

Auf dem Prüfstand (Teil 2)

Dynamische System- und Komponententest-Verfahren

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

TZS Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik der Universität Stuttgart

Der **Dynamische Systemtest (DST)** ist neben dem Komponententestverfahren das leistungsfähigste und flexibelste Prüfverfahren für solare Brauchwassererwärmungsanlagen (SBWEA).

Dynamischer Systemtest DST

Das DST-Verfahren wurde im Rahmen des Vorhabens VELS entwickelt und als internationaler Standard in der ISO 9459, Teil 5 festgeschrieben.

Ziel des Verfahrens ist es, den Jahresenergieertrag einer SBWEA auf der Basis eines Kurzzeittests vorherzusagen. Hierzu wird das thermische Verhalten der SBWEA über einen Zeitraum von ca. drei Wochen gemessen. Unter Verwendung eines Rechenmodells werden Kennwerte für die SBWEA aus den Meßdaten bestimmt, anhand derer die thermische Leistung der Anlage für Referenz-Wetterdaten und ein vorgegebenes Entnahmeprofil errechnet wird.

Vorteil des Verfahrens ist, daß die bestimmten Kennwerte von Ort und Jahreszeit des Tests unabhängig sind und eine Prognose des Energieertrags auch für ein Klima durchgeführt werden kann, das von dem des Testorts abweicht.

Das Verfahren wurde am TZS durch reale und simulierte Tests bezüglich seiner Genauigkeit, Vergleichbarkeit und Reproduzierbarkeit überprüft. Es kann die Kennwerte der Solaranlage mit hoher Genauigkeit bestimmen und Vorhersagen des Jahresenergieertrags für Standorte, die vom Testort abweichen, mit der geforderten Genauigkeit von 5 % treffen.

Am TZS wurden experimentelle und theoretische Untersuchungen an Solaranlagen durchgeführt, wie sie für den deutschen Markt typisch sind. Darüber hinaus wurden Untersuchungen an unkonventionellen Anlagen (Integrierte Kollektor-Speicher-Anlage (IKS-Anlage), Thermosiphon-Anlage, *matched flow*-Anlage) durchgeführt.

Das DST-Verfahren gliedert sich in drei Schritte:

1. Kurzzeittest: Das thermische Verhalten einer SBWEA wird im Außen-test unter natürlichen Wetterbedingungen und mit einem festgeschriebenen Entnahmeprofil gemessen. Ziel des Tests ist es, die Anlage in möglichst viele Systemzustände zu treiben (z.B. niedere Temperaturen im Kollektor zur Bestimmung seines Konversionsfaktors, hohe Temperaturen in Kollektor und Speicher zur Bestimmung der Wärmeverlusten).

Alle Eintrittsgrößen wie die meteorologischen Größen und die tägliche Entnahmemenge sind in einem weiten Bereich zu variieren, so daß möglichst alle im realen Betrieb vorkommenden Betriebszustände während des Tests auftreten.

Hierbei ist es wichtig, daß die Eintrittsgrößen unabhängig voneinander variiert werden, da die Kennwerte ansonsten nicht voneinander getrennt bestimmt werden können. Eine ausreichende Variation und geringe Korrelation der Eintrittsgrößen wird in der aktuellen Meßvorschrift durch drei Meßsequenzen sichergestellt.

Dies sind:

- *S_{sol}-Testsequenz für Sonnenbetrieb:*

Die Testsequenz S_{sol} besteht aus mehreren aufeinander folgenden Tagen, an denen die Anlage kontinuierlich unter natürlichen meteorologischen Bedingungen betrieben wird. Dabei werden zwei Typen von Tagen unterschieden: Test A-Tage, an denen die tägliche Entnahmemenge hoch gewählt wird und somit die gesamte Anlage auf niederen Temperaturen betrieben wird, und Test B-Tage mit geringen Entnahmemengen, an denen sowohl im Speicher als auch im Kollektor hohe Temperaturen auftreten.

