



Diseño, análisis de costo y comparación de Centrales Termosolares de 30MWe para la Provincia de Buenos Aires

Y.L.B Roa¹, M. F. Montero^{1,2}, J. Fernández Reche³

¹ Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas, UNLP. Yelob3@gmail.com

² UTN Facultad Regional La Plata.

³ Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).

Resumen

El objetivo de este trabajo es el estudio de aquellos sistemas que permiten trabajar con energía solar térmica de alta concentración. Como eje central de nuestra investigación, se decidió abordar el estudio, estimación y diseño de una central termosolar de 30MWe de potencia neta nominal. Entre las tecnologías existentes para dichas centrales, se eligieron dos de ellas para realizar el análisis: Central de Torre y Central de Captadores Cilindro-Parabólicos (CCP), con el objetivo de compararlas y tener un primer resultado sobre la conveniencia de una u otra central en la región de estudio, la cual se ubicaría en el Partido de Luján - Provincia de Buenos Aires.

Para poder realizar la comparación entre las centrales, en una primera instancia, se realizó una estimación analítica del área que ocuparía el campo de captadores cilindros parabólicos y luego se realizó el dimensionamiento a partir del software de acceso libre System Advisor Model (SAM). Dicho software se utilizó también para llevar a cabo la simulación de la central de torre. El resultado de ambas simulaciones se presentó en un trabajo previo en el 2° Congreso de Energías Sustentables en Bahía Blanca 2016. En dicho trabajo se utilizaron como datos de entrada los correspondientes a la Provincia de Buenos Aires aportados por el software, ya que resulta difícil contar con datos de radiación directa y difusa que abarquen por lo menos un año, debido a la escases de mediciones en nuestro país. En este trabajo, para realizar el diseño y dimensionamiento, se contó con datos de RDN aportados por el grupo GERsolar de la Universidad Nacional de Luján y datos meteorológicos aportados por el Departamento de Sismología e Información Meteorología de la FCAGLP, ambos correspondientes al año 2011. Se realizó además, una estimación del costo aproximado que implicaría la instalación de dichas centrales.

A partir de este análisis se observó una cierta ventaja de la Central de Receptor Central respecto a la de Captadores Cilindros Parabólicos, la cual se vio reflejada en una mayor energía anual a lo largo de su vida útil, mayor energía mensual contando o no con almacenamiento térmico y mayor cantidad de horas de producción al año. Como así también un menor costo en su instalación y menor costo en el kWh inyectado a la red.

En etapas posteriores, se elegirán otras tecnologías para llevar a cabo un análisis comparativo determinando eficiencias de prototipos, posibilidades tecnológicas, etc. Se plantea también el estudio de topografía, actividad tectónica del lugar, heliofanía, posibles conexiones de red de agua, etc. para poder instalar este tipo de centrales.

Palabras Claves: Energías Renovables, Centrales Termosolares.

Introducción

Las centrales termosolares son un tipo de tecnología para producir electricidad que se basan en el empleo de espejos que concentran la radiación solar directa a un receptor por el cual circula un fluido. Éste al calentarse transfiere su calor a un sistema que convertirá la energía térmica en electricidad. Este tipo de tecnologías tienen como gran ventaja a un recurso renovable: el Sol (Teske y Leung).

En este trabajo se llevó a cabo el estudio de dos de ellas: Central de Torre y Central de Captadores Cilindro Parabólico (CCP).



Una central de torre utiliza un gran campo de espejos denominados heliostatos para enfocar y concentrar la luz solar en un receptor situado en la parte superior de una torre. Un fluido se calienta en el receptor y se usa para generar vapor que, a su vez, se utiliza en un generador de turbina convencional para producir electricidad (kuntz).

Una Central de CCP se basa en captar la energía del sol usando espejos rectangulares curvados en forma de U, orientados hacia el sol. Éstos concentran la energía en tubos que corren paralelos a lo largo de los espejos situados en la línea focal de los mismos y por los cuales circula un fluido que se utiliza posteriormente para hervir agua en un generador de turbina de vapor convencional que produce electricidad (Arias y otros).

