

## **Solarunterstützte Fernwärmeversorgung in der GuS - Solarenergie billiger als Öl und Gas**

K. Vajen, C. Budig, J. Orozaliev, E. Frank<sup>1</sup>, C. Rose,  
V. Borodin<sup>2</sup>, R. Botpaev<sup>2</sup>, A. Obozov<sup>2</sup>, R. Orths<sup>3</sup>  
Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik  
D-34109 Kassel  
Tel. +49 561 804-3890, Fax +49 561 804-3993  
solar@uni-kassel.de  
www.solar.uni-kassel.de

<sup>2</sup>Kyrgyz Technical University, Center for Renewable Energies, Bischkek (Kirgisistan)

<sup>3</sup>Wagner & Co Solartechnik, Ringstr. 14, D-35091 Cölbe

### **Einleitung**

Die Wärmeversorgung größerer Städte in der GUS wird normalerweise durch eines oder mehrere Fernheiz(kraft)werke sichergestellt. So auch in Bischkek, der Hauptstadt Kirgisistans, wo 500.000 Einwohner von dem Fernheizkraftwerk TEZ mit Warmwasser und Heizwärme versorgt werden. Dabei ist das Fernwärmenetz allerdings nicht nach mitteleuropäischen Technologiestandards, sondern als offenes System konstruiert: Warmwasser wird von den Konsumenten direkt und ohne zwischengeschaltete Wärmeübertrager aus dem Netz entnommen, allerdings in der Regel nicht zum Trinken benutzt (siehe Abb. 1). Entsprechend müssen sehr große Mengen Frischwasser (z.T. einige tausend m<sup>3</sup>/h) in das Netz gespeist werden. Dies geschieht an einer zentralen Einspeisestelle, von wo aus das Kaltwasser (ca. 12°C) zu den Heizkesseln geleitet und auf die (sommerliche) Nutztemperatur von 60°C fossil erwärmt wird. Entsprechend liegt es nahe, das kalte Frischwasser in der frostfreien Saison (Mai - September) mit Hilfe unabgedeckter Kollektoren vorzuerwärmen.

### **Solare Wasservorerwärmung**

Wegen der hohen Grundlast, des niedrigen Kaltwassertemperaturniveaus und der günstigen klimatischen Randbedingungen (hohe solare Einstrahlung und Umgebungstemperaturen), können beim Einsatz unabgedeckter Kollektoren zur Vorerwärmung des Frischwassers eines Fernwärmenetzes in Zentralasien rund viermal so hohe Solarerträge als bei Verwendung der gleichen Kollektoren in mitteleuropäischen Schwimmbädern erreicht werden (vgl. [1]). Aufgrund der kontinentalklima-bedingt hohen Umgebungstemperaturen im Sommer ist auch der Einsatz von

---

<sup>1</sup> inzwischen: Institut für Solartechnik SPF, Rapperswil, Schweiz

solarthermischen Mehrkomponentensystemen denkbar, welche zusätzlich aus unabgedeckten Luftkollektoren sowie Luft-Wasser-Wärmeübertragern bestehen und gezielt die Enthalpie der Umgebungsluft als weitere Energiequelle nutzen.

Die Technologie wurde unter den klimatischen Randbedingungen in der kirgisischen Hauptstadt Bischkek erprobt. Im Sommer 1998 wurde ein unabgedeckter Kollektor auf dem Fernheizkraftwerk TEZ betrieben (vgl. [1]). Ein Mehrkomponentensystem mit einer thermischen Leistung von etwa 100 kW wurde im Jahr 2004 auf einem kleineren Heizwerk in der kirgisischen Hauptstadt installiert und seitdem detailliert vermessen (siehe Abb. 2) (vgl. [2]).