Die Messung wird solange fortgesetzt, bis eine Mindestanzahl an „validen“ Test A- und Test B-Tagen erreicht ist. Eine wesentliche Anforderung für einen validen Tag ist eine tägliche Einstrahlungssumme in Kollektorebene größer als 12 MJ/m².

- *S_{aux}-Testsequenz für Zusatzheizungsbetrieb (auxiliary heater):*

Die Anlage wird über einen Zeitraum von vier Tagen ausschließlich mit der Zusatzheizung betrieben. Dies erfolgt unter geringer Einstrahlung oder mit abgedecktem Kollektor.

- *S_{sto}-Testsequenz zur Bestimmung der Speicherverluste:*

Diese Sequenz besteht aus einer Abfolge von Tagen, an denen die Anlage bei geringen Entnahmemengen über den Solarkreis aufgeheizt wird. Anschließend wird die Anlage wiederum unter geringer Einstrahlung oder mit abgedecktem Kollektor für ca. 48 Stunden im Stand-by, das heißt ohne Entnahme betrieben.

2. Bestimmung der Kennwerte: Bei den Messungen wird der zeitliche Verlauf aller relevanten Eintrittsgrößen sowie der thermischen Leistung der Anlage während der Entnahmen aufgezeichnet. Mit einem eigens hierfür entwickelten Rechenprogramm, in dem ein Algorithmus zur Parameteridentifikation implementiert ist, werden aus den Meßdaten Kennwerte bestimmt. Hierzu wird das thermische Verhalten der SBWEA simuliert und durch Variation der Kennwerte eine Zielfunktion minimiert. Die Zielfunktion ist dabei ein Maß für die Abweichung zwischen der gemessenen und berechneten Anlagenleistung.

Die Güte der Kennwertbestimmung hängt im wesentlichen von der Variabilität und einer niedrigen Korrelation der Eintrittsgrößen ab. Niedrige Standardabweichungen der Kennwerte in Verbindung mit einer niedrigen Zielfunktion sind ein Anzeichen für eine ausreichende Qualität der Messungen. Die Kennwerte des DST-Verfahrens sind:

- die effektive Kollektorfläche $A^*_C = A_e F^*_R (\tau \alpha)$ [m²], wobei F^*_R den Wärmeabfuhrfaktor des Kollektorkreises darstellt,
- der effektive Wärmedurchgangskoeffizient für den gesamten Kollektorkreis mit $u^*_C = F^*_R k_{eff,m} / F^*_R (\tau \alpha)$ [W/(m² K)],
- die Wärmeverlustrate des Speichers U_S [W/K],
- die Wärmekapazität des Speichers C_S [MJ/K],
- der Anteil des von der Zusatzheizung erwärmten Teils des Speichers am Speichervolumen bzw. der Wärmeverlustrate des Speichers f_{aux} [-],
- die Hilfsgröße zur Charakterisierung der Mischvorgänge im Speicher während Entnahmen D_L [-],
- die Hilfsgröße zur Charakterisierung der Temperaturschichtung während der Beladung des Speichers S_C [-].

Im folgenden werden Ergebnisse aus der Prüfung einer unkonventionellen Anlage dargestellt. Bei dem Prüfling handelt es sich um eine SBWEA mit Zwangsumwälzung. Das Kollektorfeld besteht aus einem einfach verglasten Flachkollektor mit selektiv beschichtetem Kupfer/Kupfer-Absorber und einer Aperturfläche von 4,95 m². Der Warmwasserspeicher hat ein Nennvolumen von 300 l und

matched flow Anlage	A_c^* [m ²]	u_c^* [W/(m ² K)]	U_s [W/K]	C_s [MJ/K]	f_{aux} [-]	D_L [-]	S_c [-]
Test 1	3,064 ± 0,0951	8,35 ± 0,493	2,364 ± 0,161	1,298 ± 0,0152	0,709 ± 0,0251	0,02563 ± 0,0048	0 ± 0,0255
Test 2	2,965 ± 0,0464	6,909 ± 0,473	2,706 ± 0,145	1,303 ± 0,0113	0,7019 ± 0,0231	0,01814 ± 0,00359	0 ± 0,0111
Test 3	3,048 ± 0,0449	8,003 ± 0,377	2,533 ± 0,155	1,29 ± 0,0128	0,7047 ± 0,0242	0,02492 ± 0,00444	0 ± 0,01