El objetivo de este trabajo fue el de llevar a cabo el diseño y dimensionamiento de una planta termosolar de 30 MWe de potencia neta nominal, tanto para una central de torre como para una central CCP con un rendimiento del bloque de potencia de 41% y 38% respectivamente, con capacidad de almacenamiento de 6 horas, un múltiplo solar de 2 y 700 W/m² de radiación en el punto de diseño. Además para CCP se realizó una estimación analítica del área que ocuparía el campo solar. La región donde situaría el emplazamiento sería en el partido de Luján, ubicado en la Provincia de Buenos Aires-Argentina, cuyas coordenadas son: Latitud: 34.56° S y Longitud: 59.1° W.

Métodos

La estimación de la central de CCP se realizó para una potencia neta de 30 MWe con un rendimiento del 38%, por lo que su potencia térmica nominal fue de 78.9 MWt.

El ángulo de incidencia calculado para la región en cuestión fue $\theta=34.5^\circ$. La orientación elegida para el cálculo fue Norte-Sur, la cual si bien varía mucho de un mes a otro, siendo máxima en verano y mínima en invierno, proporciona anualmente más energía útil que la orientación Este-Oeste.

Para llevar a cabo la simulación de las centrales, se recurrió al software System Advisor Model (SAM), versión 2016.3.14, de libre acceso y el cual ha sido desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL), el cual permite realizar una predicción de la producción eléctrica y financiera de diferentes tipos de instalaciones. El programa tiene implementado modelos para dimensionar los cuatro tipos de variantes tecnológicas de energía solar térmica. Resulta necesario conocer las variables meteorológicas del emplazamiento escogido: radiación directa y difusa, temperatura, presión, velocidad y dirección del viento, albedo, entre otras. Cabe destacar que se contaba únicamente con datos de radiación directa y difusa obtenidos del grupo GERsolar de la Universidad Nacional de Luján, siendo las variables meteorológicas restantes aportadas por el Departamento de Sismología e Información Meteorología de la FCAGLP. Además de las variables meteorológicas se deben especificar datos de entrada como ser múltiplo solar, punto de diseño, el fluido a utilizar y sus características, etc.

Para realizar el análisis financiero se han utilizado planillas Excel para ambas centrales, correspondientes al año 2012 proporcionada por NREL, donde se incluyen y se calculan los costos de las mismas a partir de conocidos los de una central de referencia.

Resultados y discusión

De la estimación se obtuvo que el campo solar para la central CCP ocuparía un área de 64.7 has. compuesto por 109 filas paralelas con un total de 4 captadores por fila. Mientras que de la simulación a partir de SAM resultó, para el campo solar, un total de 91.4 has. y la central con todos sus componentes un total de 127.8 has. Para la central de torre en cambio, el campo solar ocuparía un total de 179.2 has, y el área total de la central con todos sus componentes sería de 197.5 has.

En la figura 1 se presenta la energía anual producida por ambas centrales. Dicho

análisis se lleva a cabo a lo largo de la vida útil de las mismas, siendo de 25 años, considerando una tasa de degradación cero. Resulta evidente que la central de torre nos estaría entregando mayor energía a lo largo de su vida útil, superando 70 GWh, que la central de CCP la cual se encuentra por debajo de los 62 GWh.

A modo de comparar mensualmente la energía producida por cada central se expone la figura 2, en la cual se puede observar que la central de torre, durante los meses de Enero y Noviembre la producción supera las 9 GWh y en diciembre los 10 GWh. Esto se debe a la gran proporción de días soleados en estos meses, mientras que para la central de CCP únicamente en el mes de diciembre se supera los 9 GWh.