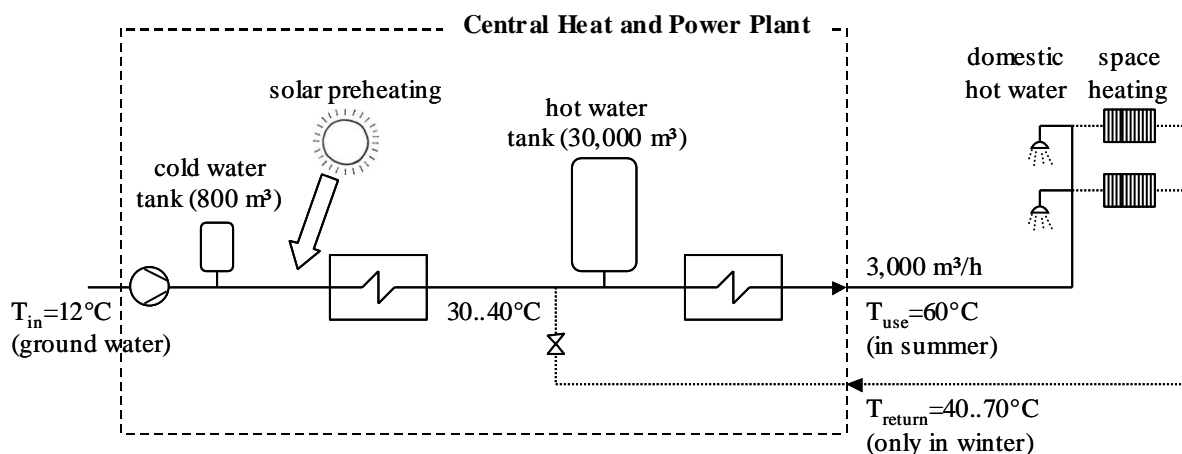


Abb. 1: Vereinfachtes hydraulisches Schema eines typischen offenen Fernwärmenetzes in der GuS (normalerweise ohne solare Vorerwärmung) (Quelle [2]).

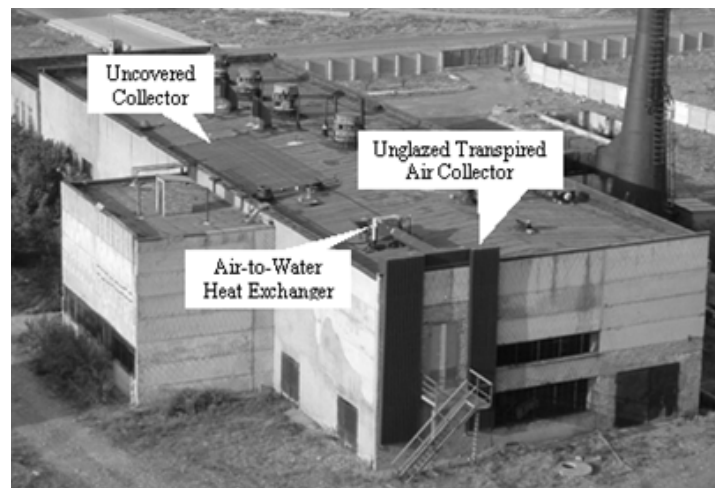


Abb. 2: Versuchsanlage auf dem 12 MW Heizwerk „Rotor“ in Bischkek (Kirgisistan) (Quelle [2]).

Eine Absorberanlage in Bischkek erreicht insbesondere deshalb so hohe Leistungen, weil die Fluidaustrittstemperatur unterhalb der Umgebungstemperatur liegt (siehe Abb. 3). Dieser in Mitteleuropa unübliche Betriebszustand führt dazu, dass die Netto-Energiebilanz des Absorbers thermische Gewinne aus der Umgebung anstelle von Verlusten aufweist. Abb. 4 zeigt den Tagesverlauf der hemisphärischen Strahlung,

die Kollektorleistung und den Kollektor“wirkungsgrad“ eines ungedeckten Kollektors für einen typischen Sommertag in Bischkek. Die konvektiven Gewinne aus der Umgebung überkompensieren die Verluste der langwelligen Abstrahlung wodurch Kollektor“wirkungsgrade“ von über 1 resultieren<sup>2</sup>. Die für mitteleuropäische Verhältnisse und Anwendungen sinnvolle Definition des Kollektorwirkungsgrades mit Bezug auf die Solarstrahlung als einzige Energiequelle stößt hier an ihre Grenzen, statt dessen wäre ggf. eine Art „Leistungszahl“ einzuführen.

