

PRODUCCIÓN DE CALOR SOLAR EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA INTEGRACION EN PROCESO EXISTENTE

Orta R.

Ingeniero Industrial, MSC en Energías Renovables (ERMA) por la UPM – ETSIDI
Madrid, 28005, España, ortasensio@gmail.com

RESUMEN

Las condiciones de operación y las características de los fluidos empleados en algunos procesos de la industria petroquímica, permiten considerar los sistemas de concentración solar como alternativa viable a la producción de calor con combustibles fósiles. Este artículo desarrolla el diseño de una instalación solar térmica de concentración, mediante concentradores cilindro-parabólicos, destinada a reducir el consumo de gas natural en un complejo industrial de producción de polímeros. La potencia requerida al campo solar, derivada del consumo normal de energía térmica, por parte del proceso industrial, es 2621 kW. El diseño toma en cuenta las limitaciones de espacio, orientación, el recurso solar y maximiza el uso de los equipos existentes. La instalación resultante logra cubrir un 23,3% teórico de la demanda energética con un espacio ocupado de 12600 m².

PALABRAS CLAVE: Concentración solar, calor de proceso, integración, industria petroquímica, captadores cilindroparabólicos.

ABSTRACT

Operating conditions and fluid characteristics used in some process of petrochemical industry allow considering solar concentrating system as an alternative to heat production by means of fossil fuels. This article describes a solar thermal facility, with a field of parabolic trough collectors, designed to reduce the consumption of natural gas of a polymer production industrial complex. Power demanded to the solar field is 2621 kW, based on normal thermal energy consumption of the industrial process. Design takes into account space limitations, surface orientation and solar resource. Additionally, use of existing equipment is maximized to minimize the CAPEX. Final design results in a facility able to generate the 23,3% of the current thermal energy demand with a required surface of 12600 m².

KEYWORDS: Solar concentration, process heat, integration, petrochemical, oil and gas, parabolic trough collectors.

INTRODUCCION

Una gran parte de las iniciativas para el uso de las energías renovables está enfocada a la generación de energía eléctrica. De entre todas las tecnologías disponibles, la concentración solar térmica, que se sirve de un fluido calo-portador para conducir la energía obtenida del sol, permite ampliar el abanico de aplicaciones y considerar la posibilidad de producir el calor que necesitan algunos procesos de la industria, como la industria petroquímica.

El objetivo de este artículo es exponer el diseño y evaluar la viabilidad técnica y económica del uso de un campo de concentradores cilindro-parabólicos, en un proceso existente, con el fin de reducir el consumo de gas natural en los hornos convencionales, así como las emisiones de CO₂.

La diferencia con otros diseños similares radica en que este estudio parte de un proceso ya en operación, diseñando el campo solar considerando las limitaciones de espacio en el complejo petroquímico real, la orientación de las parcelas disponibles, buscando a la vez, aprovechar al máximo los equipos (tuberías, sistemas de bombeo, recipientes de expansión, etc.) ya instalados.

Los parámetros que han influido en la selección del proceso a ser “solarizado” son: por un lado, la ubicación, en la costa oriental de Arabia Saudita, con una disponibilidad excepcional del recurso solar, y el tipo de proceso en sí, que se sirve de un fluido térmico operando en condiciones de trabajo similares a los sistemas actuales de producción de energía por concentración solar.

DESCRIPCION DEL PROCESO INDUSTRIAL:

El complejo industrial objeto de este artículo está ubicado en la región de Al Jubail, en la costa oriental de Arabia Saudita. Este complejo es una instalación industrial petroquímica destinada a la fabricación de diversos polímeros, entre ellos el plástico ABS. En la producción de este material, en una de las fases de su procesado, el polímero ha de permanecer por encima de una determinada temperatura para asegurar su viscosidad y fluidez, lo que permite su bombeo con un coste energético óptimo además de impedir solidificaciones no deseadas que deriven en taponamientos o averías afectando a la producción y seguridad de la planta. La energía térmica necesaria para asegurar la temperatura de procesado del polímero, se aporta desde unas camisas externas a los equipos de producción y tuberías de transporte del polímero fundido. Por estas camisas circula un aceite térmico responsable de suministrar el calor necesario. Este aceite térmico se circula por un circuito cerrado hasta un horno, alimentado por gas natural, donde se aumenta su temperatura para compensar las pérdidas sufridas a lo largo de todo el sistema de calentamiento.

Este sistema cuenta con un control de temperatura para evitar un sobrecalentamiento del aceite térmico por encima de los 345°C con el fin de prevenir la degradación que podría sobrevenir por exceso de temperatura, afectando a sus propiedades y, por tanto, a las condiciones de trabajo del polímero. Un esquema conceptual del sistema se muestra en la siguiente figura.