Tab. 1: DST-Kennwerte für eine matched flow-Anlage

ist mit je einem eingetauchten Wärmeübertrager für den Solarkreis und den Nachheizkreis ausgerüstet. Die *matched flow*-Regelung für den Solarkreis pulst die Solarkreispumpe derart, daß eine vorgegebene Temperaturdifferenz zwischen Kollektoraustritt und Solarkreis-Wärmeübertrageraustritt erreicht wird.

Für die Anlage zeigen die Ergebnisse nach Tab. 1 eine sehr gute Übereinstimmung der Kennwerte aus den verschiedenen Tests. Bei der Bestimmung der Kennwerte A_c^* , u_c^* und U_s treten Korrelationseffekte auf. Die resultierende Standardabweichung erweist sich hierbei als realistisches Maß für die Streuung der Kennwerte.

3. Ertragsvorhersage:

Unter Verwendung desselben Rechenmodells in Verbindung mit den ermittelten Kennwerten kann nun das thermische Verhalten der Anlage simuliert und der Jahresenergieertrag der Anlage für Referenz-Wetterdaten und ein standardisiertes Entnahmeprofil prognostiziert werden.

Validierung

Zur Validierung des Prüfverfahrens wurden in Tab. 2 Wetterdaten aus aufgezzeichneten Testsequenzen verwendet, um für die *matched flow*-Anlage eine Leistungsvorhersage in Form der mittleren Leistung über den Testzeitraum zu treffen. Ein Vergleich des simulierten mit dem gemessenen Anlagenenergieertrag sowie die relative Abweichung beider Werte gibt Auskunft über die Güte der ermittelten Kennwerte.

Das DST-Verfahren wurde durch reale Tests an einer IKS-Anlage, einer Thermosiphon-Anlage und einer *matched flow*-Anlage überprüft. Zusätzlich wurden neun weitere, konventionelle Solaranlagen mit Zwangsumwälzung untersucht. In bezug auf die Reproduzierbarkeit und Genauigkeit der Anlagenkennwerte und des Jahresenergieertrags erwies sich das DST-Verfahren als ein zuverlässiges Verfahren. Auch eine Veränderung der klimatischen Bedingungen und der Last führte nicht zu einer deutlichen Veränderung der Qualität der Testergebnisse.

Bei der Bestimmung der Kennwerte A_c^* , u_c^* und U_s treten noch Korrelationseffekte auf, bei deren Verringerung eine Verbesserung der Reproduzierbarkeit zu erwarten ist. Die Untersuchungen haben gezeigt, daß das Ver-

fahren auch dann reproduzierbare und genaue Ergebnisse liefert, wenn die untersuchte Anlage nicht einer Standardanlage entspricht.

Verglichen mit existierenden Testverfahren für SBWEA hat sich das DST-Verfahren als das flexibelste und genaueste Verfahren erwiesen. Es erlaubt Tests für eine Vielzahl von Anlagentypen. Durch die Ratifizierung des DST-Verfahrens als ein internationaler Standard steht ein leistungsstarkes Werkzeug zum Testen und Zertifizieren von solaren Brauchwassererwärmungsanlagen zur Verfügung.

Komponententestverfahren CTSS

Auf internationaler Ebene wurden in den letzten Jahren mehrere Prüfverfahren für SBWEA als Norm verabschiedet oder als Normentwurf vorgelegt (ISO 9459, Teil 1, Teil 2, Teil 3 und Teil 5).

