

ENERGÍA TERMOSOLAR EN UNA RED DE CALOR Y FRÍO EN JAÉN. ANÁLISIS DE POTENCIAL Y OPORTUNIDADES DE INTEGRACIÓN EN REDES DE CLIMATIZACIÓN

EL DESARROLLO DE LA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR SE HA VISTO IMPULSADO DURANTE LOS ÚLTIMOS AÑOS POR EL AUMENTO DE PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. A PESAR DE ELLA, ACTUALMENTE EN ESPAÑA EXISTEN POCAS INSTALACIONES TERMOSOLARES PARA APLICACIONES TÉRMICAS, LAS CUALES SATISFACEN PRINCIPALMENTE LA DEMANDA DE CALOR DE PROCESOS INDUSTRIALES O DE CLIMATIZACIÓN DE EDIFICIOS, SIN EMBARGO SU APLICACIÓN EN USOS TÉRMICOS TIENE UN GRAN POTENCIAL DE DESARROLLO EN NUESTRO PAÍS, DONDE EN CIERTAS REGIONES LA DISPONIBILIDAD DE IRRADIACIÓN SOLAR DIRECTA ES MUY ALTA. EL IDAE HA REALIZADO UN ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA SOBRE LA INCORPORACIÓN DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR A REDES URBANAS DE CALEFACCIÓN Y FRÍO, UTILIZANDO UNA RED DE REFERENCIA UBICADA EN JAÉN. LOS RESULTADOS OBTENIDOS PERMITEN CONCLUIR QUE LA INCORPORACIÓN DE INSTALACIONES TERMOSOLARES EN REDES DE CLIMATIZACIÓN ES UNA ALTERNATIVA VIABLE Y ATRACTIVA QUE RESULTA COMPETITIVA A NIVEL TÉCNICO Y ECONÓMICO.

Antecedentes

Actualmente en España, de acuerdo con el censo realizado por ADHAC, existen aproximadamente 270 redes de climatización que suman una potencia total instalada de 1.139 MW conjunta de calor y frío. De las instalaciones urbanas de calefacción y refrigeración existentes, aproximadamente un 30% utiliza energías renovables (principalmente biomasa) y solo una de ellas incorpora energía solar.

Se trata de la red de climatización del Parque Balear de Innovación Tecnológica ParcBIT. Esta red está alimentada por una planta de tri-generación que proporciona electricidad, agua caliente y fría al parque tecnológico y a 5 edificios de la Universidad de las Islas Baleares. El agua caliente se genera en dos motores de cogeneración de 1.460 kWt y 1.115 kWt cada uno, con el apoyo de una caldera de biomasa de 1.000 kWt, una instalación solar de captador plano de 900 m² y una caldera de fuel de 2.000 kWt. El agua caliente se distribuye por la red para satisfacer la demanda de agua caliente y también alimenta a las máquinas de absorción (de 432 kWt y 1.318 kWt) para la generación de agua fría.

La escasa presencia de la energía solar en el mix de generación térmica que abastece estas redes es un dato que sorprende dado el alto potencial de irradiación solar existente en el territorio na-

CONCENTRATED SOLAR POWER FOR A DHC NETWORK IN JAÉN. ANALYSIS OF POTENTIAL AND INTEGRATION OPPORTUNITIES FOR DHC NETWORKS

THE DEVELOPMENT OF CONCENTRATED SOLAR POWER (CSP) TECHNOLOGY HAS RECEIVED A BOOST OVER RECENT YEARS BY THE INCREASE IN ELECTRICITY GENERATION PLANTS. DESPITE THIS, SPAIN CURRENTLY HAS VERY FEW CSP FACILITIES FOR THERMAL APPLICATIONS, LARGELY DESIGNED TO COVER THE DEMAND FOR HEAT IN INDUSTRIAL PROCESSES OR FOR THE TEMPERATURE CONTROL OF BUILDINGS. HOWEVER THEIR APPLICATION FOR THERMAL USE HAS A HUGE DEVELOPMENT POTENTIAL IN THE COUNTRY GIVEN THAT SOME REGIONS HAVE A VERY HIGH AVAILABILITY OF DIRECT SOLAR IRRADIATION. THE INSTITUTE FOR ENERGY DIVERSIFICATION AND SAVING (IDAE) HAS UNDERTAKEN A TECHNICAL-ECONOMIC STUDY ON THE INCORPORATION OF CSP INTO DISTRICT HEATING & COOLING (DHC) NETWORKS, USING A REFERENCE NETWORK SITUATED IN JAÉN. THE RESULTS OBTAINED CONCLUDE THAT THE INCORPORATION OF CSP INSTALLATIONS INTO DHC NETWORKS IS A VIABLE AND ATTRACTIVE ALTERNATIVE THAT IS BOTH TECHNICALLY AND ECONOMIC COMPETITIVE.