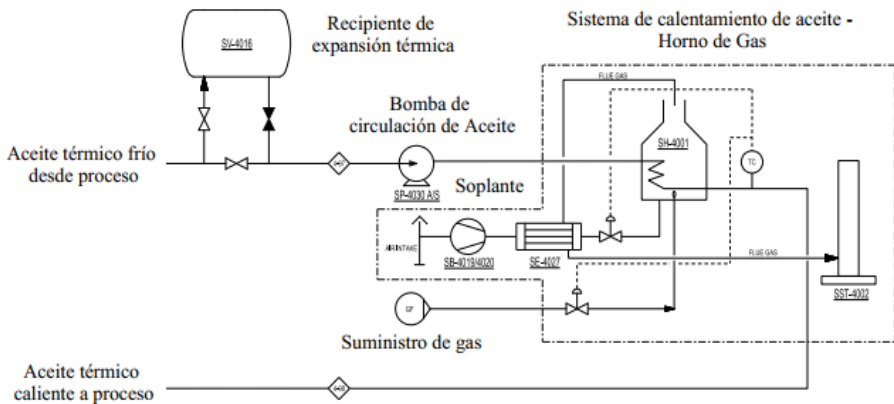


Figura 1 Esquema de funcionamiento del sistema de aceite térmico (hot oil).

DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACION

Para el diseño de la instalación de producción de calor por concentración solar se ha de abordar el dimensionamiento de los siguientes elementos principales: el campo solar de concentradores cilindro-parabólicos (CCP), la selección del fluido térmico adecuado a las condiciones de operación y el sistema de bombeo y conducción del aceite térmico. Previamente, en base a la demanda energética y la potencia instalada del sistema actual, se ha de definir el punto de diseño de la instalación solar.

Punto de Diseño.

La unidad de producción de polímero ABS, que opera con dos trenes idénticos paralelos, trabaja 24 horas al día. La potencia térmica requerida al horno de gas natural que calienta el fluido térmico es 2621 kW en condiciones base. El proceso de fabricación de polímero, siendo continuo, presenta unos picos de demanda relacionadas con etapas puntuales (calentamiento de la carga a los reactores) de 6000 kW, siendo este el valor que define la potencia nominal del horno de gas natural.

Al no prever un sistema de almacenamiento térmico (por disponibilidad de espacio y minimización de costes de la instalación) el punto de diseño del campo solar se corresponderá con la demanda de base del sistema: 2621 kW. Una potencia instalada superior podría derivar en un aporte energético adicional no deseado al fluido térmico con los problemas que podrían derivar tal y como se expone más adelante.

Recurso Solar

Los datos de radiación solar directa, horarios para un día tipo del mes, se han extraído de la base de datos de PVgis, el sistema de información geográfica fotovoltaica, disponibles en el sitio web: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Diseño del Campo Solar

Para el diseño del campo solar entran en juego una serie de factores limitantes: el área libre en las diferentes parcelas disponibles, su geometría (longitud y anchura) y orientación, así como el tamaño del captador cilindro-parabólico responsable de calentar el fluido térmico.

Los captadores considerados en el diseño corresponden con los modelos comerciales Eurotrough ET-100 y ET-150 de 100 y 150 metros de longitud respectivamente. Una mayor longitud de captador implica una mayor temperatura de salida del fluido a una radiación, caudal de circulación y orientación dadas. En la siguiente figura se muestran las características constructivas y ópticas de los dos captadores:

EuroTrough Model	ET100	ET150
Focal Length	1.71 m	1.71 m
Absorber Radius	35 mm	35 mm
Aperture Width	5.76 m	5.76 m
Aperture Area	552 m ²	828 m ²
Collector Length	99.5 m	148.5 m
Number of Modules per Drive	8	12
Number of Glass Facets	224	336
Number of Absorber Tubes	24	36
Mirror reflectivity	94%	94%
Weight of steel structure and pylons, per m ² aperture area	19.0 kg	18.5 kg

Figura 2 Características captadores CP EuroTrough

Uno de los componentes de los captadores es el tubo absorbedor, en el cual se concentran los rayos solares reflejados que aumentan la temperatura del fluido térmico que circula por su interior. Para este estudio se ha seleccionado el tubo PTR-70 de Schott®, que al igual que los captadores Eurotrough, se ha utilizado ampliamente en instalaciones solares.

Se han evaluado dos ubicaciones posibles, con los dos captadores considerados, y configuración con diferentes números de filas. Los resultados para cada una de las opciones se muestran en la siguiente figura.

CONFIGURACION	1	2	3	4	5	6
Captador	ET-100	ET-100	ET-100	ET-150	ET-150	ET-150
Parcela (notas 1 y 2)	Opc 1 y Opc 4	Opc 4	Opc 4	Opc 4	Opc 1	Opc 1
Sup Ocupada m2	12600	12600	14400	10800	10800	13500
Pot instalada	2422	2420,4	2724,75	2269,65	2271,05	2725,26
Caudal Aceite kg/h	168148	169905	174593	157022	157089	188507
Energía MWh	4838,263	4425,210	5443,046	4150,450	4537,694	5445,233

Nota 1 Opción 1, superficie disponible: 27300 m2 (130 x 210)

Nota 2 Opción 4, superficie disponible: 16000 m2 (100 x 160)

Figura 3 Comparativa entre opciones consideradas

Las opciones 3 y 6, que presentan una producción de energía mayor, han sido descartadas por la temperatura alcanzada a la salida y el exceso de caudal de circulación requerido. Razones que se desarrollan en los apartados siguientes.

Selección del fluido térmico.

El fluido térmico empleado actualmente en la planta es el aceite Therminol 66 ®. Su máxima temperatura de operación permitida para evitar la degradación es 345°C.

Las configuraciones evaluadas para el campo solar implican en todo momento que el aceite térmico superará los 345°C a la salida de los captadores. Los valores alcanzados en las diferentes configuraciones se muestran en la fig. 3. Si bien, esta mayor temperatura de trabajo es deseable para el campo solar con el fin de compensar las pérdidas de calor por el hecho de que el fluido térmico tiene que recorrer circuitos más largos.

Los nuevos valores máximos de operación requieren por lo tanto reemplazar el aceite térmico empleado en la actualidad (Therminol 66 ®) por uno más adecuado: Therminol 68 ®, cuya máxima temperatura de operación es 360°C.

Fluidos capaces de trabajar a mayores temperaturas, como las dadas en la opción 3 de la Fig. 3, presenta unas propiedades térmicas diferentes respecto a las opciones 66 ® y 68 ®, exigiendo rehacer por tanto el balance térmico de la planta en operación, añadiendo un factor de complejidad a este estudio innecesario.

Sistema de bombeo.

Una de las restricciones en el diseño del sistema de producción de calor por concentración solar, es modificar lo menos posible los sistemas de la planta en operación como el equipo de circulación de aceite. Este sistema de bombeo está definido para unas condiciones de caudal y presión dadas.

El caudal manejado en la actualidad es de 0,05 m³/s (180 m³/h), con un caudal máximo de trabajo de 0,061 m³/s (220 m³/h). El caudal requerido por la nueva instalación (total) es de 0,059 m³/s (214 m³/h) estando dentro del máximo admisible. La presión diferencial en las condiciones actuales es de 598189 Pa. (61 m.c.a), el nuevo sistema requiere un incremento adicional de

117617 Pa (12 m.c.a). La potencia eléctrica demandada al motor es de 63 kW, con una potencia instalada de 80 kW. El incremento de potencia necesario para la nueva configuración es de 9,66 kW (potencia total final 72,66 kW). La información del fabricante del modelo de bomba en operación confirma que un cambio en los elementos internos de la bomba (rodete de impulsión) permite garantizar el extra de presión requerido para el nuevo caudal de trabajo sin modificar el modelo de la bomba ni el motor eléctrico.

El tamaño de las tuberías de la sección del campo solar se ha seleccionado de tal manera que presentará unos requisitos de presión adicionales mínimos.

La opción 6 de la Fig.3 implica un cambio completo de bomba, incluyendo el motor. Igualmente, conlleva presiones de trabajo mayores, necesitando la revisión del sistema de tubería instalado en la actualidad.

PRODUCCION ANUAL RESULTANTE.

En el cálculo de la **producción de energía anual del campo solar, 11,7 Tera Julios (4838 MWh según se muestra en la Fig.3)** se han tenido en cuenta datos climatológicos con los que corregir la disponibilidad del recurso en función del número de días de lluvia, tormentas, o tormentas de arena/niebla. La fuente consultada es el Ministerio de Medio Ambiente del Gobierno de Arabia Saudí: pme.gov.sa.

Weather Conditions الأحوال الجوية

عدد تكرار ظاهرة الضباب على محطات الرصد الجوي التابعة
للرئاسة العامة للأرصاد وحماية البيئة لعام 2010 م

NUMBER OF FOG PHENOMENON OBSERVED BY PME METEOROLOGICAL STATIONS 2010

Table-3 جدول 3

Station	Month											
	December	November	October	September	August	July	June	May	April	March	February	January
المحطة	ديسمبر	نوفمبر	أكتوبر	سبتمبر	أغسطس	يوليو	يونيو	مايو	أبريل	مارس	فبراير	يناير
Wajh	0	0	1	4	0	1	4	0	0	0	0	0
Casim	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
Dhahran	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0	5	3
Dammam	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	9	0
Al-Ras	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	1
Madinah	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Makkah	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jazan	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

SOURCE: PME المصدر: الرئاسة العامة للأرصاد وحماية البيئة - إدارة الرصد الجوي

NUMBER OF THUNDERSTORMS (DAYS) OBSERVED BY PME METEOROLOGICAL STATIONS 2010

Dhahran	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
---------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

NUMBER OF SANDSTORMS (DAYS) OBSERVED BY PME METEOROLOGICAL STATIONS 2010

Dhahran	16	14	11	0	1	0	0	0	0	2	2	4
---------	----	----	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---

NUMBER OF NON AVAILABILITY DAYS OF SOLAR RESOURCE 2010

Dhahran	16	14	13	0	1	0	0	0	0	3	7	8
---------	----	----	----	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Figura 4 Días de indisponibilidad del recurso solar

La producción resultante es función de un balance energético entre la radiación directa disponible y las diversas pérdidas que se producen en el sistema. Estas pérdidas son de carácter óptico (rendimiento de espejos, cristales y materiales absorbentes), geométrico (orientación de los captadores CCP) y térmicos (perdida de calor al medio).

Para el cálculo de las pérdidas de calor asociadas al tubo absorbedor PTR-70 de Schott® se ha usado la ecuación desarrollada por el NREL para los tubos de cuarta generación (Burkholder y Kutscher, 2008). El resultado de la producción energética, por mes, se desglosa en la figura incluida a continuación.

INTEGRACION CON EL SISTEMA EXISTENTE

Como se ha expuesto al principio, uno de los factores limitantes a la hora de diseñar esta instalación es maximizar el uso de equipos existentes. Las modificaciones finales al sistema, además de la ya expuesta de modificar el rodete de impulsión de las bombas actuales, implicar añadir un recipiente de expansión adicional por el incremento de volumen de fluido térmico añadido al sistema y una línea de by-pass al horno de Gas Natural actual que operará en serie o paralelo con el campo solar en función de si la temperatura alcanzada en por el fluido térmico es suficiente o se necesita hacer una aportación extra en el horno. La siguiente figura muestra la configuración final con respecto al mostrado en la Fig. 1.

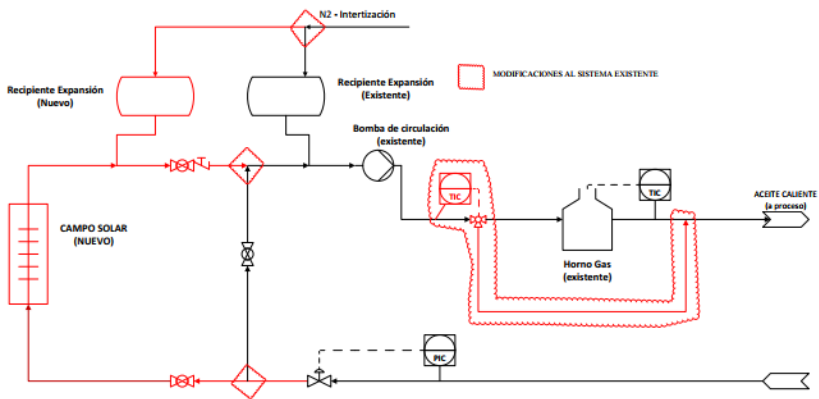


Figura 5 Esquema final del proceso con la instalación solar integrada

CONCLUSIONES

La superficie y el recurso solar disponible permiten diseñar un sistema capaz de alcanzar las condiciones de operación y potencia de base del proceso actual. Este diseño permitiría reducir las necesidades de uso de combustible fósil hasta en un 23,3%. Con un ahorro de emisiones de 1562,6 toneladas de CO₂.

El perfil de operación de la planta, continuo 24 horas al día, así como la existencia de picos en la demanda de energía por parte del proceso, impedirían reemplazar el horno convencional por un sistema exclusivamente solar sin recurrir al almacenamiento. Necesitando para el campo

solar requerido una superficie mucho mayor, así como la inclusión de equipos adicionales aumentando el coste y la complejidad de la instalación.

Este artículo demuestra la viabilidad de integrar tecnologías renovables para la generación de calor de proceso en plantas existentes. Si bien, es aconsejable su inclusión en la etapa conceptual del diseño, permitiendo una mejor selección de espacios y dimensionamiento de equipos, facilitando el acople de estas tecnologías y su optimización.

La viabilidad económica de estos sistemas está asociada al coste del combustible que se esté empleando. En Arabia Saudita, el uso del gas natural, está fuertemente subvencionado, lo que dificulta hacer viable económicamente la inversión.

REFERENCIAS

Burkholder y Kutscher, (2008). Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver, *Technical Report NREL*, Mayo 2009

AGRADECIMIENTOS

La realización del proyecto en el que se basa este artículo no hubiera sido posible sin el apoyo, seguimiento y conocimientos de Eduardo Zarza. A él mi más sincero agradecimiento.