Alternativ zu diesen Verfahren wird hier ein weiteres Testverfahren vorgeschlagen, bei dem anstatt der Gesamtanlage die wichtigsten Komponenten der Anlage, nämlich Kollektor, Speicher und Regler getestet werden. Der Jahresenergieertrag wird dann durch Simulation der Gesamtanlage bestimmt. Dabei wird ein validiertes Rechenmodell sowie die für die Komponenten bestimmten Kennwerte verwendet. Als Computerprogramm zur Simulation von Solaranlagen steht das Programm TRNSYS zur Verfügung, das sich wegen seines modularen Aufbaus besonders eignet. Das Verfahren wird nachfolgend als CTSS-Verfahren bezeichnet, was sich aus Component Testing System Simulation ableitet. Abb. 1 zeigt die Vorgehensweise beim CTSS-Verfahren.

Das komponentenorientierte Verfahren hat gegenüber dem Gesamtanlagentest Vor- und Nachteile:

- Beim CTSS-Verfahren erhält man detaillierte Daten über die thermische Leistungsfähigkeit der einzelnen Komponenten. Dies sind wichtige Informationen für den Anlagenhersteller.
- Die Installation der Gesamtanlage zum Test wird überflüssig. Aber:
- Typische „Anlagenfehler“ wie eine fehlerhafte Rückschlagklappe oder ein falsch platzierter Temperaturfühler am Kollektor finden nur beim Test der Gesamtanlage Berücksichtigung.

matched flow Anlage	Test 1	Test 2	Test 3
	Testzeitraum	15.6.94-30.6.94	17.7.94-26.7.94
durchschnittliche gemessene Leistung [W]	600,14	332,13	165,64
durchschnittliche vorhergesagte Leistung [W]	605,67	336,11	163,17
Relative Abweichung [%]	0,92	1,20	-1,49

Tab. 2: Abweichung der gemessenen und vorhergesagten Leistung für drei unabhängige Tests der matched flow-Anlage

sichtigung. Daher müssen beim CTSS-Verfahren unbedingt, neben den Leistungstests der Komponenten, separate Prüfungen der Anlagentechnik durchgeführt werden.

Der wesentliche Vorteil des komponentenorientierten Testverfahrens ist seine Flexibilität in bezug auf Austausch und Kombination von verschiedenen Anlagenkomponenten. Ein Großteil der in Mitteleuropa angebotenen Solaranlagen ist nicht „vorkonfektioniert“, d.h. es können aus dem Sortiment einer Firma die einzelnen Komponenten in verschiedener Art und Größe ausgewählt und zusammengestellt werden. So kann z.B. der gleiche Speicher in Kombination mit einem Vakuumröhren- oder einem Flachkollektor angeboten werden. Der gleiche Kollektor kann hingegen für zwei Anlagenkonfigurationen, zur reinen Brauchwassererwärmung oder zur kombinierten Brauchwassererwärmung und Raumheizung, angeboten sein. Das CTSS-Verfahren ist gerade für diese Art von Anlagen besonders geeignet, da es nur den Test der Komponenten voraussetzt, die dann per Computersimulation in verschiedenen Kombinationen und Anlagenkonfigurationen zur Gesamtanlage zusammengesetzt werden können. Die o.g. Verfahren für einen Gesamtanlagentest würden hingegen für jede dieser Kombinationen und Anlagenkonfigurationen eine Installation und den Test der Gesamtanlage voraussetzen, was zu einem beträchtlichen Zeitaufwand und hohen Kosten führen würde.

Das komponentenorientierte Verfahren ist derzeit das einzige Verfahren, das den Test von Solaranlagen zur kombinierten Brauchwassererwärmung und Raumheizung vorsieht.

Die Schritte des CTSS-Verfahrens sind:

1. Die Komponenten Kollektor, Speicher und Regler werden nach geeigneten Prüfverfahren getestet.
2. Die Funktion der Gesamtanlage wird anhand der Komponenten und anhand der technischen Unterlagen geprüft.

3. Mittels eines validierten Rechenmodells für die vorliegende Anlagenkonfiguration und unter Verwendung der ermittelten Komponentenkennwerte wird die Gesamtanlage in ein Computerprogramm umgesetzt. Für Referenzbedingungen wird dann der Jahresenergieertrag der Anlage vorhergesagt.

