

## **Betriebs- und Leistungsüberwachung von großen Kollektorfeldern**

*S. Raab<sup>1)</sup>, D. Mangold<sup>2)</sup>, W. Heidemann<sup>1)</sup>, H. Müller-Steinhagen<sup>1) 2) 3)</sup>*

*<sup>1)</sup>Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW)*

*Pfaffenwaldring 6, D-70550 Stuttgart*

*Tel. +49-(0)711-685-3536, Fax: +49-(0)711-685-3503*

*Email: raab@itw.uni-stuttgart.de*

*<sup>2)</sup>Solar- und Wärmetechnik Stuttgart (SWT)*

*<sup>3)</sup>DLR Stuttgart, Institut für Technische Thermodynamik (ITT)*

### **Kurzfassung**

Um einen hohen solaren Nutzwärmeertrag (sekundärseitig am Solar-Wärmeübertrager gewinnbare Nutzwärme) von großen Kollektorfeldern dauerhaft zu sichern, ist eine Betriebs- und Leistungsüberwachung unerlässlich. Auftretende Fehler müssen unmittelbar erkannt und deren Ursache schnellstmöglich behoben werden. Die wesentlichen Anforderungen an ein universell einsetzbares Verfahren zur Betriebs- und Leistungsüberwachung sind einfache Durchführbarkeit, hohe Aussagekraft, Zuverlässigkeit und niedrige Kosten. Die praktikabelste Lösung ist hierbei die Erstellung eines Input-/ Output-Diagramms sowie das Messen und Auftragen der Temperaturen und Volumenströme des Solar-Wärmeübertragers sowie der Globalstrahlung im Tagesverlauf. Mit diesen einfachen Mitteln sind sehr leicht Fehlfunktionen sowie Abweichungen vom Auslegungszustand festzustellen. Aufwändiger sind das ISTT-Verfahren (Kurzzeit-Vermessung) und die detaillierte Langzeitvermessung, die im täglichen Betrieb aufgrund hoher Kosten für Messtechnik und Auswertung in der Regel nicht anwendbar sind. Ein weiterer Schritt ist die simulationsgestützte Betriebs- und Leistungsüberwachung. Hierdurch können die Funktionen der Komponenten Wärmeübertrager, Verrohrung, Kollektorfeld und Regelung bewertet werden. Dieses Verfahren ist zwar am kostenintensivsten und erfordert profunde Kenntnisse eines Simulationsprogramms, erlaubt aber im Vergleich zu den anderen Verfahren die detaillierteste Betriebs- und Leistungsüberwachung sowie die Optimierung der Regelung. Zur Überwachung der meisten Kollektorfelder ist dies allerdings nicht notwendig.

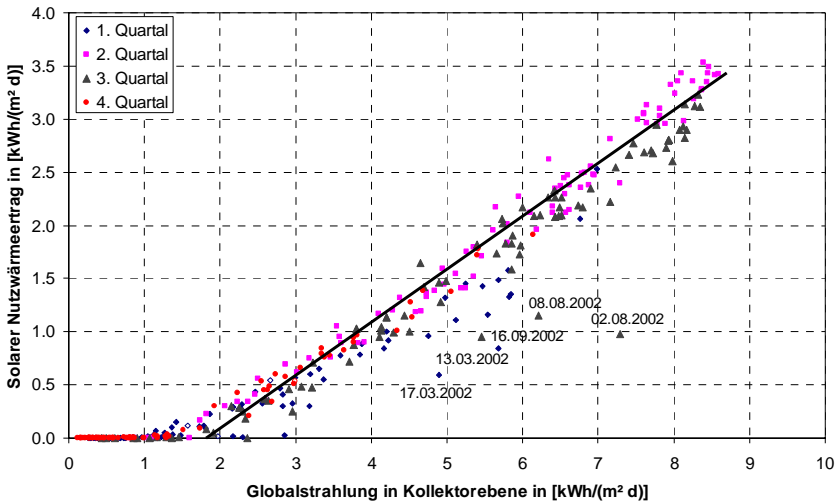
### **Einleitung**

Die Integration von thermischen Solaranlagen mit Kollektorflächen von mehr als 100 m<sup>2</sup> in die Wärmeversorgung von Wohnsiedlungen ist mit hohen finanziellen Investitionen verbunden. Um die monetäre und energetische Amortisationszeit der Anlage so niedrig wie möglich zu halten, ist ein dauerhaft hoher solarer Nutzwärmeertrag notwendig. Zur Überprüfung der Leistungsfähigkeit, Funktion sowie zur Qualitätskontrolle derartiger Anlagen stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung, die im Folgenden vorgestellt werden.

### **Kostengünstigste Überwachung**

Eine sehr schnelle Betriebskontrolle des Kollektorkreises stellt die Erstellung eines Input-/ Output-Diagramms dar [1]. Hierzu ist der tägliche solare Nutzwärmeertrag des Kollektorkreises in Abhängigkeit von der Globalstrahlung (in Kollektorebene) des entsprechenden Tages aufzutragen. Zur Bestimmung der beiden Wärmemengen ist lediglich die Installation eines Pyranometers (Globalstrahlung in Kollektorebene) sowie eines Wärmemengenzählers (solarer Nutzwärmeertrag) und die Auslesung der aufgenommenen Daten nötig. In Bild 1 ist das Input-/ Output-Diagramm des Jahres 2002 für den Kollektorkreis der Solaranlage (2 700 m<sup>2</sup>) der

solar unterstützten Nahwärmeversorgung in Friedrichshafen-Wiggenhausen dargestellt. Die von der Gerade abweichenden Punkte stellen Stagnationsfälle des Kollektorkreises dar. Aufgrund der Aufteilung des Jahres in Quartale ist weiterhin zu erkennen, dass der solare Nutzwärmeertrag im Frühling bei noch relativ kaltem Wasser im Langzeit-Wärmespeicher und damit verhältnismäßig niedrigen Kollektor-Rücklauftemperaturen bei gleicher Strahlungsenergie am höchsten und im Herbst am niedrigsten ist. Die dadurch unterschiedlichen Kollektorwärmeverluste führen zur Abweichung der Messpunkte gegenüber der händisch eingetragenen Trendlinie. Es ist weiterhin zu erkennen, dass die interpolierte Gerade nicht am Nullpunkt beginnt. Das ist damit zu erklären, dass der Kollektor durch die einfallende Globalstrahlung erst auf ein bestimmtes Temperaturniveau aufgeheizt werden muss, bevor ein solarer Nutzwärmeertrag bereitgestellt werden kann. Zur Verifizierung der Lage der gemessenen Punkte im Diagramm ist der solare Nutzwärmeertrag als Funktion der Globalstrahlung in Kollektorebene vorzuberechnen [1].



**Bild 1: Input-/ Output-Diagramm für das Kollektorfeld Friedrichshafen-Wiggenhausen 2002 (Datumsangaben kennzeichnen Stagnationsfälle des Kollektorkreises)**

Die Erstellung eines aussagekräftigen Input-/ Output-Diagramms setzt das Füllen des Diagramms mit Daten von mindestens einigen Wochen voraus. Zur unmittelbaren Betriebs- und Leistungskontrolle eines Kollektorfeldes mit ebenfalls geringem Aufwand ist die Erstellung eines Tagesdiagramms geeignet. Es erfolgt eine Auftragung der Einstrahlung in Kollektorebene, der Umgebungstemperatur und der vier Temperaturen am Solar-Wärmeübertrager sowie beider Volumenströme des Solar-Wärmeübertragers im Tagesverlauf. Durch Vergleich der Diagrammdaten mit den Auslegungsdaten ist eine eventuelle Abweichung der Volumenströme, erzielten Vorlauftemperaturen oder des Ein- bzw. Ausschaltzeitpunkts der beiden Pumpen zu identifizieren.

Die Erstellung des Tagesdiagramms stellt in Verbindung mit dem Input-/ Output-Diagramm den zweiten Schritt dar, der es erlaubt, die Fehlerquelle von nicht planmäßigen Systemzuständen zu bestimmen. Diese Art der Betriebsüberwachung ist wenig aufwändig, aber sehr aussa-

gekräftigt und wird deshalb von vielen Anlagenbetreibern angewendet. Für die Solaranlagen der Gemeinnützigen Salzburger Wohnbaugesellschaft (<http://www.gswb.at>) oder des Unternehmens Marstal Fjernvarme (<http://www.solarmarstal.dk>) sind diese Daten online im Internet abrufbar.

### **Aufwändigere Messmethoden zur Betriebs- und Leistungsüberwachung**

Eine weitere Möglichkeit der Betriebsüberwachung von großen Kollektorfeldern stellen das ISTT-Verfahren [2] und die detaillierte Langzeitvermessung dar. Bei beiden Verfahren kommt aufwändige Messtechnik zum Einsatz. Mit dem ISTT-Verfahren wird das thermische Verhalten großer Kollektorfelder über einen Zeitraum von vier bis sechs Wochen mit mobiler Messtechnik vermessen. Anschließend erfolgen eine Identifikation der Kollektorparameter sowie eine anschließende Prognose des jährlichen solaren Nutzwärmeertrags. Dieses kostenintensive Verfahren eignet sich zur Bestimmung des garantierten solaren Ertrags (GSR) bei der Erstellung von Gutachten.

Die detaillierte Langzeitvermessung kommt hauptsächlich im Zuge der Realisierung von Forschungsprojekten zum Einsatz. Die Fülle an Daten (in einer Auflösung von wenigen Minuten) und Messstellen erfordert einen hohen zeitlichen Aufwand bei der Betreuung der Messtechnik und Auswertung der Daten. Das thermische Verhalten der Anlage und die Auswirkungen von Änderungen in der Betriebsweise auf den solaren Nutzwärmeertrag können dagegen hiermit sehr gut überwacht werden.

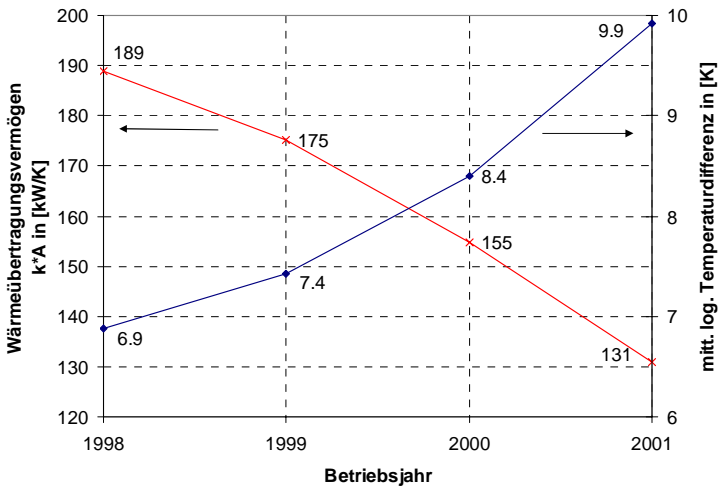
### **Parameteridentifikation zur Betriebs- und Leistungsüberwachung**

Durch Kombination des Simulationsprogramms TRNSYS [3] mit der Parameteridentifikationssoftware DF [4] können alle wichtigen Parameter im Kollektorkreis (optischer Wirkungsgrad  $\eta_0$ , Wärmeverlustkoeffizienten  $k_1$  und  $k_2$ , Kollektorkapazität, Wärmeübertragungsvermögen des Solar-Wärmeübertragers) auf Basis von Messdaten identifiziert werden. Zum einen ist es hiermit möglich, das System auf korrekte Auslegung hin zu überprüfen; zum anderen lassen sich hierdurch Veränderungen der Systemkomponenten leicht erkennen. In Bild 2 ist beispielhaft die Bestimmung des Wärmeübertragungsvermögens des Wärmeübertragers in der Anlage Friedrichshafen für die Betriebsjahre 1998 bis 2001 dargestellt. Durch das Auftreten von Ablagerungen auf den Platten des Wärmeübertragers sinkt dessen Wärmeübertragungsvermögen und die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz steigt bei gleicher thermischer Leistung (1 300 kW). Die thermische Leistung des Kollektorfeldes kann unter Umständen nicht in ausreichendem Maße abgeführt werden, so dass die primärseitige Vorlauftemperatur relativ hoch ist und das Kollektorfeld mit hohen thermischen Verlusten betrieben wird.

Werden neben dem Wärmeübertragungsvermögen auch die Kollektorparameter (siehe oben) bestimmt, kann der solare Nutzwärmeertrag der Anlage im Jahresverlauf prognostiziert werden. Tabelle 1 zeigt die für die Solaranlage (980 m<sup>2</sup>) in Rostock auf Grundlage von Monatsmessdaten bestimmten Werte der Kollektorparameter des TRNSYS-Modells [5] für den Zeitraum Mai bis September 2001 sowie die Angaben aus dem Kollektortest. Es ist zu sehen, dass der Parameter des optischen Wirkungsgrads  $\eta_0$  sehr hohe Werte von 0.90 im September bis zu 1.03 im Juli annimmt. Die hohen optischen Wirkungsgrade sind damit zu erklären, dass die meisten Betriebszustände<sup>1</sup>  $\Omega$  der Solaranlage im  $\Omega$ -Bereich von größer als 0.03 liegen ( $\rightarrow$  Bild 3). Um realistischere Werte von  $\eta_0$  bei der Parameteridentifikation zu erhalten, ist eine größere Anzahl von Betriebszuständen im  $\Omega$ -Bereich von kleiner 0.03 und damit eine höhere Gewichtung dieses Bereichs nötig. Im Bereich, in dem die meisten Betriebszustände der Solaranlage vorzufinden sind, nähern sich alle Kurven einander an und bilden die Realität mit sehr guter

<sup>1</sup>  $\Omega: (T_{fl,m} - T_{amb})/E_{glob,K}$  mit  $T_{fl,m}$  als mittlere Temperatur des Wärmeträgermediums im Kollektor,  $T_{amb}$  als Umgebungstemperatur und  $E_{glob,K}$  als Globalstrahlung in Kollektorebene

Übereinstimmung ab. Trotz dieser unterschiedlichen Parameter ergeben sich bei Durchführung einer Jahressimulation mit TRNSYS (auch unter Berücksichtigung der monatlichen solaren Nutzwärmeerträge) lediglich sehr geringe Abweichungen des berechneten zum tatsächlich gemessenen solaren Nutzwärmeertrag. Ziel dieses Vorgehens ist es, auf Grundlage von Messdaten Parameter für das Kollektormodell in TRNSYS zu gewinnen, unter deren Verwendung eine möglichst genaue simulationstechnische Prognose des jährlichen solaren Nutzwärmeertrags möglich ist. Unrealistische Werte des Parameters für den optischen Wirkungsgrad von deutlich über 0.80 stellen daher kein Problem dar.

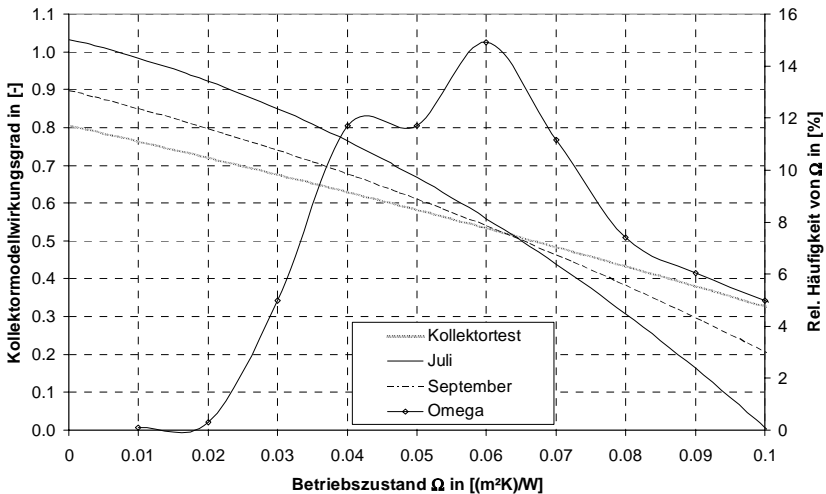


**Bild 2: Veränderung des Wärmeübertragungsvermögens des Solar-Wärmeübertragers der Anlage Friedrichshafen-Wiggenhausen während der Betriebsjahre 1998 bis 2001**

**Tabelle 1: Kollektorparameter des TRNSYS-Modells für die Solaranlage (980 m<sup>2</sup>) in Rostock im Jahr 2001**

	Juni	Juli	September	Kollektortest
$\eta_0$ [-]	0.99	1.03	0.90	0.81
$k_1$ [W/(m <sup>2</sup> K)]	3.27	4.36	4.56	4.14
$k_2$ [W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )]	0.079	0.074	0.029	0.008
Kollektorkapazität [kJ/m <sup>2</sup> ]	13.62	14.09	13.55	8.02
Abweichung in Jahressimulation <sup>*</sup> [%]	-0.1	2.4	3.7	0.8
<sup>*</sup> Abweichung in Jahressimulation = $1 - (\text{simulierter solarer Nutzwärmeertrag} / \text{gemessener solarer Nutzwärmeertrag})$ in [%]				

Mit Hilfe der gewonnenen Parameter und der Abbildung der kompletten Regelung in TRNSYS können die Auswirkungen veränderter Regelparameter auf den solaren Nutzwärmeertrag berechnet und die Solaranlage wirtschaftlich sowie energetisch optimal betrieben werden. Der Vorteil hierbei ist eine enorme Zeit- und Kostenersparnis gegenüber der langwierigen Erprobung verschiedener Regelstrategien in der Praxis. Unwirksame Regelungsmethoden werden verworfen, ohne realisiert worden zu sein. Demgegenüber steht der Gebrauch eines komplexen Simulationsprogramms, dessen Bedienung eine gewisse Einarbeitungsphase erfordert.



**Bild 3: Kollektorkennlinien des TRNSYS-Modells für verschiedene Monate sowie die Betriebszustände des Kollektorfeldes in Rostock 2001**

### Literatur

- [1] VANOLI, K.; PUJILA, F.: *In-Situ-Ertragsüberwachung thermischer Solaranlagen am Beispiel der ISFH-IOC-Technologie*. 13. Internationales Sonnenforum. 12. – 14. September 2002, Berlin.
- [2] SCHWENK, C.; KRÖGER-VODDE, A.; SCHÖLKOPF, W.: *Die Anwendung des ISTT-Verfahrens zur Erkennung von Anlagenmängeln*. 11. Symposium Thermische Solarenergie. 9. – 11. Mai 2001, Bad Staffelstein
- [3] TRNSYS Version 14.2, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison und Transsolar, Stuttgart.
- [4] DF – Dynamic Fitting Version 2.7, InSite Scientific Software, c/o W. Spirkel, Germering.
- [5] ISAKSON, P., ERIKSSON, L. O.: *MFC 1.0β Matched Flow Collector Model for simulation and testing*. Department of Building Services Engineering, Royal Institute of Technology, Stockholm.

### Danksagung

*Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert. Die Autoren danken für die Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.*