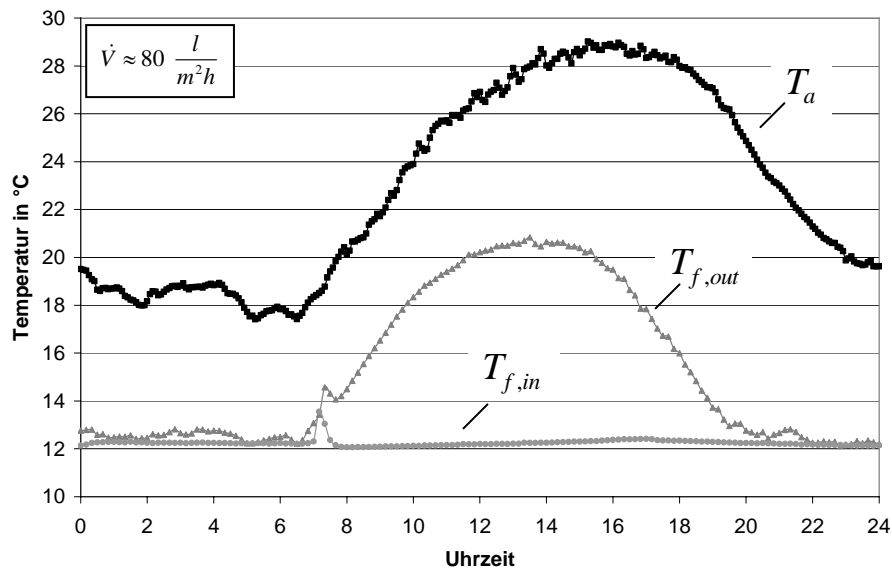


Abb. 3: Tagesverlauf der Umgebungstemperatur sowie der Ein- und Austrittstemperatur eines ungedeckten Kollektors für einen typischen Tag (18.08.2007) in Bischkek (Kirgisistan).

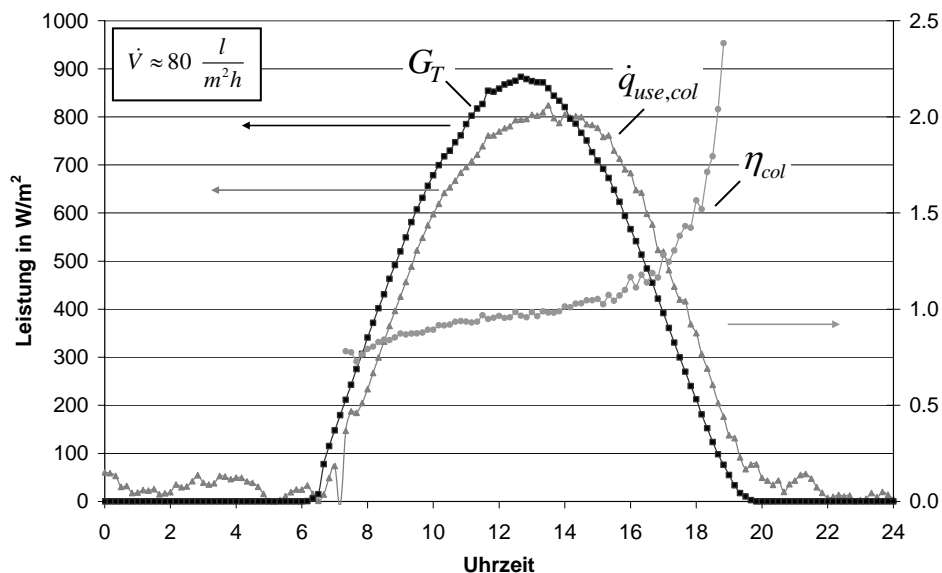


Abb. 4: Tagesverlauf der hemisphärischen Strahlung auf die Kollektorfläche, der Kollektorleistung und des Kollektor“wirkungsgrades“ eines ungedeckten Kollektors für einen typischen Tag (18.08.2007) in Bischkek (Kirgisistan).

<sup>2</sup> Aufteilung des Energieertrages eines ungedeckten Kollektors in Bischkek: Nutzenergie  $\equiv$  +100 %, kurzwellige Strahlung +87 %, Konvektion +34%, langwellige Abstrahlung -21 %.

Zur Beschreibung des thermischen Verhaltens wurden numerische Modelle der einzelnen Komponenten (weiter)entwickelt (vgl. [3] - [5]) und in der Simulationsumgebung TRNSYS implementiert (vgl. [6]), so dass unter Einbindung von Wetter-Zeitreihen Langzeitvorhersagen des Solarertrags erfolgen können.

### Wirtschaftlichkeit und Möglichkeiten einer kommerziellen Umsetzung

Grundlagen einer vertrauenswürdigen Ertragsprognose sind die genaue Kenntnis der Klimadaten vor Ort sowie der thermischen Leistungsfähigkeit des Kollektors. Für den Standort Bischkek (Kirgisistan) stehen drei Klimadatenquellen (das Programm „Meteonorm“, die Wetterstation „Frunze“ und eigene Messdaten ab 2004) zur Verfügung (vgl. [7]). Betriebszeitraum einer in Bischkek kommerziell betriebenen Anlage wären die frostfreien Monate von Mai bis einschließlich September. Aus Simulationsrechnungen mit dem Programm „TRNSYS“ (unter Verwendung konservativer Klimadaten) ergeben sich Kollektorerträge von rund 1000 kWh/m<sup>2</sup>a. Ökonomisch sinnvolle Anlagengrößen erreichen eine thermische Leistung von bis zu 32 MW<sub>th</sub> (ca. 45.000 m<sup>2</sup> Kollektorfläche), und liegen somit gut um den Faktor 2 über der zurzeit global größten thermischen Solaranlage<sup>3</sup>.