4. Lag für die Konfiguration der zu prüfenden Anlage kein validiertes Rechenmodell vor, so muß das in Schritt 3 verwendete Rechenmodell durch einen Test der Gesamtanlage, einem sogenannten Validierungstest, überprüft werden.

Die bisher mit dem CTSS-Verfahren gewonnenen Erfahrungen beschränken sich im wesentlichen auf zwei Anlagenkonfigurationen:

a) Anlagen zur Brauchwassererwärmung mit Zwangsumwälzung, bei denen die Wärme über einen eingetauchten Wärmeübertrager im unteren Bereich eines senkrecht stehenden Wasserspeichers eingebracht wird. Die Nachheizung erfolgt über ein eingetauchtes, elektrisches Heizelement.

b) Wie a), jedoch mit einem zweiten eingetauchten Wärmeübertrager im oberen Bereich des Speichers zur Nachheizung über einen externen Wärmeerzeuger. Im Rahmen des „Bundesweiten Vergleichstests von Solaranlagen und deren Komponenten“, den das TZS zusammen mit der Stiftung Warentest in der Ausgabe „test special: Energie & Umwelt“ im März '95 veröffentlichte, wurden elf Anlagen der Konfiguration b) gemessen. Es handelt sich hierbei um:

- sechs herkömmliche Anlagen mit Flachkollektor,
- zwei herkömmliche Anlagen mit Vakuumröhrenkollektor,
- eine Anlage mit Flachkollektor und einem Speicher mit Schichtbeladevorrichtung,
- eine *matched flow*-Anlage mit Flachkollektor sowie
- eine *matched flow*-Anlage mit CPC-Vakuumröhrenkollektor und externem Wärmeübertrager zur Beladung des Speichers.

Bei diesen Solaranlagen wurden jeweils separate Tests der Kollektoren, der Speicher und der Regler durchgeführt. Wie in den vorigen Abschnitten beschrieben,

sind: Während die Anlagen beim DST-Test mit einer Mischung aus Wasser und Glykol betrieben wurden, wurden die Komponententests beim CTSS-Verfahren mit reinem Wasser durchgeführt.

Dies wirkt sich insbesondere auf den inneren Wärmeübergang in den eingetauchten Wärmeübertragern des Solarkreises aus, bei Glattrohrwärmeübertragern mit großen Rohrdurchmessern mehr als bei Rippenrohrwärmeübertragern. Die größten Abweichungen traten bei Anlagen mit Glattrohrwärmeübertragern (A, B, G, J und K) auf.

Für Anlage H wurde der Ertrag durch das DST-Verfahren überschätzt. Grund des Fehlers war ein falsch positionierter Reglerfühler für die Nachheizung, der dazu führte, daß die Nachheizung den Speicher auf eine wesentlich höhere Temperatur aufgeheizt hat, als am Thermostat eingestellt war.

Diese Fehlfunktion wird vom DST-Verfahren nicht erkannt, da lediglich der Anteil der Nachheizung am Speichervolumen bestimmt wird, nicht jedoch die Diskrepanz zwischen eingestellter und tatsächlicher Nachheiztemperatur.

Der Großteil der in Mitteleuropa vertriebenen Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung und kombinierten Brauchwassererwärmung und Raumheizung wird in Form von Komponenten, die zur Gesamtanlage kombiniert werden, angeboten. Ein komponentenorientiertes Testverfahren wie das CTSS-Verfahren hat daher wesentliche Vorteile gegenüber dem Gesamtanlagentest.

Insbesondere überzeugt das Verfahren durch seine Flexibilität und niedrigere Kosten. Die ersten experimentellen Untersuchungen zeigen, daß das CTSS-Verfahren verlässliche und genaue Ergebnisse liefert und bei den aufgetretenen Detailproblemen eine Fehleranalyse ermöglicht.

