

Fallstudie : Rothenburg ob der Tauber

Name des Projekts:	Rothenburg ob der Tauber
Adresse des Projekts:	Rothenburg ob der Tauber, Deutschland
Name und Typ des Eigentümers:	Stadtwerke Rothenburg o.d.T. GmbH Steinweg 25 91541 Rothenburg o.d.T.
Kontaktperson:	Matthias Salm - Stadtwerke Crailsheim as consultant Tel.: +49 (0)7951/305-375 matthias.salm@stw-crailsheim.de

Kontext der Studie

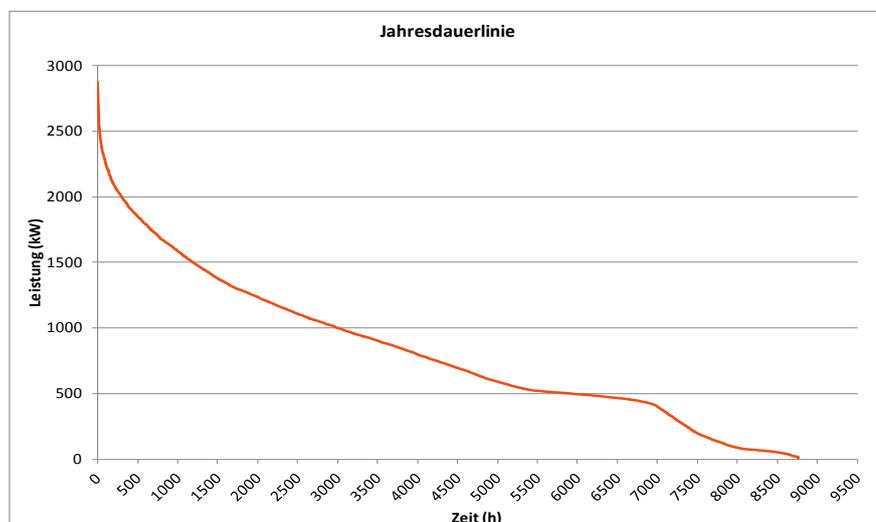
Hintergrund

In dieser Fallstudie wird ein potenzielles Projekt in der süddeutschen Stadt Rothenburg ob der Tauber (11 000 Einwohner) betrachtet. Das sehr gut erhaltene historische Stadtzentrum macht Rothenburg zu einer beliebten Touristenstadt. Die Studie untersucht die zentrale Einbindung einer Solarthermieanlage in das derzeit in Ausbau befindliche Fernwärmenetz. Es gab hierbei verschiedene Anlässe, das bestehende Wärmeversorgungskonzept zu überdenken: der anstehende Neubau einer Mehrzweckhalle, die Renovierung der Schule und die Notwendigkeit die bestehende Wärmeversorgung einiger öffentlicher Gebäude der historischen Stadt von Heizöl auf nachhaltigere Technologien umzustellen.

Es wurde entschieden, dass das bestehende Blockheizkraftwerk, das zunächst nur einen Schulkomplex und das Schwimmbad im Süden Rothenburgs mit Wärme versorgte, ausgebaut werden soll um nun auch die Mehrzweckhalle, die renovierte Schule sowie das historische Stadtzentrum mit Wärme zu versorgen. Die zentrale Wärmeversorgung ermöglicht, erneuerbare Energien und insbesondere Solarthermie in das Wärmeversorgungskonzept denkmalgeschützter Gebäude zu integrieren. Das ausgewählte Konzept umfasst die Nutzung einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage (KWK-Anlage), einer Solarthermieanlage und eines gasbefeueren Spitzenlastkessels, wobei die Heizzentrale im Gebäude des Schwimmbads bestehen bleibt. In dieser Fallstudie wurde die Solarthermieanlage durch Simulationen ausgelegt, welche die Systemrandbedingungen berücksichtigten.

Beschreibung des bestehenden Fernwärmenetzes

Das bestehende Fernwärmenetz versorgt einen Schulkomplex sowie zwei Schwimmbäder – ein Freibad, das im Sommer betrieben wird, und ein Hallenbad – mit Wärme. Die Heizzentrale befindet sich im Gebäude des Hallenbads und besteht aus einer gasbefeueren KWK-Anlage mit einer Leistung von 480 kWel und einem gasbefeueren Spitzenlastkessel mit einer Leistung von 1400 kWth. Die KWK-Anlage ist alt und muss schnellstmöglich ausgetauscht werden. Dank vorliegender Messungen des Gasverbrauchs sind die stündlichen Wärmebedarfswerte des Fernwärmenetzes verfügbar.