Background

According to the census undertaken by the Spanish Association of DHC Networks (ADHAC), there are currently around 270 DHC networks in Spain with a total combined installed capacity of 1,139 MW for heating and cooling. Out of the existing DHC installations, approximately 30% use renewable energy (mainly biomass) and only one incorporates solar power.

This is the DHC network at the Balearic Science and Technological Innovation Park, ParcBIT. This network is supplied by a CCHP plant that provides electricity, hot and cold water to the technological park as well as to 5 buildings belonging to the Universidad de las Islas Baleares. Hot water is generated by two cogeneration motors of 1,460 kWt and 1,115 kWt each, backed up by a 1,000 kWt biomass boiler, a solar installation with a 900 m² flat collector and a 2,000 kWt fuel boiler. The hot water is distributed through the network to cover hot water demand and also to feed the absorption chillers (432 kWt and 1,318 kWt respectively) to generate cold water.

The lack of solar power in the thermal energy generation mix that supplies these networks is a surprise given the high level of potential of solar irradiation existing in Spain.

The incorporation of CSP as a source of heat generation offers an interesting and hitherto untapped alternative to be considered. It is worth noting that in other countries in the north of Europe, the high level of penetration of this technology into DHC networks has at times achieved significant production percentages from solar power. One such example is the Vojens solar installation in Denmark which covers 70,000 m².

A previous study undertaken by IDAE "Analysis of potential and opportunities for integrating CSP into DHC networks" analysed the technical and economic feasibility of incorporating CSP into the networks of the 22@ (Districlima) and La Marina (Ecoenergies) neighbourhoods of Barcelona.



cional. La incorporación de energía solar térmica como fuente de generación de calor es una interesante alternativa a considerar que hasta la fecha ha sido desaprovechada. Sin embargo, en otros países del norte de Europa destaca la alta penetración de esta tecnología en redes de climatización, que en ocasiones alcanzan altos porcentajes de producción mediante energía solar, sirva como ejemplo la instalación solar de Vojens, Dinamarca, que consta de 70.000 m².

Los resultados un estudio anterior realizado por el IDAE "Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de calor" en el que se analizó la viabilidad técnica y económica de incorporación de energía solar térmica a las redes del barrio 22@ (Districlima) y de La Marina (Ecoenergies) de Barcelona, demostraron la viabilidad de la incorporación de instalaciones solares térmicas para dos de las configuraciones seleccionadas en la red de La Marina. Los mejores resultados obtenidos los proporcionó una instalación termosolar de 1.600 m² con captadores lineales de Fresnel que, para la red de La Marina, ofrecía una interesante rentabilidad del 10% a 15 años para dar una fracción solar del 26%.

Esta aparente situación de estancamiento en cuanto al uso de energía solar térmica en redes de climatización, sin embargo, podría cambiar a no muy largo plazo ya que existe la voluntad por parte de la Comisión Europea de fomentar el incremento del uso de redes de climatización y la incorporación de energías renovables en éstas en los años venideros.

En España se han articulado diferentes líneas de ayudas que permiten la financiación de este tipo de proyectos. A través de ellas se ha podido financiar recientemente la ejecución de algunas redes de climatización con energías renovables.

El informe

El nuevo informe analiza la viabilidad técnica y económica de la integración de una instalación termosolar en una red de climatización, para lo cual se ha tomado como referencia una red en la provincia de Jaén. El análisis se realiza utilizando por un lado los datos teóricos de diseño de la red disponibles públicamente y por otro lado determinadas hipótesis en aquellos casos en los que los datos no eran conocidos. Así mismo, el análisis se realiza para la demanda teórica de diseño de la red y para una demanda inicial, correspondiente a una demanda teórica al inicio de explotación.