Die Untersuchung der Komponenten und die detaillierte Abbildung der Solaranlage in einem Rechenmodell erlaubt es, über die Ertragsprognose hinaus nützliche Informationen, z.B. aus weiterführenden Untersuchungen an den Anlagenhersteller weiterzugeben. In zwei Fällen konnten in Zusammenarbeit mit Herstellern die Solaranlagen verbessert werden.

Derzeit liegt das CTSS-Verfahren als erster Normentwurf in den Gremien des CEN und der ISO vor.

Für eine Durchsetzung des Verfahrens ist eine weitere Validierung auf internationaler Ebene und insbesondere eine Erweiterung des Geltungsbereichs auf weitere Anlagenkonfigurationen als die hier untersuchten notwendig.

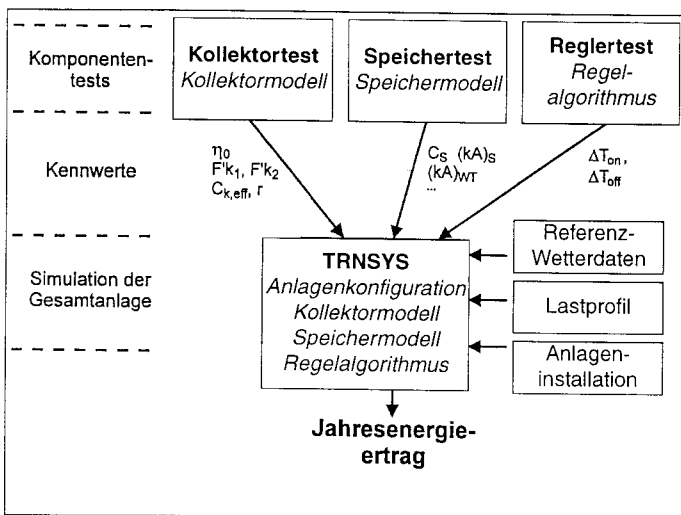


Abb. 1: Vorgehensweise beim komponentenorientierten Test von Solaranlagen

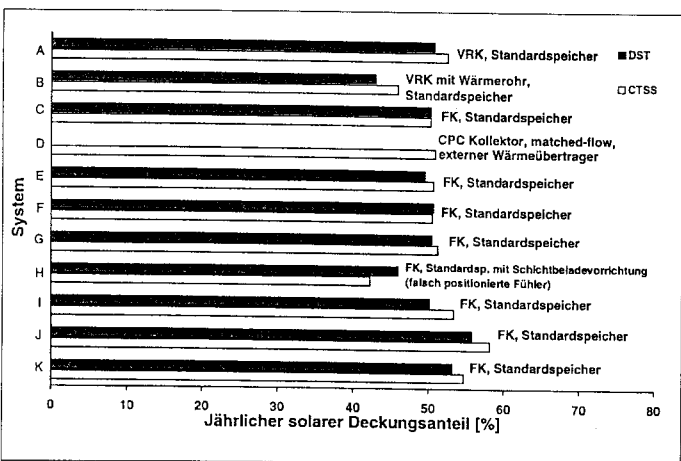


Abb. 2: Vergleich der Testergebnisse für elf Solaranlagen nach dem DST-Verfahren und dem CTSS-Verfahren (FK = Flachkollektor, VRK = Vakuumröhrenkollektor)

wurde der Jahresenergieertrag mit einem geeigneten und validierten Rechenmodell berechnet. Zusätzlich wurde jede Anlage komplett installiert und nach dem DST-Verfahren geprüft, so daß ein direkter Vergleich der Verfahren möglich ist. In Abb. 2 sind die Testergebnisse für die elf Anlagen nach dem DST-Verfahren und dem CTSS-Verfahren dargestellt.

Es zeigt sich generell eine sehr gute Übereinstimmung der Prüfergebnisse. Bis auf zwei Ausnahmen bleibt die Abweichung beim solaren Deckungsanteil unter 3 % (absolut).

