

Estudio del acoplamiento de diferentes configuraciones de ciclo combinado con planta solar de canal parabólico

Study of Different Configurations of ISCC Parabolic Through

Durán-García María Dolores

Facultad de Ingeniería
Universidad Autónoma del Estado de México
Correo: mddg_2210@hotmail.com

Almanza-Salgado Rafael

Instituto de Ingeniería
Universidad Nacional Autónoma de México
Correo: ras@pumas.iingen.unam.mx

Martínez-Cienfuegos Ivan Galileo

Facultad de Ingeniería
Universidad Autónoma del Estado de México
Correo: igmartinez@uaemex.mx

Información del artículo: recibido: diciembre de 2013, reevaluado: enero y marzo 2014, aceptado: abril 2014

Resumen

Este trabajo presenta el estudio del acoplamiento de una planta solar con ciclo combinado. Se estudian diferentes configuraciones considerando la planta solar como el economizador o el sobrecalentador de la caldera de recuperación de calor. El objetivo es obtener el diseño óptimo, desde el punto de vista termoeconómico de la caldera, incluyendo la planta solar, determinando los parámetros de diseño optimizados para ambos sistemas. Se aplica una metodología empleada en trabajos previos para la optimización de ciclos combinados, pero incluyendo ahora la planta solar. Asimismo, se realiza un análisis de sensibilidad con respecto a la variación de radiación solar, tomando un día promedio del mes de mayo. Como resultado se obtiene el rendimiento y costo óptimos de las configuraciones analizadas.

Abstract

This paper presents the study of the coupling of a solar plant with a combined cycle. Different configurations are analyzed considering the solar plant as economizer or superheated boiler with heat recovery. The goal is to obtain the thermoeconomic optimal design of the boiler, including the solar plant, so determining the optimized design parameters for both systems. The methodology used in previous papers to optimize the combined cycle was used, but now including the solar plant. Also, a sensitivity analysis with respect to the variation of solar radiation is conducted, taking the average day of May. As a result, the best performance and cost of the obtained configurations is analyzed.

Descriptores:

- planta de canal parabólico
- planta solar integrada a un ciclo combinado
- análisis termoeconómico

Keywords:

- integrated solar combined cycle plant
- parabolic trough plant
- thermoeconomic analysis

Introducción

La electricidad generada a partir de energía solar-térmica (*Solar Thermal Electricity*, STE) es una tecnología probada con más de 30 años de experiencia esperando que sea competitiva con las centrales térmicas de combustible fósil para el 2020 (Llorente *et al.*, 2011; IEA, 2011). Esta tecnología está disponible principalmente a partir de plantas tipo CSP (*Concentrating Solar Power*) instaladas en regiones áridas o semi-áridas.

Actualmente existen cuatro tecnologías comerciales disponibles de sistemas de concentración solar (CSP); dos de ellas, el canal parabólico y el concentrador *Fresnel linear* reflejan la radiación solar hacia un concentrador lineal, mientras que las otras dos la concentran en un punto.

A finales de 2010, había 1318 MW de capacidad instalada acumulada de CSP en todo el mundo. Hasta ese año, España fue el líder mundial en instalaciones termosolares, con 450 MW de capacidad adicional, acumulando 55.4% de la capacidad instalada en todo el mundo. Mientras tanto, Estados Unidos añadió 78 MW de potencia CSP, para un total de 38.5% de la capacidad acumulada mundial, mientras que otros países como: Irán (5.0%), Israel (0.5%), Australia (0.2%) y Alemania (0.1%) juntos sumaron un porcentaje menor (U.S. DE, 2011).

La tecnología CSP del tipo canal parabólico es la única que ha demostrado su funcionamiento comercial a largo plazo, esto se debe a su corto tiempo de puesta en marcha y gran tiempo de operación (más de 30 años). Actualmente existen alrededor de 29 plantas en operación y más de 1220 MWe instalados, lo que corresponde a 96% del total de sistemas CSP instalados (Llorente *et al.*, 2011).

Así pues, el potencial de los CSP, principalmente de canal parabólico y torre central, es muy grande y se tiene la expectativa de que su capacidad instalada se incremente considerablemente en los próximos años, debido a la disminución de precios. De acuerdo con IEA-ETSAP e IRENA (2013), se espera que para 2015, derivado de los desarrollos tecnológicos y la economía de escala, el costo de generación con este tipo de tecnologías disminuya 15%, y para el 2020 podría disminuir entre 30 y 50%. Este mismo reporte sugiere que el éxito de los sistemas CSP se verá sumamente apoyado con la hibridación de estos con plantas térmicas que emplean combustibles fósiles, particularmente ciclo combinado con turbina de gas y de vapor (conocidos como ISCC), como el que se presenta en este trabajo. Por su parte, el GEF (2006), en su programa operacional incluye la demostración de la viabilidad de estos sistemas con la in-

stalación de una planta con 31MW solares y 530MW de ciclo combinado en la región de Agua Prieta, Sonora, México.

Con respecto a la hibridación de sistemas con plantas térmicas de combustibles fósiles, se realizaron diversas investigaciones (Montes *et al.*, 2011; Nezammahalleh *et al.*, 2010) sobre la combinación de plantas solares con ciclo combinado (ISCC), las cuales emplean la energía solar como energía suplementaria a la que proviene de la turbina de gas; esto permite un incremento de la potencia generada por la turbina de vapor, y una compensación de la disminución del rendimiento de la turbina de gas bajo ciertas condiciones ambientales (Valdés *et al.*, 2006a). En la mayoría de las configuraciones propuestas el campo de canal parabólico se puede utilizar como el economizador de la caldera de recuperación de calor (Montes, 2008).

Tomando los trabajos mencionados como precedente, el objetivo de este artículo es presentar un análisis de diferentes configuraciones de plantas de canal parabólico con *generación directa de vapor* (GDV) integradas con ciclo combinado.

Ahora bien, se propone la generación directa de vapor porque se considerará al campo solar como el economizador o el sobrecalentador de la planta, por lo que no habrá flujo bifásico en el absorbedor del concentrador. Además, existen varios trabajos que han estudiado la generación directa de vapor (Lentz y Almanza, 2006; Zarza, 2006), que muestran que esta es factible tanto a baja como a alta presión. También está el de Montes (2008), en el cual se compara el desempeño de una planta solar GDV con aquella que utiliza aceite Therminol VP-1 como fluido de trabajo, concluyendo que la GDV presenta un mayor rendimiento energético y exergético porque no requiere un intercambiador de calor.

En cuanto al análisis térmico de la planta solar, distintos trabajos lo realizan, como el de Bakos *et al.* (2001), que muestran la variación del rendimiento del colector parabólico como función del fluido de transferencia de calor. Asimismo, el de Tyagi *et al.* (2007) que está relacionado con el análisis por segunda ley de este tipo de sistemas. Sin embargo, existen pocos trabajos relacionados con el análisis termoeconómico y la optimización de los mismos (Baghernejad y Yaghoubi, 2011). Por esta razón se eligió realizar este análisis, considerando además que en trabajos previos (Valdés *et al.*, 2003; Durán *et al.*, 2013) se ha realizado este tipo de análisis a otros sistemas y se han obtenido resultados más realistas.

En trabajos previos realizados por los autores (Durán, 2004), se desarrolló un modelo de optimización termoeconómica con algoritmos genéticos que se aplicó a plantas de *ciclo combinado* (CC), por lo que se propone

Download English Version:

<https://daneshyari.com/en/article/274831>

Download Persian Version:

<https://daneshyari.com/article/274831>

[Daneshyari.com](https://daneshyari.com)