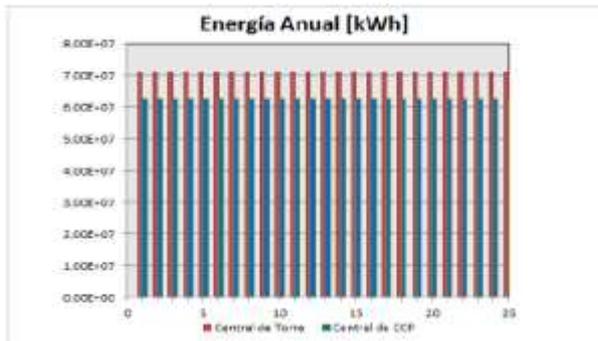


Figura 1: Energía Anual para ambas centrales.

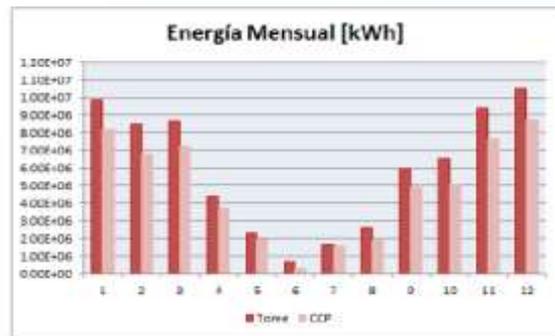


Figura 2: Comparación de la energía mensual entre centrales.

En las figuras 3 y 4 se presentan en azul, la energía mensual si las centrales contaran con 6 horas de capacidad de almacenamiento, y en rojo, sin contar con capacidad de almacenar. Se puede ver no sólo el carácter estacional que presentan, sino también cómo encuentran su producción altamente condicionada a las horas de sol, si no poseen capacidad de almacenamiento. Además, se observa para el mes de junio, que la producción es menor con almacenamiento, esto podría deberse que las pérdidas producidas al almacenar son mayores que lo que está generando la planta probablemente por la baja radiación incidente en este mes.

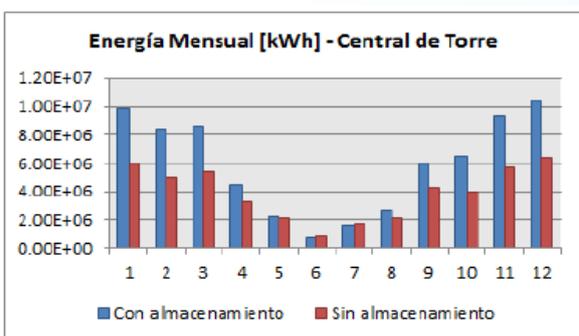


Figura 3: Energía mensual con y sin almacenamiento. Central de Torre.

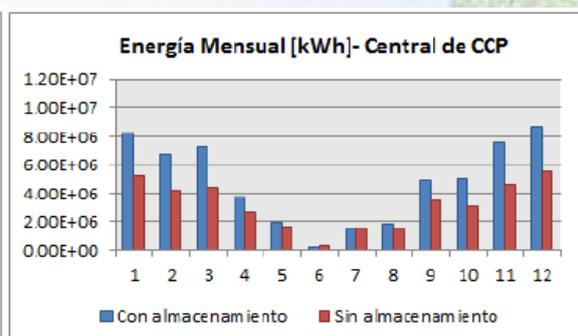


Figura 4: Energía mensual con y sin almacenamiento. Central de CCP.

En la figura 5 se puede ver la potencia neta promedio entregada a la red a lo largo de un año, se observa que, si bien la central de CCP alcanza valores mayores de potencia neta, lo hace una menor cantidad de horas al año en comparación con la central de torre.

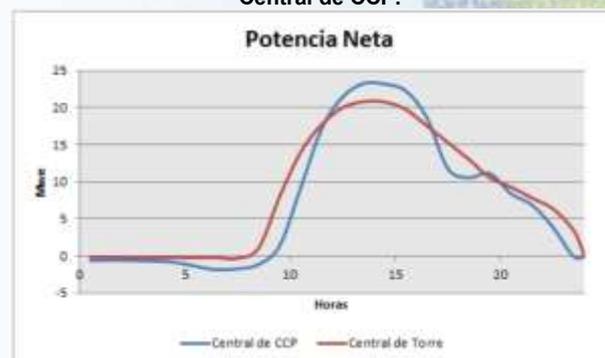


Figura 5: Comparación de potencia neta entre ambas centrales.