Eine Analyse der Ergebnisse legt nahe, daß die bleibenden Abweichungen auf die unterschiedlichen Wärmeträgerfluide zurückzuführen

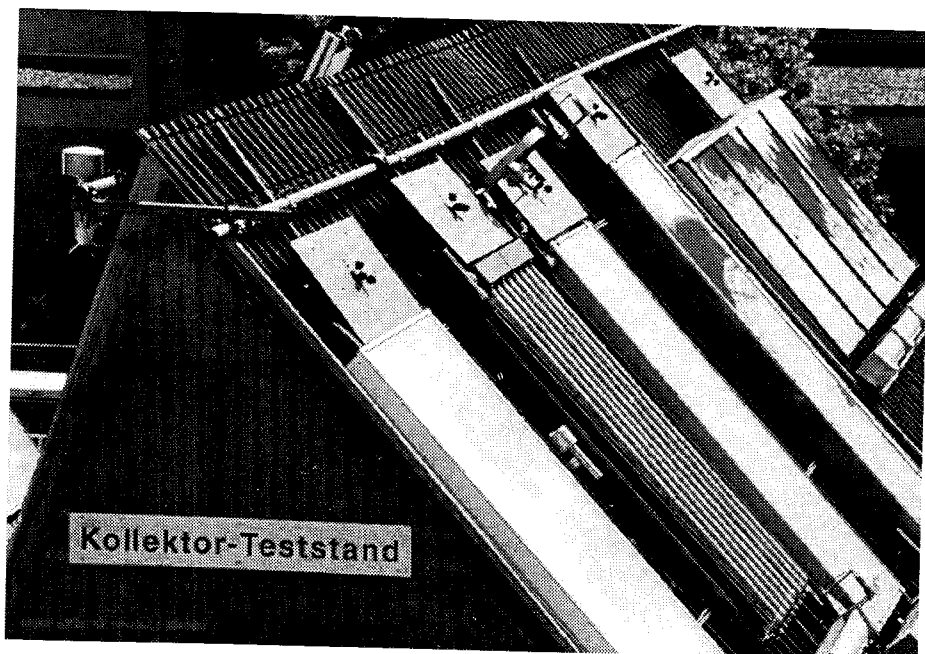


Abb. 3: Kollektor-Teststand des TZS

Danksagung

Die Entwicklung und Validierung der vorgestellten Testverfahren wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (Förderkennzeichen 0328768E) und der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg (Förderkennzeichen A00001990) sowie der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (Förderkennzeichen AZ04541) gefördert. Zusätzlich zu diesen Institutionen danken die Autoren auch den Herstellern von Solaranlagen, die durch die Vergabe von Prüfaufträgen an das TZS einen wesentlichen Beitrag zur Durchführung der vorgestellten Arbeiten geleistet haben.

Eine ausführliche Dokumentation zu den Prüfverfahren, wie sie am TZS angewandt werden, kann über das ITW der Universität Stuttgart bezogen werden.

Hochtechnisierte Produktion von PV-Fassaden

Mit den unter dem Namen OPTISOL® eingeführten photovoltaischen Energiefassadenelementen ist der Pilkington Solar International GmbH in den letzten Jahren die Entwicklung eines innovativen Produktes gelungen, das dem Energie- und Fassadenmarkt wesentliche Impulse gibt.

Die steigende Nachfrage nach photovoltaischen Fassadenelementen hat Pilkington Solar International nun veranlaßt, im Gelsenkirchener Produktionswerk den weltweit modernsten Solarzellen-Verkettungs-Roboter zu installieren, der im September noch durch einen Belegungsroboter erweitert wurde.

In der am Standort Gelsenkirchen in Betrieb genommenen Produktionsanlage können die photovoltaischen Energiefassadenelemente in Form und Größe ganz nach den Kun-

denwünschen hergestellt werden.

Besondere, patentierte Einbettungsverfahren für die Solarzellen erlauben in der hochtechnisierten Produktionsanlage die Herstellung von photovoltaischen Energiefassadenelementen bis zu einer Größe von 2x3,20 m². Das ist gegenwärtiger Weltrekord und im Fassadenmarkt eine Sensation. Neben der ausgefeilten Produktionstechnik spielt dabei aber auch die hohe Qualität der patentierten OPTISOL®-Solargläser eine entscheidende Rolle.