Das Lastprofil weist einen hohen Grundbedarf auf und ist stark vom Heiz- und Warmwasserbedarf des Schwimmbads beeinflusst. Im Jahr 2010 betragen der Wärmebedarf 4055 MWh/a und die maximale Wärmeleistung 1660 kW.

Randbedingungen

Ein besonderes Merkmal der Stadt Rothenburg ist ihr mittelalterliches Erscheinungsbild. Bei der Planung eines neuen Energieversorgungskonzepts soll besonders dieser Aspekt berücksichtigt werden und jede Art der Energieversorgung sollte in das Stadtbild integriert werden können ohne dieses zu verändern. Unter diesem Aspekt ist die Nutzung von dezentral installierten Solarthermieanlagen im historischen Stadtzentrum ausgeschlossen.

Chancen und Hemmnisse

Entsprechend dem Erneuerbaren-Energien-Wärmegesetz vom 01. Mai 2011 (EEWärmeG 2011) muss der Wärmebedarf bereits bestehender öffentlicher Gebäude in Deutschland zu einem bestimmten Prozentsatz über Erneuerbare Energien gedeckt werden. Im historischen Stadtzentrum Rothenburgs befinden sich viele öffentliche Gebäude, deren Energiebedarf über Öl und Gas gedeckt wird. Das EEWärmeG gibt für solche Fälle vor, das bestehende Wärmeversorgungskonzept zu revidieren. Eine Studie zeigte die Möglichkeit auf, das bestehende Fernwärmenetz zu erweitern und einige Gebäude des historischen Stadtzentrums sowie die geplante Mehrzweckhalle, die zweite Schule und einen Kindergarten daran anzuschließen. Das Fernwärmenetz soll nach der Erweiterung mit einer neuen KWK-Anlage und einer Solarthermieanlage betrieben werden.



The district heating net presents a good opportunity to include renewable energies like solar thermal in the heat supply of the buildings in the historical center without altering the city's historical image.

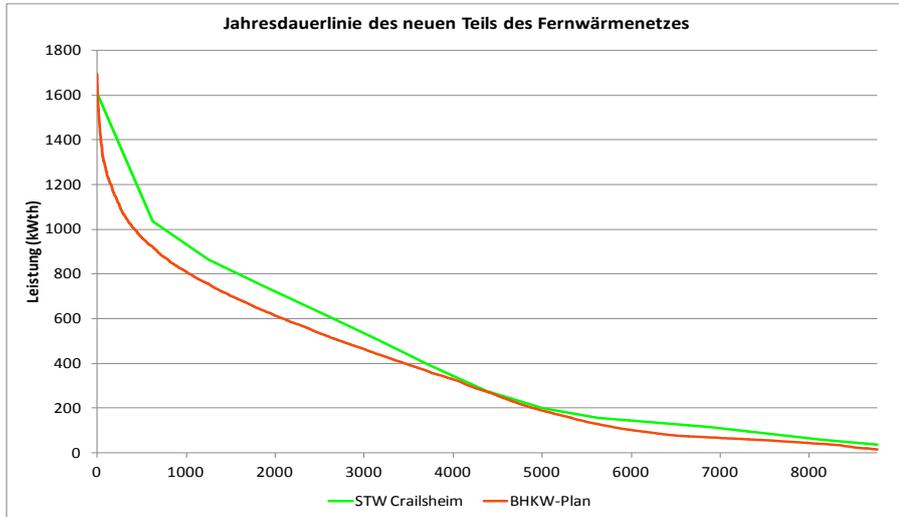
Das Fernwärmenetz stellt demnach eine gute Möglichkeit dar, Erneuerbare Energien, wie die Solarthermie, in das Wärmeversorgungskonzept der Gebäude im historischen Stadtzentrum einzubeziehen, ohne das Erscheinungsbild der Stadt zu verändern.

