

## **Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus**

### **Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 4)**

**Abschlussbericht zum Projekt 032 9601 Q  
gefördert mit Mitteln des BMU**

#### **Teil 1: Stand der Technik und Langzeitverhalten von Solaranlagen**

Projektlaufzeit: 1.1.2007 bis 31.3.2011

**Reiner Croy**

**Michael Mies**

**Ulrich Rehrmann**

**Hans Peter Wirth**

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH  
Verbindungsstr. 19  
40723 Hilden  
[www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)

März 2011

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601 Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.



# Inhaltsverzeichnis

	<b>Seite</b>
1 Einleitung .....	4
2 Häufige Schwachstellen in den Systemen .....	4
3 Technischer Stand der Solaranlagen.....	8
3.1 Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung.....	8
3.2 Einbindung der Zirkulation.....	10
3.3 Anlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung.....	11
3.4 Solar unterstützende Nahwärmesysteme .....	12
4 Langzeit Energieertrag .....	12
5 Literatur .....	16
6 Anhang, Berichte zum Langzeitverhalten von Anlagen aus Solarthermie-2000 .....	17

## **1 Einleitung**

Dieser Abschlussbericht zum Forschungsprojekt 032 9601 Q besteht aus drei Teilen. Der vorliegende Teil 1 des Berichtes gibt eine Einschätzung und Übersicht über den technischen Stand von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und solar unterstützenden Nahwärmesystemen aus den Programmen Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus. Außerdem wird auf das Langzeitverhalten von den Anlagen eingegangen.

In Teil 2 des Berichtes werden detaillierte Planungshinweise zu den einzelnen Systemvarianten gegeben. Die Planungshinweise unterscheiden sich von früheren Veröffentlichungen darin, dass sie einerseits in wesentlich kompakterer Form stichwortartig lesbar sind, und gleichzeitig inhaltlich mit den zahlreichen Berichten zu einzelnen Anlagen und Fachpublikationen verknüpft sind.

Anlagen zur Trinkwassererwärmung und solaren Heizungsunterstützung (sog. Kombianlagen) die als Inselsysteme einzelne Gebäude versorgen werden nur am Rande betrachtet, da derartige Systeme weder im Projekt demonstriert noch von uns vermessen wurden. Lediglich aus dem Verbundprojekt Kombianlagen liegen einige Ergebnisse vor.

Teil 3 des Berichtes beschreibt die Organisationsstruktur und den Ablauf der Förderprogramme sowie eine Ergebnisstatistik der geförderten Anlagen.

In den pdf-Version der Berichte sind alle Literaturangaben verlinkt, sodass Literatur direkt aus dem Internet heruntergeladen werden kann. Beim Verweis auf sehr umfangreiche Berichte wird teilweise auf bestimmte Kapitel eines Berichtes verwiesen. Dann ist der Link so gesetzt, dass sich die entsprechende pdf-Datei direkt mit dem jeweiligen Kapitel öffnet.

Viele der im Programm Solarthermie 2000 geförderten Demonstrationsanlagen sind mittlerweile über 10 Jahre in Betrieb. Es bietet sich daher an, eine erste Bestandsaufnahme zur Betriebszuverlässigkeit und Langzeitanalyse des Energieertrages durchzuführen. Von den Anlagen, die 7 Jahre oder länger betreut wurden, wurden Einzelberichte angefertigt, in denen die summierten Erfahrungen der gesamten Betriebsjahre mit Angaben zum Solarertrag, Nutzungsgrad und Deckungsanteil aufgeführt sind.

Weiterhin werden die Anlagen dahingehend beurteilt, inwieweit sie dem heutigen Stand der Technik entsprechen. Die Betreiber werden auf kritische Stellen der Anlagen hingewiesen und worauf in Zukunft besonders zu achten ist. Dies soll dazu beitragen, dass das System künftig einer etwas gezielteren Beobachtung durch den Betreiber selbst unterliegt, als es ohne die Hilfestellung der ZfS der Fall wäre.

Die inzwischen 10 Jahre alte und über 1.500 m<sup>2</sup> große Anlage zur solaren Nahwärmeversorgung im Wohngebiet Burgholzhof in Stuttgart wurde nicht auf ihr Langzeitverhalten analysiert, da nur ein vollständiges Messjahr im Zeitraum 2002/2003 vorliegt. Aufgrund von Leckagen an zahlreichen Verbindungen der über 700 Einzelkollektoren und Regelungsproblemen an der DDC-Anlage, war die Anlage seit mehreren Jahren quasi außer Betrieb. Erst im Sommer 2010 wurden die aus Kleinkollektoren montierten Kollektorfelder gegen großflächige Solar-Roof-Elemente ausgetauscht und die Anlage wieder in Betrieb genommen. Eine Wiederaufnahme der sanierten Anlage in das begleitende Forschungsmessprogramm hätte einen erheblichen finanziellen Aufwand zur Wiederinbetriebnahme der Messtechnik bedeutet (u. a. Austausch zahlreicher Volumenzähler und mehrerer defekter Messkarten an der Datenerfassung), der weder im Projekt kalkuliert war und sich angesichts der zeitnahen Beendigung des Messprogramm bis Ende 2010 auch nicht mehr gelohnt hätte.

## **2 Schwachstellen in den Systemen**

Sowohl für die Anlagen, die im ZIP (Zukunftsinvestitionsprogramm ca. 1988 - 1992) gebaut wurden, als auch für die in Solarthermie-2000 errichteten Anlagen (errichtet 1995 bis Mitte 2005) haben wir im Jahr 1997 (ZIP) bzw. im Jahr 2005 (Solarthermie-2000) untersucht, welche Defekte während der Betriebszeit an den Solarsystemen aufgetreten sind.

In Bild 1 stehen die gelblichen Balken für die Kollektoren, die pinkfarbigen Balken für die Komponenten des Kollektorkreises, die lindgrünen für die Solarspeicher und deren Komponenten (z.B. Pufferentladepumpe), die blauen für die Regelung, die weiß-schwarzen für die Dachhaut und schließlich die sattgrünen für die Wärmetauscher. Die jeweils hellere Farbe kennzeichnet die Ergebnisse aus dem ZIP, die dunklere die Resultate der Befragung aus Solarthermie-2000.

Erfreulicherweise sind die Schäden an den Kollektoren sehr stark zurückgegangen. Dabei muss jedoch bedacht werden, dass gerade die Kollektoren um ca. 1980 erst einige Jahre in der Entwicklung waren und im ZIP noch viele Kollektoren im mehr oder weniger versuchsähnlichen Stadium installiert wurden. So gab es im ZIP z.B. sehr viele Kollektoren mit schadhafter innerer Folie. In Solarthermie-2000 gibt es solchen Kollektoren nicht mehr, daher konnten auch Schäden an dieser Folie nicht auftreten.

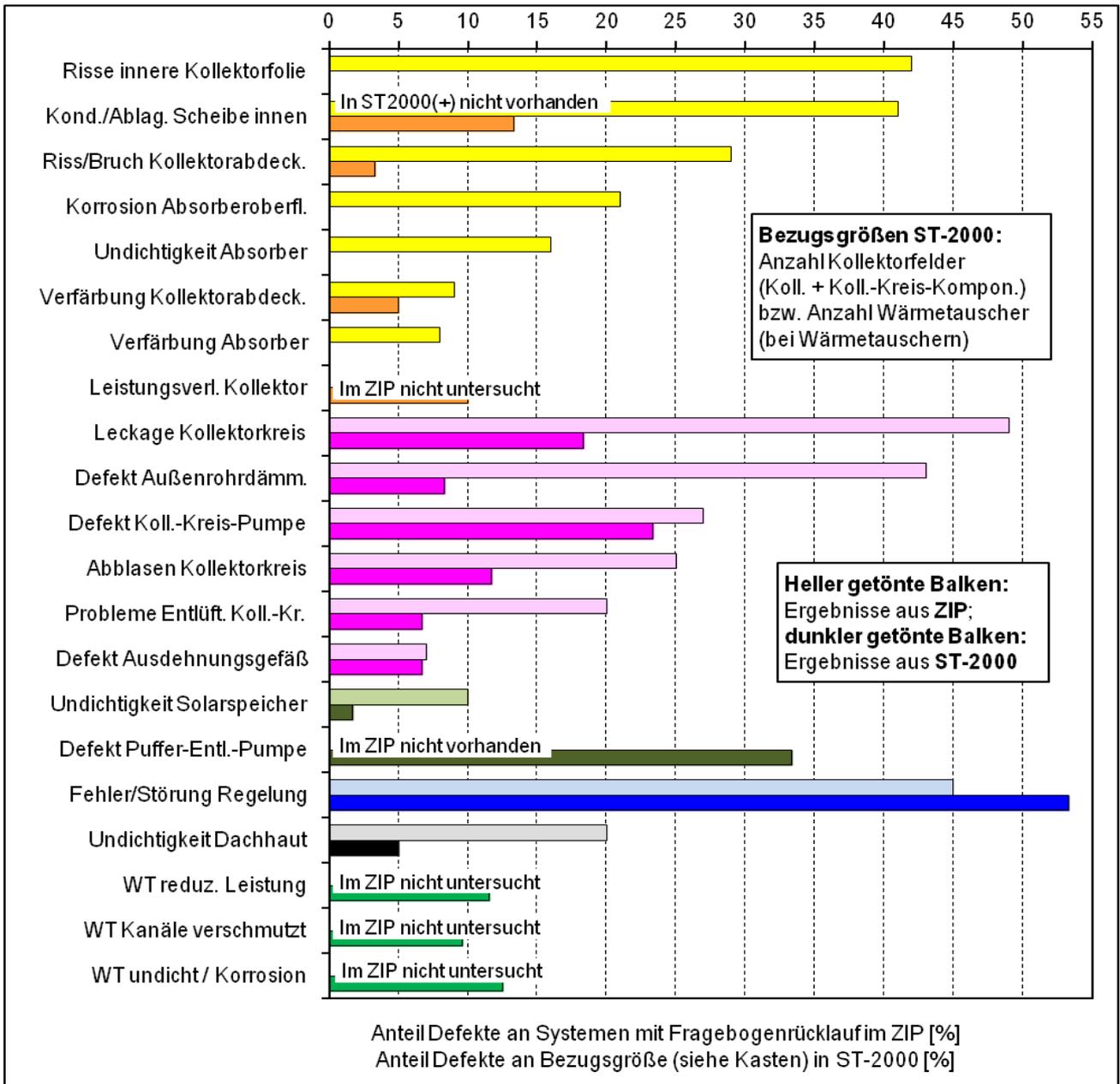


Bild 1: Übersicht über aufgetretene Mängel im ZIP (ca. 15 Jahre Betrieb) und in Solarthermie-2000 (1 bis 10 Jahre Betrieb)

Verschwunden sind auch die riss- und bruchgefährdeten Kunststoffabdeckungen, so dass es nur wenige Schäden in ST-2000 an der Kollektorabdeckung gab.

Keine Schäden mehr konnten wir in ST-2000 feststellen an den Absorbern, weder Verfärbungen noch Leckagen. In einigen Fällen – aber auch viel seltener als im ZIP – traten Ablagerungen oder Kondensat auf der inneren Seite der Abdeckung auf.

Die Ergebnisse zu den Kollektoren bestätigen unseren Eindruck, dass diese Komponente heute überwiegend ausgereift ist und problemlos arbeitet.

An 10 % der bis zum Jahr 2005 sechzig installierten Kollektorfelder wurden Leistungsdefizite gegenüber den Planwerten festgestellt. An drei Feldern waren sie bedingt durch Ablagerungen auf der inneren Seite der Abdeckscheibe. In einem Feld konnten wir die Kollektoren in einem Prüfinstitut untersuchen lassen und mussten Abweichungen der Kennwerte von den bei der Garantieabgabe vom Installateur benutzten Daten (Herstellerangaben) feststellen. An einem weiteren Feld ist uns der Grund nicht bekannt, Mittel für Untersuchungen standen nicht zur Verfügung.

Etwas weniger gut sieht es bei der Betrachtung der restlichen Komponenten im Kollektorkreis aus.

Die Defekte an der Außenrohrdämmung betrafen nicht mehr die Zinkblechummantelungen (wie vielfach im ZIP); in ST-2000 wird nunmehr meist Aluminium benutzt. Es traten vielmehr nur noch dort Fehler auf, wo Schaummaterial (z. B. Armaflex) ohne mechanischen Schutz bei der Dämmung der Verrohrung benutzt wurde. Oft betraf dies nur kleine Stücke der Kollektorfeldverrohrung. Dennoch sollte auch bei diesen kurzen Stücken ein Schutz (z. B. durch eine Metallfolie) installiert werden.

Bedauerlich ist auch, dass bei ca. 20 % der Kollektorkreise Leckage auftritt. Dies zeugt davon, dass auf Seiten der Installateure wohl immer noch nicht sorgfältig genug gearbeitet wird. Derartige Leckagen können lange Stillstandzeiten für das Kollektorfeld und hohe Reparaturkosten verursachen. An den Anlagen in Saarbrücken /A2/ und Stuttgart /21/ waren die Leckagen im Kollektorkreis so gravierend, dass längere Ausfallzeiten die Folge waren. Der Fortschritt beim Handwerk gegenüber 1980 ist zwar erkennbar, er reicht aber noch keineswegs aus.

Beim ZIP registrierten wir ca. 15 Jahre nach Bau der Solaranlagen etwa 27 % Pumpendefekte im Kollektorkreis. In ähnlicher Größenordnung wie beim ZIP blieben die Defekte an den Kollektorkreisumpen in ST2000 und ST2000plus - dies allerdings nach viel geringerer Betriebszeit der Solaranlagen. Es ist nicht klar, warum bei einer Betriebszeit von einigen bis zu maximal ca. 10 Jahren 25 % der Kollektorkreisumpen ausfallen müssen (jährlich ca. 2.000 Betriebsstunden). Dass dies übrigens kein Phänomen des Kollektorkreises ist, zeigt der Wert für die Pufferspeicherentladepumpen. Hier fielen sogar über 30 % aus; sie haben aber zum Teil auch eine längere Betriebszeit pro Jahr. In den ZIP-Anlagen gab es wegen der damals noch benutzten großen Trinkwasser-Solarspeicher noch keine Pufferentladepumpen, daher gab es dort auch keine Fehler.

Auffallend sind auch die unterschiedlichen Erfahrungen in einzelnen gleich alten Anlagen, die von gar keinem Ausfall /A3/ bis zu sieben Pumpenausfällen in 12 Jahren /A1/ reichen.

Die Probleme mit der Entlüftung der Kollektorkreise sind auf rund ein Drittel gegenüber der Häufigkeit im ZIP gesunken. Meist liegen hier kleine Leckagen an den Entlüftern vor.

Die Defekte an den Membran-Ausdehnungsgefäßen hielten sich etwa im gleichen Prozentbereich wie im ZIP.

Wenn die Kollektorfelder abgeblasen haben, so lag dies an falsch dimensionierten MAG in Verbindung mit falsch eingestellten Systemdrücken (Rückwirkung Drücke – Größe MAG). Durch VDI 6002-1 sollten derartige Fehler künftig vermeidbar sein.

Leckagen an Solarspeichern waren kaum mehr zu beobachten.

Im ZIP hatten wir erkannte Fehler bei der Regelung bei ca. 15 % der Systeme. Wir vermuteten damals eine hohe Anzahl nicht erkannter Mängel und schätzten diese "Dunkelziffer" auf etwa 30 %. Insgesamt ergab dies eine vermutliche Defektquote von ca. 45 %.

Wie es scheint, haben wir die "Dunkelziffer" damals zu niedrig eingeschätzt. In Solarthermie-2000 liegen bei über der Hälfte der Anlagen Mängel in der Regelung vor. Die Mängel reichen von einfachen Fehleinstellungen der Regelbedingungen über fehlerhaft montierte Regelfühler oder auch bis hin zu untauglichen Reglern. An immerhin 20 % der Anlagen mussten die Regler ausgetauscht werden.

Wir sind der Meinung, dass dies für die lange Entwicklungszeit, die die Solarthermie inzwischen hinter sich hat, ein nicht hinnehmbarer Zustand ist, denn eine fehlerhafte Regelung kann die Effizienz eines ansonsten sehr gut gebauten Systems erheblich reduzieren. Die Hersteller von Solaranlagen sind hier wirklich gefordert, über die Regelungskonzepte einmal sorgfältig nachzudenken und gute Regler mit vielfältigen Einstellungsmöglichkeiten an ihren Anlagen einzusetzen – oder bei Bedarf in kompetenten Firmen entwickeln zu lassen. Es gehört allerdings auch dazu, dass der Anlagenersteller anhand einer ausführlichen und verständlichen Beschreibung des Reglers diesen auch zweckmäßig einstellen kann. Immer noch häufig fehlerempfindlich sind – wie früher – die DDC-Regelungen, was zum Teil auch in fehlerhafter Programmierung begründet ist.