Im Schnitt erzeugt eine Energiefassade von 140 m² eine elektrische Generatorleistung von 10 kW_p mit einem zu erwartenden Jahresertrag von ca. 7. Kilowattstunden.

Bekannt geworden sind unter anderem die Energiefassaden von Verwaltungsgebäuden der Energiever-

sorgungsunternehmen in Aachen, Hannover und Halle und des Bürozentrum *Öcotec* in Berlin. Auch an den Fabrik- und Industriegebäuden der *Flachglas AG* sowie bei *Wehr*, *Dilger* und anderen haben sich diese Fassadenelemente bewährt. Aber auch im europäischen Ausland sowie in Übersee finden sich inzwischen eine ganze Reihe von Gebäuden mit diesen multifunktionalen Energiefassaden. Hierher gehören das *ISPRA*-Gebäude in Italien, Fassaden der Universität Lausanne, am Rathaus Monthey in der Schweiz sowie Demonstrationsprojekte in Korea und Mexiko.

Größtes Projekt sind mit 2.130 Quadratmetern gegenwärtig die Labor- und Bürogebäude des Wissenschaftsparks Gelsenkirchen mit ihren Dachpartien.

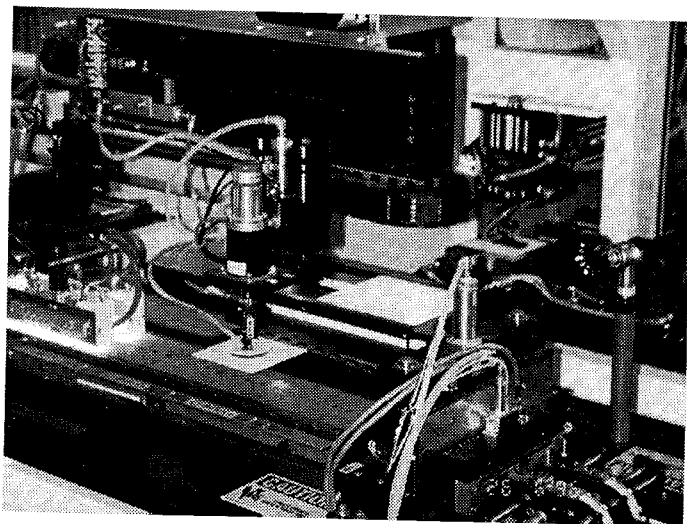


Abb. 1: Computergesteuerter Löt- und Prüfroboter zum Verketteten von Solarzellen bei Pilkington Solar International (Werkfoto)

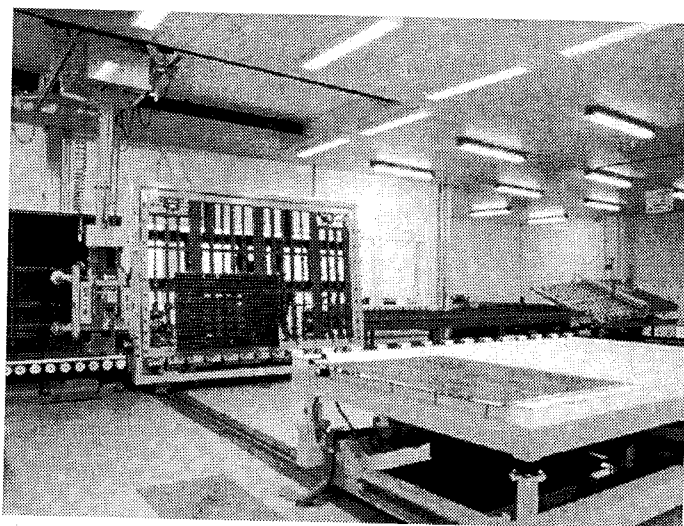


Abb. 2: Produktionsanlagen für PV-Fassadenelemente bei Pilkington Solar International (Werkfoto)