Die Möglichkeit auch ökonomische Vorteile durch die Einbindung einer Solarthermieanlage zu erzielen, hängt mit der Erlössituation für die KWK-Anlage zusammen. Die Solarthermieanlage hilft dabei, einen Teillastbetrieb der KWK-Anlage im Sommer zu vermeiden während sie über das Jahr hin gesehen zudem deren Betriebsstunden reduziert. Der Betrieb von KWK-Anlagen ist im Sommer oft nicht rentabel, da der wachsende Anteil von erneuerbaren Energien am Strommarkt gerade im Sommer zu niedrigen Strompreisen führt. In diesem Fall kann die Solarthermieanlage durch die Deckung des Wärmebedarfs im Sommer eine Alternative zum unökonomischen Betrieb der KWK-Anlage darstellen.

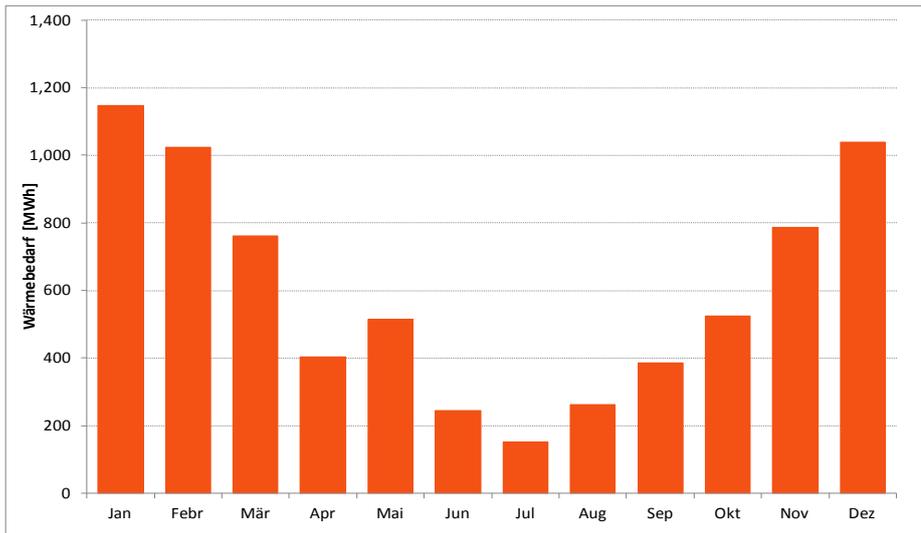
Die Suche nach einer geeigneten Freifläche für die Kollektoren stellte eine gewisse Schwierigkeit dar. Zunächst war die Installation der Solarkollektoren auf dem Dach des Hallenschwimmbads geplant, allerdings zeigte eine Studie, dass das Dach diese Last nicht aufnehmen kann. Daher muss eine andere Fläche in der Nähe der Schwimmbäder gefunden werden.

Fernwärme-Lastprofil

Wie oben beschrieben war der stündliche Wärmebedarf für den bereits existierenden Teil des Fernwärmenetzes bekannt. Die Stadtwerke Crailsheim erstellten zusätzlich eine Jahresdauerlinie für den zu erwartenden Bedarf der neuen Kunden im historischen Stadtzentrum sowie der Schule und der Mehrzweckhalle. Um die Solarthermieanlage simulieren zu können, wurden jedoch auch stündliche Daten des Wärmebedarfs der anderen neuen Kunden benötigt. Diese wurden mit Hilfe der Software BHKW-Plan ermittelt. Bei dieser Software können verschiedene Gebäudetypen sowie deren jährlicher Wärmebedarf gewählt werden, um den jeweiligen stündlichen Wärmebedarf zu ermitteln. Mit dieser Methode konnte schließlich, nach umfangreicher Informationssammlung über jedes einzelne betroffene Gebäude, der stündliche Wärmebedarf des neuen Teils des Fernwärmenetzes erzeugt werden. Diese Daten wurden zur Validierung mit den Daten der Stadtwerke Crailsheim verglichen:



Der Jahresgesamtwärmebedarf wurde zu 7245 MWh ermittelt. Das folgende Diagramm zeigt die monatliche Verteilung.



Planung und Auslegung der solaren Fernwärme, Energiebilanz

Zunächst wurde eine Kollektorfläche von 750 m² gewählt. Dazu wurde die Leistung der Anlage unter Verwendung zweier unterschiedlicher Kollektortypen berechnet: Hochtemperatur-Flachkollektoren und CPC-Vakuumröhrenkollektoren. Die Untersuchung umfasst Solarkollektorflächen bis 1500 m². Auf Wunsch des Versorgungsunternehmens soll der bereits existierende 70 m³ fassende Speicher weiterverwendet werden.