La red de climatización elegida como referencia es un sistema centralizado diseñado para abastecer la demanda de calor (ACS y calefacción) y de frío de edificios, mediante calderas de biomasa y máquinas de refrigeración por absorción. Se ha elegido esta red como referencia para la realización del estudio por su ubicación geográfica, dado que la disponibilidad de irradiación solar directa en Jaén es significativa, y porque existe la posibilidad de abastecer con energía solar las demandas de calor y frío simultáneamente.

El estudio de viabilidad incluye la realización de una serie de simulaciones dinámicas que permiten analizar el comportamiento de las diferentes instalaciones propuestas para su integración en la red. A los resultados obtenidos se les aplican unos criterios técnicos y económicos para la selección de la solución óptima. La metodología seguida permite optimizar el número de simulaciones a realizar,



Planta solar del sistema de calefacción urbana de Vojens, Dinamarca. Foto cortesía Plataforma SDH/Arcon Sunmark | Solar plant of the Vojens' district heating system, Denmark. Photo courtesy of SDH Platform/Arcon Sunmark

The results demonstrated the viability of integrating CSP installations into two of the configurations selected for the La Marina network. The best results obtained provided them with a CSP installation of 1,600 m² with linear Fresnel collectors that, for the La Marina network, offered an interesting level of cost effectiveness of 10% over 15 years to give a solar fraction of 26%.

This apparent stagnation as regards the use of CSP in DHC networks could however change in the not-too-distant future given the willingness of the European Commission to promote the increased use of these networks and the incorporation of renewables into DHC networks over the coming years.

Spain has set up different lines of funding to finance this type of project. As a result of this, financing has recently been obtained to develop some DHC networks using renewable energy.

The report

The new report analyses the technical and economic feasibility of integrating a solar thermal installation into a DHC network, for which a network in the province of Jaén has been taken as a reference. The study has been performed by using publicly-available theoretical design data of the reference network. Certain assumptions were also made for those cases in which the values were unknown. Similarly, the analysis has been performed for the theoretical design demand of the network and for an initial demand corresponding to a theoretical demand at the start of operation.

The DHC network chosen as a reference is a centralised system designed to supply the demand for heat (DHW and heating) and cooling in buildings, by means of biomass boilers and absorption chillers. This reference network has been chosen for the study due to its geographical location, as Jaén offers significant direct solar irradiation and because there is an option to simultaneously cover both heating and cooling demands via solar energy.

The feasibility study also included performing a series of dynamic simulations to analyse the performance of each proposed system to be integrated into the network. The results obtained are subjected to technical and economic criteria in order to select the optimal solution. The methodology followed optimises the number of simulations to be carried out, in addition to identifying those solutions that are technically and economically feasible.



así como identificar aquellas soluciones que son técnica y económicamente viables.

Metodología

La metodología empleada consta de los siguientes pasos:

1. Estimación de dos demandas energéticas diferentes a abastecer; una demanda teórica de diseño a pleno rendimiento de la red de referencia, y una menor demanda inicial adaptada a las condiciones iniciales de funcionamiento. En ambos casos, el perfil de demanda se calcula y se define estableciendo una serie de hipótesis previas.
2. Selección de tres tecnologías termosolares diferentes y definición de los parámetros que las caracterizan. Para ello se determinan sus especificaciones técnicas (dimensiones, rendimiento, caudal, etc.) como un valor medio y representativo de cada tecnología, calculado a partir de datos de equipos reales proporcionados por diversos fabricantes.
3. Diseño e implementación en un programa de simulación dinámica de la configuración hidráulica y del sistema de control de la central de generación de energía, compuesta por la instalación termosolar integrada en el sistema de generación existente a partir de biomasa.
4. Identificación y definición de las variables que influyen significativamente en el comportamiento energético de la instalación. Se asignan valores a dichas variables y se combinan las diferentes posibilidades, de manera que se obtienen 76 instalaciones diferentes, que constituyen los casos a simular. Se evalúa el rendimiento energético para cada uno de ellos, a través de la variación de la fracción solar obtenida y la producción energética solar por m².
5. Determinación y aplicación de criterios de viabilidad técnica que permiten seleccionar qué instalaciones presentan mejor comportamiento energético:
 - Fracción solar anual mínima del 15%. Se consideran las instalaciones cuya producción energética es significativa.
 - Se tienen en cuenta, para cada rango de superficie, solo aquellas instalaciones en las que incrementando el ratio de acumulación, el incremento de fracción solar sea de al menos un 15%.
 - Se tienen en cuenta, para cada ratio de acumulación, aquellas instalaciones que incrementando su superficie no supongan una disminución del ratio de producción solar mayor al 20%,