Für den Brennstoffmix des Fernheizkraftwerkes TEZ in Bischkek (Kohle 55%, Gas 44%, Schweröl 1%) ergibt sich auf Grundlage der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ein mittlerer Emissionsfaktor von 0,282 t CO<sub>2</sub> pro MWh bereitgestellter Wärme. Daraus ergeben sich spezifische jährliche Emissionsminderungen von 0,31 t CO<sub>2</sub> pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Eine Anlage mit einer Kollektorfläche von 45.000 m<sup>2</sup> führt zu einer Emissionsminderung von 14.100 t CO<sub>2</sub>/a.<sup>4</sup> Die Anerkennung einer solarthermischen Anlage als sog. CDM-Projekt<sup>5</sup> im Rahmen des Kyoto-Protokolls erscheint bei einer möglichen kommerziellen Umsetzung als eine aussichtsreiche Option, da hiermit Generierung und Verkauf von Emissionszertifikaten ermöglicht wird. Auf Grundlage bisheriger experimenteller und theoretischer Ergebnisse wurden detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnungen für einen direkt mit Frischwasser durchströmten ungedeckten Kollektor am Standort Bischkek<sup>6</sup> mit folgenden Annahmen durchgeführt:

- Anlagenpreis (schlüsselfertig) = 44 €/m<sup>2</sup>,
- Solarertrag = 1 MWh/m<sup>2</sup>a,

---

<sup>3</sup> Die zurzeit weltweit größte thermische Solaranlage im dänischen Marstal hat eine installierte thermische Leistung von etwa 13 MW<sub>th</sub>.

<sup>4</sup> Es wurden folgende Annahmen getroffen: Solarertrag = 1 MWh/m<sup>2</sup>a; Heizwerkwirkungsgrad = 0,9, Brennwert von Kohle = 4,8 MWh/t, Gas = 9,8 kWh/m<sup>3</sup> und Schweröl = 11,2 MWh/t.

<sup>5</sup> Projektbasierter Kyoto-Mechanismus, mit dem Industriestaaten in Transformationsländern Klimaschutzprojekte durchführen können.

<sup>6</sup> Am Fernheizkraftwerk TEZ stehen ca. 10.000 m<sup>2</sup> Dach- und ca. 60.000 m<sup>2</sup> Freifläche zur Verfügung.

- Kalkulationszins = 13 %/a,
- Wartung- und Betriebskosten = 1 % der Systemkosten,
- Zertifikatspreis (CER) = 6 €,
- Anlagengröße = 45.000 m<sup>2</sup> (entspricht ca. 2 Mio € Investition)
- Laufzeit = 14 Jahre
- Preissteigerung für Brennstoffe = 2 %/a

Es ergibt sich ein solarer Nutzwärmepreis von 0,5 ct/kWh und eine finanzielle Amortisation von ca. 9 Jahren<sup>7</sup>. Dieser liegt somit, nach Wissen der Autoren erstmals für eine solare Energietechnologie, unterhalb der Endenergie-Weltmarktpreise für Öl und Gas. Ohne die Anerkennung als CDM-Projekt wird ein solarer Nutzwärmepreis von 0,7 ct/kWh<sub>th</sub> und eine Amortisation von ca. 12 Jahren erreicht. Sofern eine direkte Durchströmung aus hygienischen Gründen nicht möglich sein sollte, würde die Anbindung des Kollektors an das Fernwärmenetz mittels Wärmeübertrager zu einer Erhöhung des solaren Nutzwärmepreises von 0,5 ct/kWh auf 0,6 ct/kWh führen. Es sei angemerkt, dass eine solare Vorerwärmung mit Modernisierungen des Heizwerkes und des Fernwärmenetzes technisch kombinierbar wären, aber ggf. in finanzieller Konkurrenz zueinander stehen könnten.

Nicht unproblematisch ist aber insbesondere die Einbindung der Solarwärme in die veralteten, aber ansonsten gut durchdachten sowjetischen Heiz-Kraftwerke sowie die Umsetzung in einer nicht an westlichen Traditionen orientierten Energiewirtschaft inkl. der für Außenstehende nicht immer leicht durchschaubaren Entscheidungsstrukturen. Nach bisherigem Kenntnisstand wird durch die Einbindung einer solarthermischen Vorerwärmung der bestehende Kraftwerksprozess aber nur unwesentlich beeinflusst.