Für die verschiedenen Versionen wurde der Ertrag der Solarthermieanlage mit TRNSYS simuliert. Dazu wurden die Wetterdaten Meteonorm für die Stadt Würzburg verwendet.

Die Parameter für die Bewertung der Anlagenleistung sind:

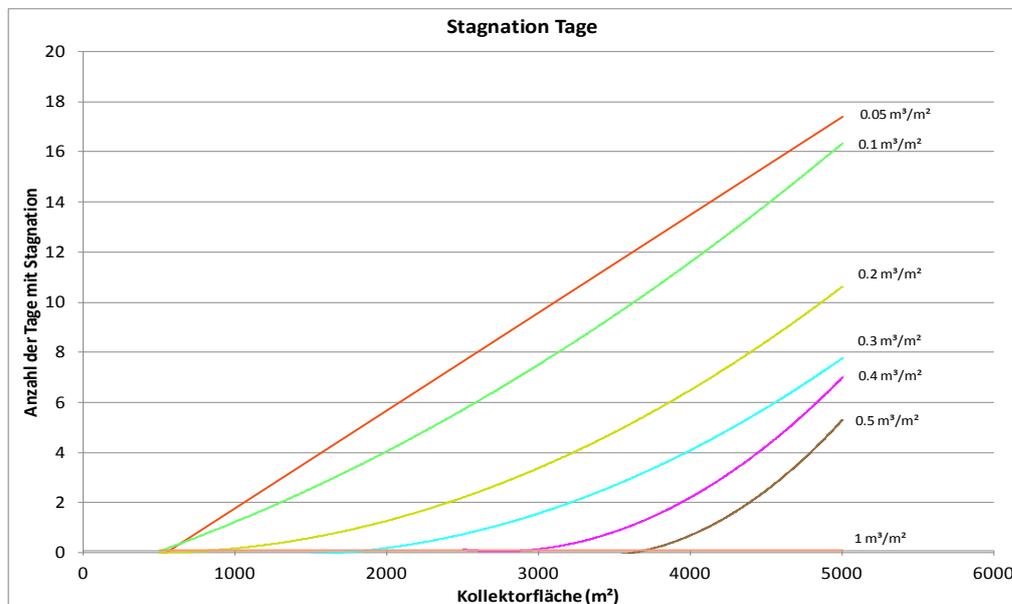
- Solarwärmeertrag in MWh/a
- spezifischer Solarwärmeertrag in MWh/m²*a
- solarer Deckungsanteil in %

$$F_{\text{Sol}} = \frac{Q_{\text{Load}} - Q_{\text{Aux}}}{Q_{\text{Load}}} = \left(1 - \frac{Q_{\text{Aux}}}{Q_{\text{Load}}}\right)$$

Q_{Load}: Fernwärmenetz Last

Q_{Aux}: Auxilliäre Wärmebedarf

Den Betreibern war es besonders wichtig, die potenziellen Stagnationszeiten im Sommer zu betrachten, d.h. die Betriebszeiten, in denen die solarthermische Anlage Überschüsse produziert. Daher wurde dieser Parameter gesondert betrachtet. Die Regelstrategie stellt sicher, dass der Speicher zunächst von oben bis unten vollständig beladen wird, bevor die Anlage in Stagnation geht. Allerdings sind keine weiteren Maßnahmen vorgesehen, um die Kollektoren in solch einem Fall zu kühlen.



Anzahl der Tage mit Stagnation in Abhängigkeit von der Solarkollektorfläche und dem spezifischen Speichervolumen (HT-Flachkollektoren)

Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit des Systems zu betrachten, wurde eine vereinfachte Methode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 angewandt. In dieser Berechnung sind die wesentlichen Anlagen-Komponenten berücksichtigt. Für das Kollektorfeld, den Wärmespeicher sowie das Wärmenetz wurden Kostenansätze aus realisierten Projekten verwendet. Weitere Komponenten werden indirekt über einen prozentualen Aufschlag berücksichtigt (Gebäude- und Anlagentechnik 7 %, MSR-Technik 3 %, Planungsleistungen 5 %). Die interne Verzinsung wurde mit 4 % angenommen. Auf dieser Basis wurden die jährlichen Kosten und der Wärmegestehungspreis für die Solarwärme berechnet.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bietet über das Marktanreizprogramm (MAP) zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt eine Regelförderung an. Diese kann über das KfW-Programm ‚Erneuerbare Energien Premium 271‘ bei der Umsetzung folgender Maßnahmen abgerufen werden (Stand: August 2014) :

