corrobora los resultados obtenidos en este estudio. Se conoce que una de la principales desventajas de este tecnología es que es intensa en capital [8] , sin embargo, como puede verse en la tabla 2 hacia el 2025 se prevé una bajada de los costos a 3700 USD/MW lo que representaría una disminución del 33% respecto al 2015. El LCOE podría llegar a ser de 0.09 USD/kWh bajo las premisas planteadas por IRENA [8] . Desde el punto de vista macroeconómico provoca grandes inversiones con capital foráneo, además crea muchos puestos de trabajo tanto en la fase de fabricación como en operación y mantenimiento [17] aspectos que también deben ser considerados adecuadamente.

Tabla 2. Costos actuales y futuros previstos. Adaptado de IRENA 2016 [8]

Global Weited Average Data	Investment costs (2015 USD/kW)		Percent Change (%)	Capacity Factor (%)		Percent Change (%)	LCOE USD/kWh		Percent change (%)
	2015	2025		2015	2025		2015	2025	
Solar PV	1810	790	-57	18	19	8	0,13	0,06	-59
CSP (PTC: Parabolic trough colector)	5550	3700	-33	41	45	8,4	0,15 -0,19	0,09 -0,12	-37
CSP (ST: Solar tower)	5700	3600	-37	46	49	7,6	0,15 -0,19	0,08 -0,11	-43
Onshore wind	1560	1370	-12	27	30	11	0,07	0,05	-26
Offshore wind	4650	3950	-15	43	45	4	0,18	0,12	-35

CONCLUSIONES

Bajo las premisas de evaluación de proyectos con FRE en Cuba, una CTS con acumulación de energía del tipo Andasol 1 podría integrarse al SEN de forma que aumente la flexibilidad y las garantías de suministro del mismo evitando al mismo tiempo la quema de combustibles fósiles. La DNI en Cuba permite que una planta de este tipo sea posible en varias regiones con valores superiores a los 2.100 kWh/m 2 año, muchas de estas regiones coinciden con las de máxima demanda energética en el país. Esta característica, de conjunto con la capacidad de almacenamiento, permite que pueda seguir la curva de demanda a la vez que facilita una mejor integración de las FRE variables como la eólica y la solar fotovoltaica al SEN. Además, su empleo sola, combinada o mediante cogeneración hace que aumente la flexibilidad del SEN al tiempo que reduce los costos de generación. Por otro lado, la distribución anual aplanada de la DNI en Cuba hace que la generación sea prácticamente constante en todo el año, garantizando la disponibilidad energética con un factor de planta superior al 41%. Desde la óptica económica los altos costos de inversión de esta tecnología no constituyen *per se* un impedimento a su realización toda vez que los resultados muestran que es factible su construcción en las condiciones actuales y futuras obteniéndose beneficios superiores a los 41 MMUSD en la actualidad y a 623 MMUSD en 2025 con rentabilidades actuales y futuras por encima del 8% y 44% respetivamente. El valor del LCOE en las condiciones actuales de 0,173 $/kWh es superior al precio ponderado de energía en CUC (0,15 $/kWh), sin embargo, los análisis muestran que en el 2025 podría ser de 0,102 $/kWh.

BIBLIOGRAFÍA

1. MINCEX, "Cartera de Oportunidades de Inversión Extranjera. Oportunidades de Invesión extranjera en el sector de las energías renovables". 2015, Ministerio de la inversión Extranjera y Colaboración: www.mincex.cu . p. 4. 108 p.

2. SMITH, C. "History Of Solar Energy". 2017 [cited 2017 5/10/2017]; Available from: www.solarenergy.com/info-history.htm p. 3-5.

3. TIMES, T.N.Y., "American Inventor Uses Egypt's Sun for Power", in The New York Times. 1916, The New York Times: The New York Times, July 2. p. 1.

4. TÉLLEZ, F. "Energía solar termoeléctrica: tipologías y primeros pasos del surgimiento comercial". CIEMAT. http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/2007-2008/aula%2016.04.2008.pdf . 2008.

5. GREENPEACE, "SOLAR THERMAL POWER. 2020 EXPLOITING THE HEAT FROM THE SUN TO COMBAT CLIMATE CHANGE". European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA), 2003.

6. HORTA, R.F.e.a., "Iluminar la noche con la radiación solar". . *Revista Cientifico Popular Energía y Tú* 2013. p. 63. Julio-septiembre de 2013. Cuba : p. 10-12.

7. SOLARMILLENIUM, "The parabolic trough power plants Andasol 1 to 3. The largest solar power plants in the wolrd-Technology premiere in Europe". 2008: www.solarmillenium.de .

8. IRENA, "The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025". 2016.

9. ENERSTAR. "Planta solar CEME 1. Antecedentes y situación actual". 2017.

10. ABELLA, V. "Dubái decidido a lograr un precio de CSP históricamente bajo en oriente próximo con su primera central". 2016.

11. HASHEM, H. "Kuwait: ¿Un mercado de CSP en el que merece la pena entrar?". 2014; Available from: www.csptoday.com/mercados/kuwait:-¿Un-mercado-de-CSP-en-el-que-merece-la-pena-entrar .

12. HASHEM, H. "Se anuncian los licitadores para el proyecto de CSP Shagaya". 2014; Available from: www.csptoday.com/mercados-emergentes/se-anuncian-los-licitadores-para-el-proyecto-de-csp-shagaya .

13. ABELLA, V., "Ingeteam diseñará la primera central de CSP a gran escala en China; un nuevo sistema de espuma aumenta la eficiencia de almacenamiento", C. TOday, Editor. 2016, CSP Today: www.csptoday .

14. CHEN, K.a.S., DAVID "China will start up solar trmal power plants by 2018", C. Smollinger, Editor. 2016, REUTERS: http://www.reuters.com/article/us-china-power-solar-idUSKCN11K11O .

15. ABELLA, V. "Marruecos llama a licitación de MIDELT; un promotor chino utiliza tecnología australiana". 2016 [cited 2017; Available from: www.csptoday.com .

16. ENERSTAR. "Central Enerstar Villena. Antecedentes y situación actual". 2017.

17. STELA, THE ESSENTIAL ROLE OF SOLAR THERMAL ELECTRICITY A real opportunity for Europe. 2012, European Solar Thermal Electricity Association. . p. pág 7.

18. PACES, S. CSP Projects around the world. IEA. Solar Power and Chemical Energy Systems 2016 [cited 2017 21 de julio de 2017].

19. IRENA, "RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES", in June 2012., P. Sector, Editor. 2012, IRENA: www.irena.org .

20. SALEEM, S.a.U.A., AZZAM. , "Analysis & Design of Parabolic Trough Solar Thermal Power Plant for Typical Sites of Pakistan". IOSR *Journal of Electrical and Electronics Engineering,* 2014. vol 9, Nº 3, p. 26.

21. IDAE, "PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020". 2011, Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía: www.idae.es . p. pp 440.

22. CASTRO, A.e.A., "Factibilidad de la implementación de una Planta Termosolar para la generación de Energía Eléctrica en Torreón. Coahuila, México". in XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos. 2012: Valencia, España. p. 11-13 de julio de 2012.

23. BÁRCENAS, M.a.B., ISRAEL, "Determinación de la distribución de radiación solar sobre el territorio nacional partiendo de la información que brinda la red heliográfica". 2013, Centro de Física de la Atmósfera. Instituto de Meteorología: Instituto de Meteorología.

24. NREL. US Department of Energy. National Renewable Energy Laboratory 2017; Available from: www.nrel.gob .

25. SOLARGIS. Direct Normal Incident radiation. Average Annual sum period 1999-2013. 2014; Available from: http:/solargis.info.

26. NUSRAT KAMAL RAJA, M.S.K., SYED ATHAR MASOOD, MUHAMMAD SHAHEEN., "Design and Manufacturing of Parabolic Trough Solar Collector System for a Developing Country Pakistan". Journal of American Science, 2011.

27. YANG, J.Z.W.Y.Q.Z.H.Q.B., "Feasibility and Potential of Parabolic Trough Solar Thermal Power Plants in Tibet of China", A. 2010, Editor. 2010: Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. China.

28. SOLTURA, M.R., "Primera edición del Mapa de Potencial Eólico de Cuba". Revista Científica de la Energías Renovables. ECOSOLAR. CUBASOLAR, 2007. 21 (Julio-Septiembre 2007).

29. TANAKA, N., "Technology Roadmap. Concentrating Solar Power", in Technology Roadmap. 2010, International Energy Agency: www.iea.org .

30. COCHRAN, J.a.M., MACKAL. and. ZINAMAN, OWEN. and. MILLIGAN, MICHAEL. and. ARENT, DOUG. and. PALMINTIER, BRYAN., "Flexibility in 21st Century Power Systems". 2014, NREL INT. REPORT: Denver. CO.

31. XINHUA, China's first molten salt solar thermal plant sends power to grid, in XINHUA. 2016: http://news.xinhuanet.com/english/2016-10/23/c_135774891.htm .

32. CANADA, N.N.R., RetScreen Expert Viewer. 26/10/2016. 2016, Minister Of Natural Resoruces Canada 1997-2016.

33. GUTIERREZ. LUIS, L., PEÑA. HIDALGO, RAMÓN., "Herramientas para la elaboración de EOTE y EFTE de proyectos con Fuentes Renovables de Energía". 2015: Dirección de Desarrollo. Empresa de Hidroenergía.

Recibido: Marzo 2018
Aprobado:Julio 2018

MSc. Leonardo Peña Pupo. Empresa de Hidroenergía