Para finalizar, del análisis financiero de los costos obtenidos a partir de SAM para cada central se obtuvieron las figuras 6 y 7, las cuales representan el porcentaje de inversión de cada sistema respecto al total. De estas figuras se observa que el campo solar corresponde al sistema que abarca la mayor parte de la inversión total de las centrales.

Además se obtuvo que el costo final de la electricidad fue de 38.08 ¢/kWh para la central de CCP y de 36.37 ¢/kWh para la central de torre, diferencia que se debe a la mayor eficiencia que posee esta última.



Figura 6: Porcentaje de inversión de cada sistema.
Central de Torre.

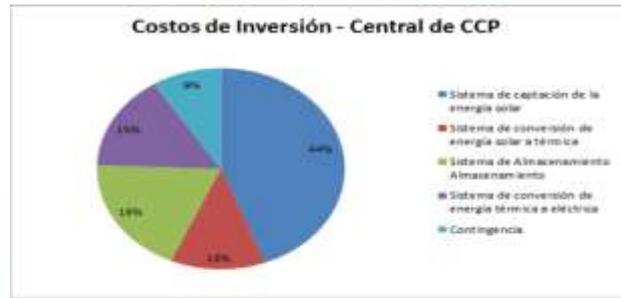


Figura 7: Porcentaje de inversión de cada sistema.
Central de CCP.

Conclusiones

De los resultados obtenidos se pudo ver una cierta ventaja para la central de torre respecto a la de CCP. Se obtuvo que, si bien una central de CCP nos estaría entregando una mayor potencia neta, la central de torre lo hace en un lapso mayor traduciéndose en una mayor energía mensual y por lo tanto anual. Dicho resultado era de esperar, dado que las centrales de torre cuentan con una mayor eficiencia respecto a las de CCPs. Además, se puede ver, la fuerte influencia que tienen los datos de entrada a la hora de llevar a cabo este tipo de simulaciones, observándose no solo en la variación estacional que presenta la energía mensual entregada sino también en cómo se encuentra condicionada la producción si no se contara con almacenamiento térmico.

En cuanto al aspecto financiero, la central de torre resulta conveniente en comparación con la de CCP, tanto en su costo de instalación, como en el costo final de la electricidad siendo para esta última 36.37 ¢/kWh mientras que para la de CCP fue de 38.08 ¢/kWh. Dado que no se cuenta con plantas de este tipo instaladas en Argentina, y por lo tanto los costos de instalación de dichas centrales resultarían difíciles de conocer, los valores presentados se obtuvieron a partir de las planillas excel proporcionadas por NREL que corresponden a valores de costos de Estados Unidos para el año 2012.

Agradecimientos

Al Grupo GERsolar de la Universidad Nacional de Luján.

Al Departamento de Sismología e Información Meteorología de la FCAGLP.

Referencias

Arias, S., T. Domínguez Aufrán, J.R. Fernández García-Revilla, V. Fernández Quero,

S. G. Garrido, S. Remke, R. Sánchez Martín y E. Zarza Moya. 2012. Guía técnica de la Energía Solar Termoeléctrica. Madrid.

Kuntz Falcone, P. 1986. A handbook for Solar Central Receiver Design. Informe técnico. Sandia Report SAND868009.



Dr. Sven Teske (Greenpeace International) and Janis Leung (ESTELA). Solar Thermal Electricity: Global Outlook 2016.

SolarPACES (Solar Power And Chemical Energy Systems). <http://www.solarpaces.org>

System Advisor Model (SAM) help. <https://sam.nrel.gov/documentation>