- Große Solarwärmanlagen ab 40 m² Bruttokollektorfläche, die ihre Wärme überwiegend einem Wärmenetz zuführen, werden über ein KfW-Darlehen mit einem Tilgungszuschuss von bis zu 40 % der Investitionskosten gefördert. Der Kredithöchstbetrag beträgt in der Regel maximal 10 Mio. € pro Vorhaben.
- Wärmenetze, die überwiegend Wärme für den Gebäudebestand bereitstellen, werden mit einem Tilgungszuschuss von 60 € je errichtetem Meter Trassenlänge gefördert. Dabei muss die verteilte Wärme zu gewissen Anteilen aus erneuerbaren Energien gewonnen werden und der Mindestwärmeabsatz 500 kWh pro Trassenmeter und Jahr betragen. Der Förderhöchstbetrag beträgt 1 Mio. €. Darüber hinaus werden Hausübergabestationen in Bestandsgebäuden mit 1800 € je Station gefördert.
- Für Wärmespeicher mit einem Speichervolumen über 10 m³ beträgt der Tilgungszuschuss 250 € je m³ sofern sie überwiegend aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Dabei ist die Förderung auf 30 % der für den Wärmespeicher nachgewiesenen Nettoinvestitionskosten beschränkt. Der maximale Tilgungszuschuss je Wärmespeicher beträgt 1 Mio. €.

Lebensdauer sowie Kosten für Wartung und Betrieb der einzelnen Anlagenteile wurden entsprechend der VDI-Richtlinie 2067 gewählt. Die Lebensdauer der Kollektoren wurde nach Mauthner (1) mit 25 Jahren angesetzt.

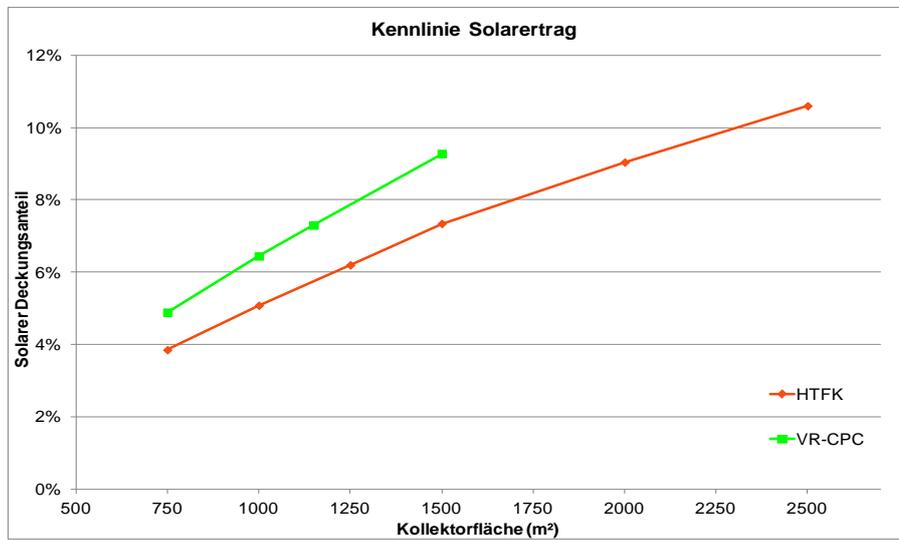
(1) See e.g. <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx> or [Mauthner, Weiss 2013]