In der GuS sind von den insgesamt 195 großen Fernwärmenetzen rund 40 prinzipiell für den Einsatz dieser Technologie geeignet (vgl. [8]). Der Platzbedarf für solch riesige Anlagen in der Größe von rund 10 Fußballfeldern sowie die Betriebsführung der Fernheizkraftwerke (wärme- oder stromgeführt) stellen teilweise ein Hemmnis bei der Umsetzung dar. Forschungsbedarf besteht hauptsächlich noch in der hydraulischen Verschaltung solch riesiger Kollektorfelder sowie in der optimalen Einbindung der Solarwärme in den konventionellen Heizwerkprozess.

## Zusammenfassung

Eine solarthermische Vorerwärmung des Frischwassers von offenen Fernwärmenetzen in der GuS mittels unabgedeckter Kollektoren stellt eine ökologisch und ökonomisch interessante Möglichkeit dar. Aufgrund der klimatischen

---

<sup>7</sup> bei aktuellen Brennstoffpreisen (Kohle 0,37 Ct/kWh, Gas 0,98 Ct/kWh, Schweröl 1,7 Ct/kWh)

und technischen Randbedingungen können rund viermal so hohe Solarerträge als bei Verwendung der gleichen Kollektoren in mitteleuropäischen Schwimmbädern erreicht werden. Auch der Einsatz von Mehrkomponentensystemen bestehend aus unabgedeckten Kollektoren und/oder Luft-Wasser-Wärmeübertragern sowie Luftkollektoren ist denkbar.

In der kirgisischen Hauptstadt Bischkek wurde die Technologie unter den dortigen Bedingungen erfolgreich getestet, mathematische Modelle zur Beschreibung des thermischen Verhaltens der einzelnen Komponenten (weiter)entwickelt und anhand von Messdaten validiert. Auf Grundlage der Mess- und Simulationsergebnisse wurde eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Standort Bischkek durchgeführt. Durch Emissionszertifikate könnte eine Anlage teil finanziert werden und ein solarer Nutzwärmepreis von 0,5 ct/kWh erreicht werden, der somit nach dem Wissen der Autoren erstmals für eine solare Energietechnik unterhalb der Endenergie-Weltmarktpreise für Öl und Gas liegt.

## Literatur

- [1] Vajen K., Krämer M., Orths R., Boronbaev E.K., Solar Absorber System for Preheating Feeding Water for District Heating Nets, Proceedings ISES Solar World Congress, Jerusalem, 1999
- [2] Frank E., Vajen K., Obozov A., Borodin V., Preheating of a District Heating Net with a Multicomponent Solar Thermal System, Proceedings of EuroSun, Glasgow, 27. - 30.6.2006
- [3] Frank E., Modellierung und Auslegungsoptimierung unabgedeckter Solarkollektoren für die Vorerwärmung offener Fernwärmenetze, Dissertation, Universität Kassel, 2007
- [4] Frank E., Budig C., Vajen K., Experimental and Theoretical Investigation of Unglazed Transpired Air Collectors in a Multicomponent Solar Thermal System, Proceedings EuroSun, Glasgow, 27. - 30.6.2006
- [5] Frank E., Vajen K., Bail M., Adaption and Validation of a Fin-and-Tube Heat-Exchanger Model for TRNSYS using Producer Specific Design Software, Proceedings ISES Solar World Congress, Orlando, 8. - 12.8.2005
- [6] Frank E., Orozaliev J., Vajen K., Simulation Study of the Operation of Solar Thermal Systems consisting of Uncovered Collectors and/or an Air-to-Water Heat Exchanger, Proceedings EuroSun, Glasgow, 27. - 30.6.2006
- [7] Botpaev R., Obozov A., Budig C., Orozaliev J., Vajen K., Comparison of meteorological data from different sources for Bishkek, Kyrgyzstan, Proceedings EuroSun, Lisbon, 7. - 10.6.2008, in preparation
- [8] Budig C., Orozaliev J., Rose C., Vajen K., Frank E., Botpaev R., Obozov A., Solar-assisted Water Preheating for a District Heating Net – A Potential Analysis in CIS countries, Proceedings EuroSun, Lisbon, 7. - 10.6.2008, in preparation

Die Durchführung der bisherigen Forschungsarbeiten wurde unterstützt durch die VolkswagenStiftung und das hessische Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz.