

Auf dem Prüfstand (Teil 1)

Dynamische Kollektortest- und Speichertest-Verfahren

von H. Drück, S. Fischer, A. Knorr, F. Köhler, Th. Pauschinger, M. Peter Tzs Stuttgart

Die Prüfung von Solaranlagen und deren Komponenten nach zuverlässigen und anerkannten Verfahren ist von entscheidender Bedeutung für eine allgemeine Qualitätssicherung in der Solartechnik. Mit dynamischen Verfahren lassen sich solche Prüfungen schnell und effizient durchführen. Eine vollständige Charakterisierung des thermischen Verhaltens von Solaranlagen und deren Komponenten wird erreicht, zuverlässige Ertragsprognosen werden getroffen. In dieser Ausgabe der SONNENENERGIE werden das dynamische Kollektortest-Verfahren DCT und ein Speichertest-Verfahren vorgestellt; in der nächsten Ausgabe das Systemtest-Verfahren DST und das Komponententestverfahren CTSS.

Die Prüfung von Kollektoren, Speichern und Solaranlagen ist das Metier des Test- und Entwicklungszentrums für Solaranlagen Stuttgart (Tzs). In den vergangenen zwei Jahren führte es Prüfungen von

- 35 Kollektoren nach dem stationären /1/ und dem dynamischen Kollektortest-Verfahren DCT /2/,
- 12 Speichern nach dem Speichertest-Verfahren /3/ und
- 19 Solaranlagen nach dem dynamischen Systemtest-Verfahren DST /4/ durch, davon 11 Anlagen auch nach dem Komponententestverfahren CTSS /5/.

Die Prüfergebnisse wurden den Auftraggebern zertifiziert und in dem Nachschlagewerk „Tests '95“ /6/ veröffentlicht.

Gleichzeitig entwickelte das Tzs die Prüfverfahren weiter und stellte sie europäischen bzw. internationalen Gremien (CEN bzw. ISO) vor. Das Verfahren DCT soll in Zukunft das stationäre Kollektortest-Verfahren ergänzen. Eine gemeinsame Validierung des Verfahrens durch Prüfeinrichtungen aus mehreren Ländern in Form eines Round Robin-Tests steht noch aus.

Die Verfahren DST, CTSS und „Speichertest“ wurden in die jeweiligen Normenentwürfe aufgenommen und werden derzeit als Standard diskutiert.

Dynamischer Kollektortest DCT

Unter dem *Dynamischen Kollektortest* versteht man die Ermittlung der Leistungskennwerte eines Kollektors aus Messungen, die unter nichtstationären Bedingungen durchgeführt wurden. Das Verfahren ist als Erweiterung der stationären Kollektortest-Verfahren nach DIN 4757, Teil 4 bzw. der ISO 9806, Teil 1 zu verstehen.

Die Vorteile des DCT-Verfahrens sind:

- eine Verkürzung der Meßdauer und somit eine Kostenreduktion des Kollektortests,

- eine vollständigere Charakterisierung des thermischen Verhaltens des Kollektors, da auch dynamische Effekte, wie kapazitive Effekte, der Einfluß des Einfallswinkels der Solarstrahlung sowie die Diffusstrahlung bei der Auswertung berücksichtigt werden,
- eine auf den Prüfergebnissen basierende Vorhersage des Kollektorertrags ist integraler Bestandteil des Verfahrens und
- da keine stationären Bedingungen gefordert sind, eignet sich das Verfahren auch für sogenannte *in situ* Messungen, d.h. für Messungen an Kollektoren oder Kollektorfeldern von installierten Anlagen vor Ort.

Der grundlegende Unterschied des DCT-Verfahrens gegenüber den stationären Kollektortest-Verfahren ist eine Erweiterung der Meßbedingungen auf instationäre Zustände. Insbesondere sind zeitliche Veränderungen der Bestrahlungsstärke (z.B. durch veränderliche Bewölkung) und der Kollektoreintrittstemperatur zulässig. In der Regel ist es gerätetechnisch aufwendig oder gar unmöglich, eben diese Größen während der Messung konstant zu halten.

Meßgrößen und -sequenzen

Ähnlich wie beim DST-Verfahren werden beim DCT-Verfahren während der Messung Zeitreihen aller Ein- und Austrittsgrößen am Kollektor aufgezeichnet. Diese sind:

- die Hemisphärische Strahlung $E_{K, hem}$ und die Diffusstrahlung $E_{K, dfu}$ in Kollektorebene,
 - der Massenstrom \dot{m} des Wärmeträgerfluids durch den Kollektor,
 - die Ein- und Austrittstemperatur $\vartheta_{K, i}$, $\vartheta_{K, o}$ des Wärmeträgerfluids,
 - die Umgebungstemperatur ϑ_{amb}
 - die Windgeschwindigkeit in Kollektorebene $v_{K, w}$
 - die Himmelstemperatur ϑ_{Himmel} .
- Zu berechnen sind:
- der Einfallswinkel der Solarstrahlung Θ ,

- die Komponenten des Einfallswinkels in longitudinaler und transversaler Richtung zum Kollektor Θ_l , Θ_t (letztere nur bei Kollektoren mit optischen Asymmetrien wie Vakuumröhrenkollektoren),
- die Dichte ρ und spezifische Wärmekapazität des Wärmeträgerfluids c_p .

Welche Größen in Betracht zu ziehen sind, hängt von der Art des Kollektors ab. So haben z.B. Himmelstemperatur und Windgeschwindigkeit bei unbedeckten Kollektoren einen höheren Einfluß auf dessen Wirkungsgrad als bei Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren.

Die Meßsequenzen (zusammenhängende Zeitreihen) können einen

Test von Kollektoren	
1	Test nach DIN 4757, Teil 4 (neu) Bestimmung von Wirkungsgrad, Druckverlust und Wärmekapazität
2	Bestimmung des Wirkungsgrads nach DIN 4757, Teil 4 (ohne Zertifizierung nach DIN)
3	Nachweis des Kollektorertrags entsprechend der Richtlinien des Bundesministeriums für Wirtschaft für Kollektorkennwerte nach DIN 4757, Teil 4 aus externer Messung
4	Bestimmung der Stillstandstemperatur nach DIN 4757, Teil 3
5	Typprüfung
6	Bauartzulassung
7	Infrarot-Thermographie
Test von Warmwasserspeichern	
8	Test nach dem Entwurf zur ISO 9459, Teil 4 „Performance characterisation of hot water storages for solar heating systems“
9	Infrarot-Thermographie
Test von solaren Brauchwassererwärmungsanlagen	
10	Test von Anlagen mit Zwangsumwälzung nach ISO/DIS 9459, Teil 5
11	Test von Kompaktanlagen nach ISO/DIS 9459, Teil 5
12	Untersuchung von Anlagen mit Zwangsumwälzung nach dem Komponententestverfahren nach dem Entwurf ISO 9459, Teil 4
Test von Anlagen zur Brauchwassererwärmung und Raumheizung	
13	Untersuchung von Anlagen mit Zwangsumwälzung nach dem Komponententestverfahren nach dem Entwurf ISO 9459, Teil 4
Test des Reglers	
14	Funktionstest des Reglers
Simulationsstudien	
15	Durchführung von Simulationsstudien für jegliche Art und Größe thermischer Solaranlagen
Kalibrierung von Meßwertaufnehmern	
16	Kalibrierung von Solarimetern nach ISO/DIS 9846
17	Kalibrierung von PT 100 Temperaturfühlern zur Vermessung von Solaranlagen

Tab. 1: Standardprüfungen am Tzs

beliebigen Zeitraum umfassen. Eine Meßsequenz kann sich beispielsweise über eine gesamte Woche erstrecken, inklusive der Nächte und Perioden ohne Durchfluß im Kollektor. Es ist zu beachten, daß nicht die Dauer der Messungen entscheidend für die Genauigkeit der Ergebnisse ist, sondern die Variabilität der Systemzustände die im Laufe einer Meßsequenz erzielt wurde.

Die oben beschriebenen Vorteile des Verfahrens können für zwei Anwendungen genutzt werden:

1. Außentest von Kollektoren an Prüfstellen: Beim stationären Kollektortest-Verfahren nach DIN 4757, Teil 4 stellt es allgemein kein Problem dar, über eine geeignete Temperiereinrichtung konstante Eintrittstemperaturen am Kollektor bereitzustellen. Die Anforderungen an die Konstanz der Solarstrahlung sowie die Beschränkungen bezüglich ihres Einfallswinkels bereiten jedoch einen relativ hohen, zeitlichen Aufwand. Konkret sind derzeit etwa sechs Tage mit wolkenfreiem Himmel notwendig, um die geforderte Zahl von Meßpunkten zu erlangen. In den Monaten zwischen Frühling und Herbst ergibt sich für süddeutsches Klima im Mittel eine Meßdauer von ca. einem Monat je Kollektor. Durch den *Dynamischen Kollektortest* können auch Meßdaten von Tagen mit leicht- bis mittelstark bewölktem Himmel herangezogen werden. Die Meßdauer reduziert sich hierdurch etwa um den Faktor 2.

2. In situ Messungen: Bei der Überprüfung installierter Solaranlagen vor Ort, sogenannten *in situ* Messungen, ist die Feststellung der Kollektorleistung unerlässlich. Die direkte Messung des Kollektorertrags über einen bestimmten Zeitraum führt zu unbefriedigenden Erkenntnissen, da dieser stark von den aufgetretenen Betriebsbedingungen abhängt. Eine Messung nach dem DCT-Verfahren ergibt hingegen Kennwerte, die mit den Angaben des Herstellers oder Planers der Anlage verglichen werden können. Dieses Ergebnis ist von den aufgetretenen Betriebszuständen weitgehend unabhängig.

Meßergebnisse

In den nachfolgenden Abschnitten werden Ergebnisse aus verschiedenen experimentellen Untersuchungen zum oben beschriebenen Verfahren vorgestellt. Die Untersuchungen wurden anhand von Meßdaten für verschiedene Kollektortypen durchgeführt.

In Tab. 2 sind die Kollektoren aufgelistet, an denen experimentelle Untersuchungen durchgeführt wurden. Bei

Kollektor	Aperturfläche [m ²]	Kollektortyp
K0	2,34	Flachkollektor mit selektiv beschichtetem Kupferrohr
K1	1,79	Flachkollektor mit selektiv beschichtetem Aluminiumabsorber
K4	2,32	Flachkollektor mit selektiv beschichtetem Aluminiumabsorber
K10	1,09 (zwei Module)	Vakuümrohrenkollektor mit direkt durchströmtem, zylindrischem Absorber, doppelwandiger Vakuümrohre und Al-CPC-Reflektor
K15	1,1 (zwei Module)	Vakuümrohrenkollektor mit direkt durchströmtem Kupferabsorber

Tab. 2: Kollektoren, an denen experimentelle Untersuchungen durchgeführt wurden

η_0	[-]	Konversionsfaktor mit $\eta_0 = F'(\tau\alpha)$
$F'k_1, F'k_2$	$[W/(K \cdot m^2)]$ $[W/(K^2 \cdot m^2)]$	Effektiver Wärmedurchgangskoeffizient des Kollektors bestehend aus dem Absolutglied und dem Glied zur Beschreibung der Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz. Berechnung der Temperaturdifferenz Δv mit der mittleren Fluidtemperatur.
r	[-]	Exponent zur Charakterisierung des Einfallswinkel-Korrekturfaktors mit $K_{(i)}^{eff} = 1 - \tan^{1/r}(\frac{\theta}{2})$
$c_{K,eff}$	$[kJ/(m^2 \cdot K)]$	Effektive Wärmekapazität des Kollektors
Obj.	[W]	Zu minimierende Zielfunktion bei der Parameteridentifikation

Tab. 3: Leistungskennwerte des Kollektors beim DCT-Verfahren

der Auswertung werden die in Tab. 3 aufgeführten Kennwerte bestimmt.

In Bezug auf die Modellbildung unterscheiden sich Vakuümrohrenkollektoren durch ihre optische Asymmetrie von Flachkollektoren, d.h. aufgrund der Röhrenform der Kollektorabdeckung ergeben sich in longitudinaler und transversaler Richtung unterschiedliche Einfallswinkel-Korrekturfaktoren. In longitudinaler Richtung kann ein Einfallswinkel-Korrekturfaktor wie bei Flachkollektoren angenommen werden.

Dagegen nimmt der Einfallswinkel-Korrekturfaktor in transversaler Richtung auch Werte größer als eins an, da bei leicht schrägem Einfall keine Strahlung mehr durch die Röhrenzwischenräume hindurchfällt und somit die Effizienz gegenüber der bei senkrechtem Einfall ansteigt.

Abb. 1 und Tab. 4 zeigen die Ergebnisse für die zwei Vakuümrohrenkollektoren K10 und K15. Die Ergebnisse zeigen für beide Typen von Vakuümrohrenkollektoren den typischen Verlauf des Einfallswinkel-Korrekturfaktors.

Kurzzeitvorhersage

Ein geeignetes Mittel zur Überprüfung der Kennwerte aus dem DCT-Verfahren ist die sogenannte Kurzzeitvorhersage, für die die Kenntnis der Einfallswinkelkorrekturfaktoren erforderlich ist. Bei der Kurzzeitvorhersage wird mittels der Kennwerte, die aus Meßwerten eines Meßzeitraums Z_x ermittelt wurden, der Ertrag für einen anderen Meßzeitraum Z_y vorhergesagt. Auf diese Weise kann dann der vorhergesagte Ertrag direkt mit dem gemessenen Ertrag verglichen werden.

Abb. 2 zeigt beispielhaft einen Meßtag aus Zeitraum Z_3 , der mit den aus Zeitraum Z_1 ermittelten Kennwerten vorhergesagt wurde, wobei die gemessene und vorhergesagte Kollektorleistung als Funktion der Tageszeit aufgetragen sind.

Generell ist die Übereinstimmung beim Vergleich der Ergebnisse in dem Genauigkeitsbereich der allgemein bei Kollektortests erzielt werden kann (z.B. beim wiederholten Test ein und desselben Kollektors) und somit ausreichend.

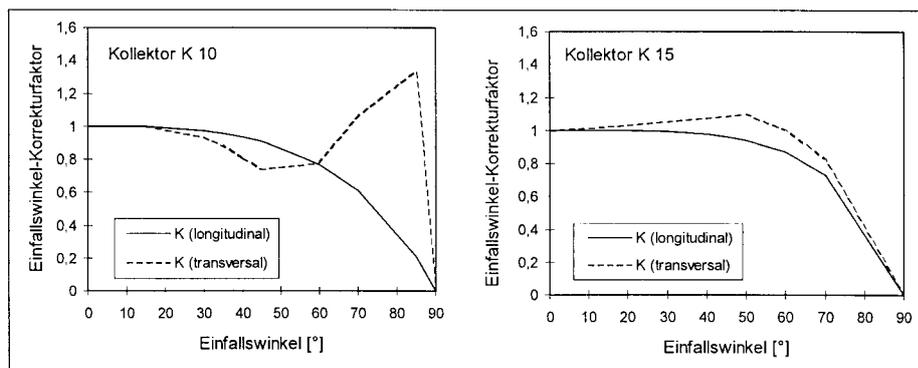


Abb. 1: Verlauf des Einfallswinkel-Korrekturfaktors in longitudinaler und transversaler Richtung für zwei Vakuümrohrenkollektoren K10 und K15

Koll.	η_0	$F'k_1$	$F'k_2$	$K_{(i)}^{eff}$	$c_{K,eff}$	Obj.
K10	0,563	0,453	0,008	0,831	14,8	16,4
K15	0,736	0,9	0,008	0,95	14,43	14,0

Tab. 4: Testresultate für zwei Vakuümrohrenkollektoren K10 und K15

Fazit

Das DCT-Verfahren stellt eine interessante Alternative zu den stationären Kollektortest-Verfahren dar. Durch die Verwendung von modellgestützten Auswerteverfahren kann auf die Konstanz der Meßgrößen während des Tests weitgehend verzichtet werden.

Für die Anwendung des Verfahrens zum Außentest von Kollektoren an Prüfstellen wurde eine Testprozedur vorgeschlagen und experimentell erprobt. Die Ergebnisse zeigen, daß das DCT-Verfahren eine leistungsfähige Alternative zu den herkömmlichen Verfahren darstellt. Ein Vergleich mit Kennwerten, die mit dem DCT- und dem stationären Kollektortest-Verfahren nach DIN 4757, Teil 4 bestimmt wurden, ergab Abweichungen unter 1,5 % über den gesamten relevanten Kennlinienbereich.

Für Kurzzeitorhersagen, bei denen die Kennwerte aus einem Meßzeitraum bestimmt werden und damit der Kollektorsertrag für einen anderen Meßzeitraum vorhergesagt wird, ergaben sich Abweichungen vom gemessenen Kollektorsertrag von bis zu 3 %.

Mit dem DCT-Verfahren konnten für Vakuumröhrenkollektoren auch die Verläufe der Einfallswinkel-Korrekturfaktoren in transversaler und longitudinaler Richtung bestimmt werden. Die Kollektoren können hierdurch exakter mit entsprechenden Simulationsprogrammen simuliert werden.

Zum derzeitigen Stand liegt dem CEN ein von Schweden vorbereiteter Normentwurf für das DCT-Verfahren vor. Die vorgeschlagene Testprozedur entspricht weitgehend der oben beschriebenen. Für den Fall, daß abschließende Entwicklungsarbeiten am Verfahren noch durchgeführt werden und eine internationale Validierung stattfindet, ist eine Verabschie-

dung dieses Normenteils sehr zu begrüßen, da das Verfahren in Mitteleuropa eine starke Verkürzung der Meßzeiten mit sich bringt und für nordeuropäisches Klima einen Außentest erst möglich macht.

Der Speichertest

Die technischen Anforderungen an konventionelle Warmwasserspeicher und Wassererwärmungsanlagen, wie sie in fast jedem deutschen Haushalt eingesetzt werden, sind u. a. in der DIN 4753 genormt. Zusätzlich zu den in dieser Norm spezifizierten Eigenschaften hinsichtlich Sicherheit, Dichtheit, Korrosionsschutz und Trinkwasserhygiene müssen Speicher für Solaranlagen noch weitere, insbesondere thermische Anforderungen erfüllen. Die Kenntnis dieser Eigenschaften bzw. entsprechender thermischer Kenngrößen ist wichtig,

- um für einen Anwendungsfall einen geeigneten Speicher auswählen zu können,
- um Solaranlagen auf der Basis von Komponententests beurteilen zu können sowie
- für den Vergleich und die Bewertung von Speichern.

Beim Test des Speichers werden eine Reihe von Kenngrößen ermittelt, um das thermische Verhalten des Speichers zu charakterisieren. Eine direkte Bewertung der thermischen Leistungsfähigkeit des Speichers aufgrund der ermittelten Kenngrößen ist jedoch nur begrenzt möglich.

Es ist offensichtlich, daß sich eine geringe Wärmeverlustrate des Speichers positiv auf die thermische Leistungsfähigkeit der Solaranlage auswirkt. Je geringer also die Wärmeverlustrate ist, umso besser ist der Speicher. Die Wärmeverlustrate stellt folglich eine direkt bewertbare, thermische Kenngröße dar.

Aber wie verhält es sich z. B. mit dem Bereitschaftsvolumen? Zum einen sollte das Bereitschaftsvolumen ausreichend groß sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zum anderen führt aber ein größeres Bereitschaftsvolumen auch zu höheren Wärmeverlusten. Eine direkte Beurteilung des Speichers aufgrund seines Bereitschaftsvolumens ist daher, im Gegensatz zur Wärmeverlustrate, nicht möglich. Statt dessen kann z. B. durch Simulation indirekt der Einfluß der Größe des Bereitschaftsvolumens auf die Leistung der Gesamtanlage ermittelt werden. Das Bereitschaftsvolumen stellt deshalb eine indirekt bewertbare, thermische Kenngröße dar.

Um Speicher auswählen oder beurteilen zu können, müssen daher im allgemeinen Simulationen durchgeführt werden, mit denen Aussagen über das Verhalten eines Speichers in einer Solaranlage getroffen werden können. Hierzu wird der getestete Speicher, bzw. seine beim Test ermittelten Kenngrößen, in eine Referenzanlage integriert und der berechnete, jährliche solare Deckungsanteil als Bewertungskriterium herangezogen.

Auch für den Test von Solaranlagen auf Komponentenbasis ist die Simulation des thermischen Verhaltens der Solaranlage erforderlich. Zusätzlich zur Ermittlung von direkt bewertbaren, thermischen Kenngrößen muß es daher das Ziel eines Komponententests sein, Größen zu ermitteln, die in Verbindung mit einem Rechenmodell eine detaillierte Beschreibung des thermischen Verhaltens der Komponente ermöglichen.

Ein Speicher, wie er in Deutschland im allgemeinen in Verbindung mit einer Solaranlage eingesetzt wird, ist in Abb. 3 dargestellt. Als Speichermedium dient das Trinkwasser, welches sich im Wasserraum (1) befindet. Die Sonnenenergie wird durch den Kollektorkreislauf mittels eines Wärmeträgerfluids (Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel) dem Trinkwasser über den unteren Wärmeübertrager (2) zugeführt. Da der Warmwasserbedarf nicht vollständig solar gedeckt werden kann, befindet sich im oberen Bereich des Speichers (Bereitschaftsvolumen) ein elektrischer Heizstab (3) oder ein zweiter Wärmeübertrager (4).

Die Speicherkenngrößen

Um das thermische Verhalten des Speichers mit einem numerischen Rechenmodell beschreiben zu können, werden zusätzlich zu den geometrischen Daten weitere Parameter benötigt. Diese thermischen Speicherkenngrößen werden im folgenden kurz beschrieben:

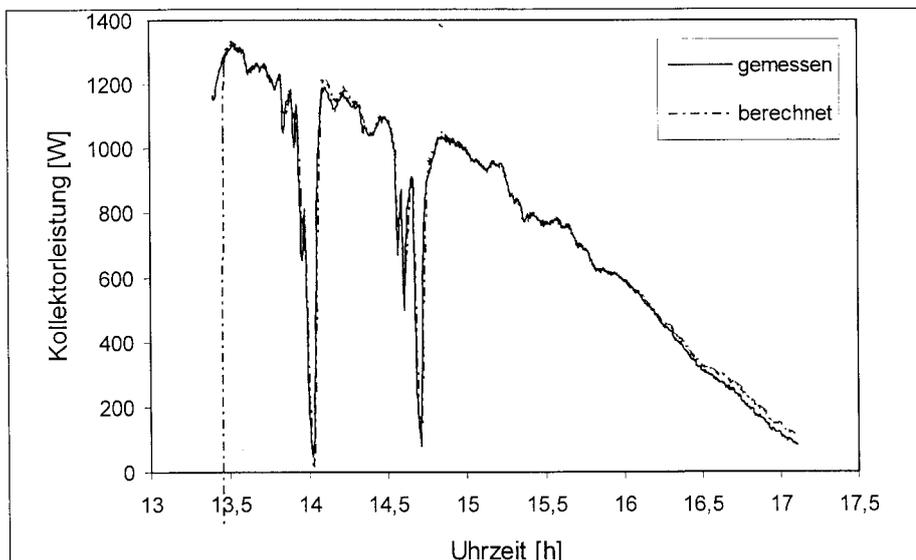


Abb. 2: Vergleich der gemessenen mit der berechneten Kollektorleistung für einen Meßtag aus Zeitraum Z3, der mit den aus Zeitraum Z1 ermittelten Kennwerten vorhergesagt wurde.

1. Die thermische Kapazität des gesamten Speichers gibt an, welche Wärmemenge der Speicher beim üblichen Betrieb je Kelvin Temperaturänderung des Speichermediums aufnehmen bzw. abgeben kann. Aus der thermischen Kapazität des gesamten Speichers läßt sich durch Division mit den Stoffwerten ρ , c_p des Speichermediums (im allgemeinen Wasser) das nutzbare Speichervolumen in erster Näherung berechnen.
2. Die wichtigste Größe zur Beschreibung des thermischen Verhaltens des Solarkreis-Wärmeübertragers ist sein Wärmeübertragungsvermögen. Dieses ist neben dem Wärmeübertrager selbst auch vom Massenstrom durch den Wärmeübertrager und der Temperaturdifferenz zwischen Wärmeübertrager und Speicher sowie von der Temperatur abhängig.
- Da die Temperaturabhängigkeit den größten Einfluß hat, reicht es im allgemeinen aus, das Wärmeübertragungsvermögen in Abhängigkeit von der mittleren lokalen Temperatur ϑ_m zu bestimmen.
3. Der elektrische Heizstab wird neben seiner Heizleistung durch seine vertikale Position innerhalb des Speichers beschrieben, da durch diese das bei elektrischer Beheizung maximal zur Verfügung stehende Bereitschaftsvolumen vorgegeben wird.
4. Für den Nachheizkreis-Wärmeübertrager muß ebenfalls das Wärmeübertragungsvermögen in Abhängigkeit von der mittleren, lokalen Temperatur bekannt sein. Zusätzlich ist die vertikale Position des unteren Anschlusses eine sehr wichtige Größe, da hierdurch das maximal zur Verfügung stehende Bereitschaftsvolumen vorgegeben wird.
5. Die Betriebsbereitschaftsverluste (Wärmeverlustrate) geben den vom Speicher an die Umgebung übertragenen Wärmestrom bezogen auf ein Kelvin Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und Umgebung an. Ist die Wärmedämmung des Speichers lokal sehr unterschiedlich, z. B. durch eine stärkere Wärmedämmung im Bereich des Bereitschaftsteils, sollten für die entsprechenden Bereiche separate Wärmeverlustraten bestimmt werden.
6. Mit der effektiven vertikalen Wärmeleitfähigkeit wird der Abbau der Temperaturschichtung im ruhenden Speicher beschrieben. Der im Speicher von oben nach unten stattfindende Wärmetransport ist auf die Wärmeleitung in der Speicherwand, im Wasser und in den vorhandenen Einbauten (z. B. Wärmeübertrager) sowie auf Konvektionsströmungen zurückzuführen. Die aus diesen Einzeleffekten resultierende Intensität des Wärmetransports wird durch die

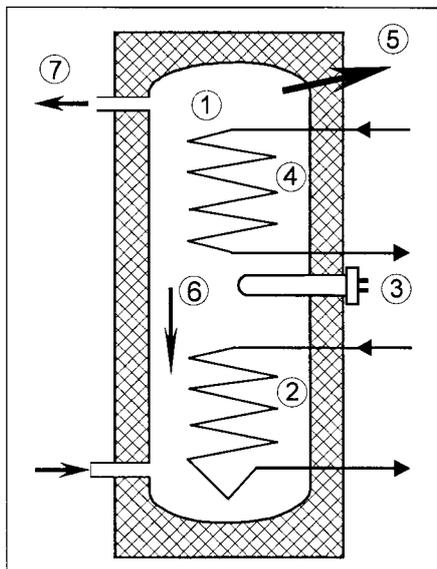


Abb. 3: Brauchwasserspeicher

effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit charakterisiert.

7. Die Schichtungskennzahl stellt ein Maß für den Erhalt der Temperaturschichtung während der Entladung dar. Hohe Schichtungskennzahlen bedeuten einen guten Erhalt der Temperaturschichtung. Bei einem auf dem Finite-Differenzen-Verfahren basierenden Speichermodell entspricht die Schichtungskennzahl der zur Simulation dieses Entnahmeprofils erforderlichen homogenen Diskretisierungsdichte.

Das Testverfahren

Das Ziel des Speichertests ist die Bestimmung der beschriebenen Speicherkenngrößen. Hierzu wird der Speicher an einen Teststand angeschlossen und entsprechend definierter Testsequenzen thermisch be- und entladen. Während des Tests werden die Volumenströme und die Ein- und Austrittstemperaturen am Speicher im Be- und Entladekreis sowie die Umgebungstemperatur gemessen und aufgezeichnet.

Auf Messungen im Inneren des Speichers wird verzichtet, so daß am Speicher selbst keine Eingriffe erforderlich sind und sein Schichtungsverhalten nicht durch die eingebaute Meßtechnik beeinflusst wird.

Eine Testsequenz ist ein zusammenhängender Meßzyklus, bei dem der Speicher verschiedene Betriebszustände durchläuft. Hierbei ist es für die Bestimmung eines Kennwerts wichtig, daß während der Testsequenz die relevanten physikalischen Effekte angeregt werden.

Zur Auswertung der während der Testsequenzen aufgezeichneten Meßdaten in Form von Zeitreihen von Temperaturen und Volumenströmen und zur Ermittlung der Speicherkennwerte stehen zwei Vorgehensweisen zur Verfügung:

Für die **analytischen Verfahren** bilden einfache Energie- und Leistungsbilanzen die Grundlage. Werden keine Temperaturen im Inneren des Speichers gemessen, so können mit diesen Verfahren nur die Betriebsbereitschaftsverluste und die thermische Kapazität des gesamten Speichers bestimmt werden.

Im folgenden wird die Vorgehensweise zur Ermittlung der Betriebsbereitschaftsverluste mit dem von der European Solar Storage Testing Group (SSTG) entwickelten Verfahren vorgestellt.

Ausgehend vom Umgebungszustand wird der Speicher über den Solarkreis-Wärmeübertrager mit einem konstanten Volumenstrom und einer konstanten Eintrittstemperatur von ca. 60 °C beheizt. Nach einer bestimmten Zeit stellt sich ein stationärer Zustand ein, der dadurch gekennzeichnet ist, daß sich die dem Speicher zugeführte Leistung nicht mehr ändert. In diesem Betriebszustand ist der vom Speicher an die Umgebung abgegebene Wärmeverluststrom gleich der zugeführten Leistung.

Die Betriebsbereitschaftsverluste ergeben sich im stationären Zustand aus der Division der zugeführten Leistung durch die Temperaturdifferenz zwischen mittlerer Speichertemperatur und Umgebungstemperatur.

Da im Speicher keine Messungen vorgenommen werden, wird für diesen stationären Zustand die mittlere Speichertemperatur aufgrund der am Wärmeübertrager gemessenen Ein- und Austrittstemperaturen sowie der zugeführten Leistung berechnet.

Das zweite Verfahren zur Ermittlung von thermischen Speicherkenngrößen stellen **auf Parameteridentifikation basierende modellgestützte Auswerteverfahren** dar. Bei diesem Verfahren wird ein geeignetes mathematisches Rechenmodell für den Speicher mit den während des Tests gemessenen Speicher-Eintrittsgrößen beaufschlagt. Die durch das Speichermodell berechneten Austrittsgrößen sind zusätzlich zu den Eintrittsgrößen auch noch von den zur Berechnung verwendeten Parametern, wie dem Volumen und den Wärmeübertragungsvermögen der Wärmeübertrager abhängig.

Neben der Reproduzierbarkeit der ermittelten Speicherkennwerte muß ihr Einfluß auf das thermische Verhalten der gesamten Solaranlage berücksichtigt werden. Hierzu werden die jeweiligen Speicher mit entsprechenden Computerprogrammen in eine „Standard-Solaranlage“ integriert und Jahressimulationen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Simulationen lassen sich durch den solaren Deckungsanteil f charakterisieren.

Testergebnisse

Die auf der Basis von drei Tests ermittelten Speicherkennwerte und der berechnete solare Deckungsanteil sind in Tab. 5 zusammengestellt. Die Reproduzierbarkeit bei der Ermittlung der Betriebsbereitschaftsverluste ist sehr hoch. Aus allen drei Tests ergibt sich nahezu das gleiche Ergebnis.

Die Streuung der ermittelten nutzbaren Wärmekapazität des gesamten Speichers ist ebenfalls gering. Die maximale Abweichung von ca. 2 % tritt zwischen Test 2 und Test 3 auf. Diese Abweichung liegt im Bereich der Meßgenauigkeit. Da nur eine S-Testsequenz verfügbar war und diese separat ausgewertet wurde, ergab sich zwangsläufig für alle drei Tests die gleiche Schichtungskennzahl.

Die Streuung bei der effektiven vertikalen Wärmeleitfähigkeit beträgt ca. 10 %. Dies ist auf die Korrelation zwischen λ_{eff} und z_{aux} zurückzuführen. Ein höherer Wert von λ_{eff} führt zu einem höheren Wert für z_{aux} und umgekehrt.

Das Wärmeübertragungsvermögen $(kA)^*_{WT}$ der eingetauchten Wärmeübertrager ist in Tab. 5 für eine mittlere lokale Temperatur von 50 °C dargestellt. Hier beträgt die Abweichung ca. 4 %. Aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Stoffwerte von Wasser ist $(kA)^*_{WT}$ jedoch stark von

der Temperatur abhängig. In Abb. 4 sind die aus den drei Tests ermittelten Kurven für das Wärmeübertragungsvermögen des Solarkreis-Wärmeübertragers $(kA)^*_{W1}$ in Abhängigkeit von der mittleren lokalen Temperatur dargestellt. Bezogen auf den Mittelwert beträgt die Streuung der Kurven für $(kA)^*_{W1}$ maximal $\pm 5 \%$.

Die Abweichung des für den Nachheizkreis-Wärmeübertrager ermittelten Wärmeübertragungsvermögen $(kA)^*_{W2}$ beträgt bei einer mittleren lokalen Temperatur von 50 °C ca. 7 %. Über den gesamten relevanten Temperaturbereich ergibt sich eine Streuung von $\pm 7 \%$.

Die relative Position des Auslasses des Nachheizkreis-Wärmeübertragers ist eine sehr wichtige Größe, da hierdurch die Größe des Bereitschaftsvolumens bzw. des „Solar“-Volumens festgelegt wird. Bezogen auf den Mittelwert beträgt die Abweichung bei den aus den drei Tests bestimmten Werten für z_{aux} weniger als $\pm 2 \%$ (absolut). Die maximale Abweichung des berechneten solaren Deckungsanteils f ist mit 0,5 % (absolut) sehr gering.

Fazit

Die Anwendung des Verfahrens hat gezeigt, daß die Kennwerte des Spei-

chers mit guter Reproduzierbarkeit bestimmt werden können. Bei der Beurteilung von Testergebnissen durch Simulation des Speichers in einer Standard-Solaranlage sowie beim Vergleich mit Meßwerten wurden sehr gute Übereinstimmungen erzielt.

Bei der praktischen Anwendung des Verfahrens hat sich gezeigt, daß es wertvolle Detailinformationen über die einzelnen Komponenten des Speichers liefert. Hierdurch können fehlerhafte Konstruktionen erkannt und Empfehlungen zur Verbesserung der Produkte gegeben werden.

Die wesentlichen Vorteile des Verfahrens sind:

- Es ist eine detaillierte Charakterisierung des thermischen Verhaltens des Speichers möglich.
- Ein Rechenmodell für den Speicher ist integraler Bestandteil des Verfahrens, so daß die Ergebnisse direkt in Anlagensimulationen, verwendet werden können.
- Zur Ermittlung der mit Parameteridentifikationsverfahren auszuwertenden Testsequenzen können deutlich geringere Anforderungen an die Konstanz der Eintrittstemperaturen sowie der Meßgenauigkeit gestellt werden.
- Die zur Auswertung der Testsequenzen eingesetzten Parameteridentifikationsverfahren können auch für *in situ* Messungen verwendet werden.

Aufgrund der gegenwärtigen Aktivitäten des CEN zur Erstellung von Normen für thermische Solaranlagen ruhen alle diesbezüglichen Aktivitäten des DIN.

Im Rahmen der Mitarbeit in europäischen (CEN) bzw. internationalen Gremien (ISO) wurde das entwickelte Speichertestverfahren eingebracht und von der ISO als Arbeitspapier angenommen.

Anmerkungen

/1/ DIN 4757, Teil 4 „Solarthermische Anlagen, Sonnenkollektoren – Bestimmung von Wirkungsgrad, Wärmekapazität und Druckabfall“

/2/ Dynamic Collector Testing: CEN-Normentwurf in EN TC 312, Teil 2 zur Erweiterung des Stationären Kollektortest-Verfahrens nach DIN 4757, Teil 4 bzw. ISO 9806, Teil 1

/3/ ISO/DP 9459 Teil 4A „System Performance Characterisation by Means of Component Testing and Computer Simulation; Performance Characterisation of Hot Water Storages for Solar Heating Systems“ (Draft 8/95)

/4/ Dynamic System Testing: ISO/CD 9459 Teil 5 „Solar Heating – Domestic Hot Water Heating Systems“

/5/ Component Testing System Simulation: Entwurf zur ISO 9459, Teil 4

/6/ mit Einverständnis der Zertifikatsinhaber

	Test 1	Test 2	Test 3
Betriebsbereitschaftsverluste $(kA)_{s,a}$ [W/K]	2,06	2,05	2,05
nutzbare Wärmekapazität des gesamten Speichers [MJ/K]	1.125	1.104	1.127
Schichtungskennzahl [-]	120	120	120
effektive vertikale Wärmeleitfähigkeit λ_{eff} [W/(m K)]	1,61	1,76	1,97
Wärmeübertragungsvermögen Solarkreis-WT [W/K] *	466	458	449
Wärmeübertragungsvermögen Nachheizkreis-WT [W/K]	335	333	357
relative Position Nachheizkreis-WT Auslaß z_{aux} [-]	0,50	0,52	0,53
Solarer Deckungsanteil f [%]	46,68	46,66	47,14

Tab. 5: Ergebnisse der drei Speichertests

* bei einer mittleren lokalen Temperatur von 50°C. Die mittlere lokale Temperatur wird als arithmetischer Mittelwert aus Wärmeübertrager-Eintrittstemperatur und lokaler Speichertemperatur berechnet.

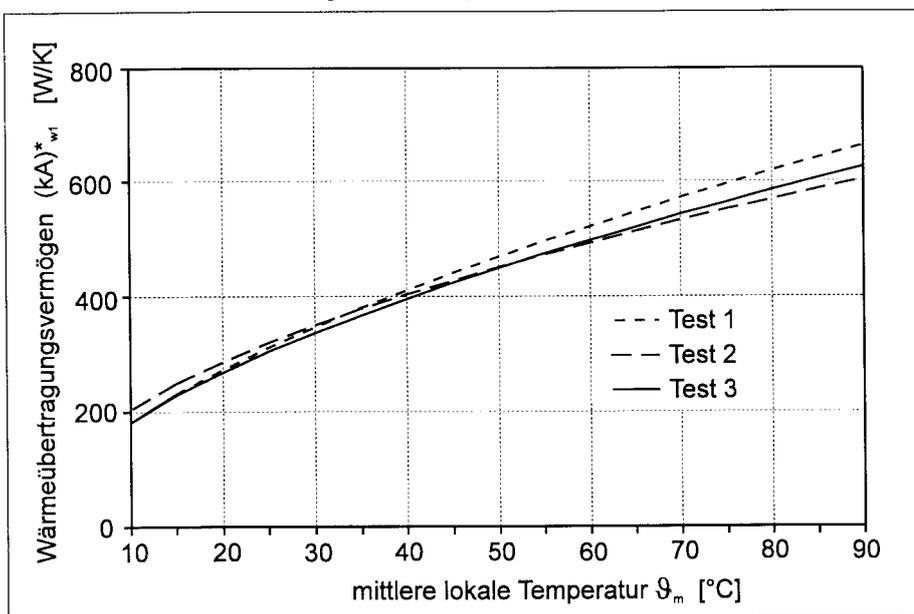


Abb. 4: Aus drei Tests bestimmtes Wärmeübertragungsvermögen des Solarkreis-WT