Ergebnisse der Studie

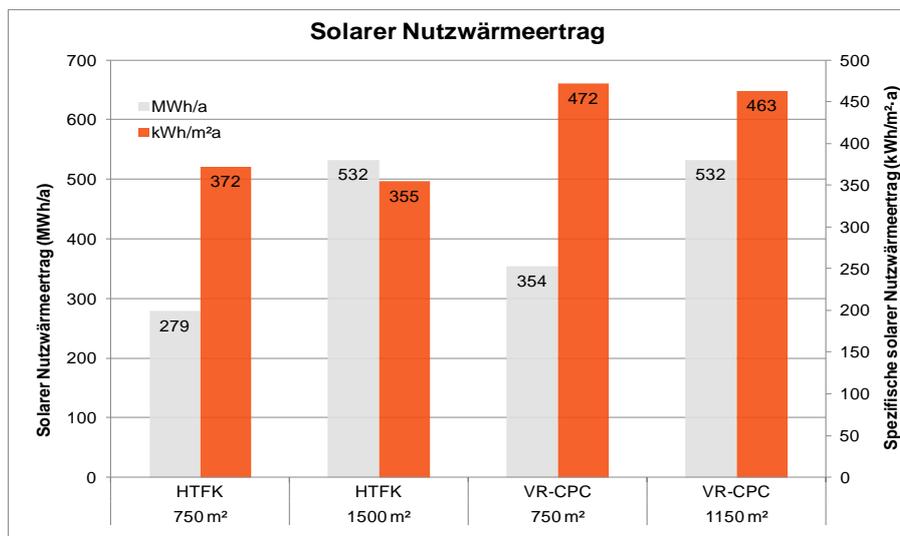
Konzept der solaren Fernwärme, Energiebilanz und Ertrag

Nach dem bestehenden Konzept soll ein großes Kollektorfeld in das erweiterte Fernwärmenetz integriert werden. Die Solarthermieanlage soll nach dem sommerlichen Wärmebedarf dimensioniert werden, welcher aufgrund der Verbräuche des Freibads sehr hoch ist. Daher ist die günstigste Lage für das Kollektorfeld in unmittelbarer Nähe des Schwimmbads, wo sich die Heizzentrale befindet. Die Möglichkeit, die Solarthermieanlage zentral einzubinden wird untersucht. Da das Dach des Hallenbads die Last der Kollektoren nicht tragen kann, muss ein geeigneter Ort gefunden werden. Der bereits existierende Wärmespeicher mit einem Volumen von 70 m³ soll weiter genutzt werden, was die Auslegung des Kollektorfelds nach oben beschränkt. Das gesamte System mit einer zentral eingebundenen Solarthermieanlage wurde simuliert. Für diese Berechnungen wurde die mögliche Größe des Solarkollektorfelds zwischen 750 und 1500 m² variiert sowie auch die Verwendung von Hochtemperatur-Flachkollektoren und CPC-Vakuumröhrenkollektoren betrachtet. Die jährliche Last beträgt 7,26 GWh, die Fernwärmenetz-Vorlauftemperatur soll 85°C/75°C (Sommer/Winter) und die Fernwärmenetz-Rücklauftemperatur 63°C betragen.

Die Simulationen ergaben solare Deckungsanteile zwischen 4 und 9,5 % sowie jährliche Solarwärmeerträge zwischen 280 und 675 MWh/a. Für 1000 m² Vakuumröhrenkollektoren oder 1250 m² Hochtemperatur-Flachkollektoren wird ein solarer Deckungsanteil von etwa 6 % erreicht. Dieser steigt auf 7,5 % für 1150 m² Vakuumröhrenkollektoren oder 1500 m² Hochtemperatur-Flachkollektoren. Die für diese Annahmen berechneten solaren Deckungsanteile zeigen, dass eine Zunahme der lieferbaren Solarwärmemenge unter Verwendung von mehr als 1500 m² Hochtemperatur-Flachkollektoren nicht möglich ist und durch das Volumen des verfügbaren Wärmespeichers begrenzt wird. Für die weiteren Untersuchungen wurde die Konfiguration der Anlage mit 1500 m² Hochtemperatur-Flachkollektoren respektive 1150 m² Vakuumröhrenkollektoren angenommen. Die ursprüngliche Wahl der Kollektorfläche durch den Versorger betrug 750 m².