Methodology

The methodology comprises the following steps:

1. Estimation of two different demand profiles to be supplied: a theoretical design demand that corresponds to the full capacity of the reference network; and a smaller initial demand adapted to the initial operating conditions. In both cases the demand profile is calculated and defined by establishing certain previous assumptions.
2. Selection of three different CSP technologies and definition of their characteristics. Their technical parameters (dimensions, efficiency, flow, etc.) are established as an average, representative value for each technology, calculated on the basis of actual equipment data provided by different manufacturers.
3. Design and implementation in a dynamic simulation program of the hydraulic system and the control system configuration of the power plant, comprising the CSP system integrated into the existing biomass generation system.
4. Identification and definition of the variables that significantly influence the energy performance of the facility. Values are assigned to these variables and the various possibilities are combined so that 76 different solutions are obtained, representing the cases to be simulated. The energy efficiency of each is evaluated by analysing the solar fraction obtained and the solar energy production per sq. metre.
5. Establishment and application of the technical feasibility criteria to select the solutions that offer the best energy performance:
 - A minimum solar annual fraction of 15%. Only those facilities with significant energy production are taken into account.
 - For each surface range, only those facilities are considered that, by increasing their accumulation ratio, increase their solar fraction by at least 15%.
 - For each accumulation ratio, only those facilities are considered that, by increasing their surface area, do not decrease their production ratio by more than 20%, comparing this loss with the production peak value obtained for each accumulation ratio. Having assessed the results of the simulations, fourteen installations are identified as being technically feasible for each demand profile considered.
6. Economic analysis of the selected solutions by calculating the following cost effectiveness indicators: PB (Pay Back), IRR (Internal Return Rate), NPV (Net Present Value) and LCoHC (Levelised Cost of Heating/Cooling). This analysis is carried out from the point of view of two kinds of investors: end users and ESCOs.
7. Establishment and application of the economic criteria that allow the best technology solution to be selected:
 - PB < 15 years
 - NPV > 0
 - Maximum IRR

medido éste con respecto al valor máximo de producción obtenido para cada ratio de acumulación. Tras la evaluación de los resultados de las simulaciones, se identifican catorce instalaciones técnicamente viables, para cada perfil de demanda considerado.

6. Análisis económico de las instalaciones seleccionadas mediante el cálculo de los siguientes indicadores de rentabilidad: PR (Periodo de Retorno), TIR (Tasa Interna de Retorno), VAN (Valor Actual Neto) y LCoHC (Coste nivelado de la energía). Este análisis se lleva a cabo desde el punto de vista de dos tipos de inversores diferentes: usuario final y ESE.
7. Determinación y aplicación de los criterios de viabilidad económica que permiten la selección de la mejor solución para cada tecnología:

- PR < 15 años
- VAN > 0
- TIR máxima

8. Análisis de las instalaciones seleccionadas bajo diferentes escenarios futuros económicos posibles (evolución de precios de la biomasa, existencia de ayudas y préstamos, etc.) y estudio de su impacto sobre los indicadores económicos.

Resultados

Las instalaciones que mejores resultados técnicos y económicos proporcionan de acuerdo con los criterios establecidos, y que por tanto se presentan como mejores soluciones, son:

- Bajo condiciones de demanda de diseño: una instalación de 2.000 m² de colectores lineales de Fresnel (LFC) con un volumen de acumulación de 100 m³. Su producción solar es de 891 kWh/m²·año proporcionando una fracción solar del 34%.
- Bajo condiciones de demanda inicial: una instalación de 363 m² de colectores cilindro-parabólicos con un volumen de acumulación de 20 m³. Su producción solar es de 963 kWh/m²·año proporcionando una fracción solar del 40%.

Para la ubicación del campo solar se ha propuesto una parcela contigua al edificio que alberga los equipos de generación de la red.

Los resultados económicos de las instalaciones seleccionadas se han calculado para ciertas hipótesis de partida (índice de precios de la biomasa, precio de venta del calor solar, etcétera) y en ausencia de financiación y subvenciones. Adicionalmente, se analizan estas instalaciones bajo otras hipótesis, obteniéndose resultados que mejoran notablemente los iniciales.

En el análisis económico se compara el coste de generación de la energía solar, incluyendo su inversión inicial y todos los costes de explotación, únicamente con el coste de combustible de biomasa. Esto debe ser así puesto que la instalación solar se incorpora a una instalación de generación de biomasa ya existente. No obstante, considerar la energía solar en la fase de diseño de una red podría suponer una disminución de la potencia de la instalación principal, de manera que la comparación del coste de generación solar no sería únicamente con el precio de la biomasa, sino con todos los costes evitados por dicha instalación solar.

Instalaciones colectores cilindro-parabólicos y lineales de Fresnel-Demanda inicial Parabolic trough and linear Fresnel collectors solutions - Initial demand			
Tipo de colector/Collector type	Cilindro-parabólico Parabolic trough	Lineal de Fresnel Linear Fresnel	Configuración colectores lineales de Fresnel
Sup. Apertura/Aperture area	363 m ²	2.000 m ²	
Sup. terreno/Land area	982 m ²	3.600 m ²	
Orientación/Orientation	Norte-Sur/North-South		
Nº captadores/No. collectors	8	20	
Nº captadores por batería No. collectors in a battery	2	2	
Nº baterías/No. batteries	4	10	
Conexión a la red Network connection	Paralelo/Parallel		
Conexión hidráulica Hydraulic connection	Horizontal		
Volumen acumulación Accumulation volume	20 m ³	100 m ³	Fracción solar/Solar fraction
Ratio acumulación Accumulation ratio	50 l/m ²	50 l/m ²	Producción (MWh/año) Production (MWh/year)
Inversión usuario End user investment	199.561 €	896.341 €	Producción por m ² (kWh/m ² año) Production per m ² (kWh/m ² year)
			963
			891
			Inversión ESE/ESCO investment
			166.301 €
			746.951 €

Rentabilidad de la instalación/Cost effectiveness					
Usuario/End user			ESE/ESCO		
Período de retorno (años) Pay back (years)	8	12	Período de retorno (años) Pay back (years)	7	11
TIR/IRR	12,3 %	6,7%	TIR/IRR	14,5%	8,4%
VAN/VPN	214.400 €	258.817 €	VAN/VPN	230.474 €	372.384 €
LCoHC	66 €/MWh	53 €/MWh	LCoHC	51 €/MWh	41 €/MWh

8. Study of the selected solutions under a range of possible future economic scenarios (fluctuations in biomass prices, availability of grants and loans, etc.) to study its impact on the economic indicators.

Results

The facilities that provide better technical and economic results according to the established criteria and are therefore presented as the best solutions are:

- Under design demand conditions: an installation of 2,000 m² of linear Fresnel collectors (LFC) with a storage volume 100 m³. Its solar production is 891 kWh/m² per year, providing a solar fraction of 34%.
- Under initial demand conditions: an installation of 363 m² of parabolic trough collectors with a storage volume of 20 m³. It has a solar production of 963 kWh/m² per year and it provides a solar fraction of 40%.

For the location of the solar field, an area has been proposed that is adjacent to the building housing the generation equipment.

The economic results of the selected solutions have been calculated based on certain initial assumptions (biomass price index, solar heat price, etc.), excluding any funding or grants. Additionally, they are analysed under other circumstances obtaining results that are significantly better than the initial outcome.

The economic analysis also compares the solar energy generation cost, including the initial investment and all operating costs, with the cost of biomass fuel alone. This has to be the case as the solar system is integrated into an already existing biomass plant. On the other hand, by taking CSP into account during the design phase of a network, a reduction in the installed power of the main facility could be achieved. In that case, the comparison of the solar energy generation cost would not only take into account the biomass price but also every cost avoided by the CSP system.