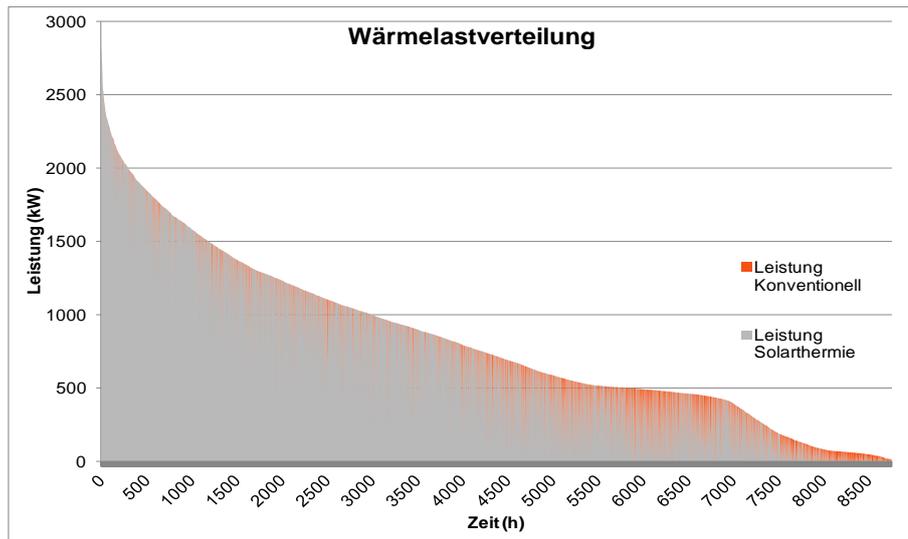


Das folgende Diagramm zeigt den spezifischen Solarertrag und den jährlichen Solarertrag einiger simulierter Konfigurationen.



Wärmemanagement im Fernwärmenetz

Das folgende Diagramm zeigt die Jahresdauerlinie für die Konfiguration des Systems mit 1500 m² Hochtemperatur-Flachkollektoren mit dem in orange dargestellten Anteil der Solarwärme. Da eine Fläche von 1150 m² einen ähnlichen Betrag an Wärme bereitstellen würde, sieht das Diagramm für die zweite Konfiguration ähnlich aus.



Wirtschaftlichkeit für die solare Fernwärme

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind hier für zwei Konfigurationen dargestellt, wobei der Speicher als bereits existent berücksichtigt ist. Die Fördermöglichkeiten, wie oben ausgeführt, sind in den Berechnungen berücksichtigt. Im ersten Fall einer Installation von 1500 m² Hochtemperatur-Flachkollektoren betragen die solaren Wärmegestehungskosten 45 €/MWh und im zweiten Fall einer Installation von 1150 m² Vakuumröhrenkollektoren 51 €/MWh.

Wirtschaftlichkeit HTFK 1500 m²

Kollektorfeld HT-Flachkollektoren (2500 m ²)	410,600 €
Andere Infrastruktur und Dienstleistungen	63,600 €
Investition ohne Förderung	474,200 €
Förderung	160,000 €
Jährliche Kapitalkosten (Verzinsung 4%)	21.150 €/a
Instandhaltung und Betrieb	2.700 €/a
Summe Jahreskosten	23.850 €/a
Jahresproduktion	532 MWh
Solarer Wärmegestehungskosten	0,045 €

Wirtschaftlichkeit CPC VR 1150 m²

Kollektorfeld CPC Kollektoren (2000 m ²)	475,400 €
Andere Infrastruktur und Dienstleistungen	73,600 €
Investition ohne Förderung	549,000 €
Förderung	200,000 €
Jährliche Kapitalkosten (Verzinsung 4%)	24.250 €/a
Instandhaltung und Betrieb	3.000 €/a
Summe Jahreskosten	27.250 €/a
Jahresproduktion	532 MWh
Solarer Wärmegestehungskosten	0,051 €

Mögliche Geschäftsmodelle

Die Anlage soll durch die Stadtwerke Rothenburg o.d.T. errichtet und betrieben werden.

Dieses Dokument wurde von Solites und AGFW erstellt; Datum 17.11.2014

Laure Deschaintre, Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare
zukunftsfähige thermische Energiesysteme,
Meitnerstr. 8, 70563 Stuttgart, Deutschland, info@solites.de, www.solites.de

solites

Dr. Heiko Huther, AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme,
Kälte und KWK e. V., Stressemanallee 30, 60596 Frankfurt, www.agfw.de

AGFW

Gefördert durch:



Intelligent Energy Europe Programme
of the European Union



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt bei den Autoren. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung der Fördermittelgeber wieder. Sowohl die Fördermittelgeber als auch die Autoren übernehmen keine Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.