Leider traten auch in Solarthermie-2000 nach der Integration von Kollektorfeldern in die Dachhaut Undichtigkeiten an derselben auf (an drei von 60 Kollektorfeldern). Dies ist besonders kritisch bei großflächiger Dachintegration der Kollektoren (solar roof), wenn das Dachgeschoss voll ausgebaut ist (als Wohnraum genutzt wird). Die Verrohrung ist dann ohne Kollektordemontage nicht mehr zugänglich.

Insgesamt sind in den Anlagen aus Solarthermie-2000 etwa 105 Wärmetauscher (Kollektor- und Puffer-Entladekreis) installiert. An gut 10 % traten Leistungsdefizite gegenüber den Sollwerten auf, die wir bisher jedoch nur in zwei Fällen klären konnten.

An weiteren 10 % der Wärmetauscher stellten wir nach Problemen mit der Durchströmung Ablagerungen in den Kanälen fest. Zusätzliche ca. 15 % der Wärmetauscher wurden undicht oder zeigten Korrosion. Insgesamt mussten 12 der 105 Wärmetauscher wegen Leckage oder Verstopfung ausgetauscht werden.

Wir denken, dass es nicht für die Qualität dieser Komponenten spricht, wenn ca. 10 % eine Minderleistung zeigen und weitere 15 % wegen Korrosion/Undichtigkeit ausgetauscht werden müssen. Und ob man es wirklich auf Dauer hinnehmen muss, dass Plattenwärmetauscher so stark zu Ablagerungsbildungen neigen, möchten wir bezweifeln.

Wir sehen hier noch ein erhebliches Forschungspotenzial zur Beantwortung der Fragen, unter welchen Bedingungen diese Ablagerungen sich bilden und ob man diesem Effekt nicht durch eine andere Gestaltung der Platten oder Materialveränderungen oder auch Änderung der Strömungsverhältnisse entgegenwirken kann.

Insgesamt kann man aus dem Vergleich dieser Untersuchungen zum ZIP und zu Solarthermie-2000 feststellen, dass die einzig wirklich neue Komponente im Gesamtsystem, der Kollektor, ausgereift ist – zumindest überwiegend.

Traurig stimmt dagegen etwas die Qualität und Dauerstandsfestigkeit rein konventioneller Komponenten (Pumpen, Wärmetauscher) und eigentlich nur unverständlich ist die miserable Situation bei der Regelungstechnik.

Auch auf der Seite der Installateure könnte eine intensivere Beschäftigung mit der Solartechnik sicher noch hilfreich sein in Bezug auf die Vermeidung von Installationsfehlern.

Zahlreiche Fehler traten nur einmal auf, sind anlagenspezifisch begründet und in ihrer Art untypisch für andere Solarsysteme. In der Häufigkeit sind diese Fehler aber nicht vernachlässigbar (unvorhersehbare Fehlströmungen oder Fehlströmungen aufgrund nicht dicht schließender Ventile /18/, unzureichend funktionierende Heizbänder zur Frostsicherung wasserführender Leitungen im Außenbereich /15/, Entlüftungsprobleme im Pufferspeicher /13/ etc.). Sie untermauern jedoch, wie wichtig eine Überwachung ist, die auch Raum für individuelle Fehleranalysen bietet.

Das durchaus positive Ergebnis für die Kollektoren darf jedoch nicht darüber hinwegtäuschen, dass es im Bereich der Systemtechnik (Systemkonfiguration, Einbindung in das konventionelle

Energieversorgungs- und Verbrauchssystem) noch erhebliche Probleme gibt, insbesondere bei Kombianlagen zur Heizungsunterstützung. Dies belegen unsere Untersuchungen an den Anlagen aus dem Verbundprojekt "Kombianlagen" /11/ sehr deutlich.

### 3 Technischer Stand der Solaranlagen

#### 3.1 Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung

Die Anlagen zur Trinkwassererwärmung (mit und ohne Einbindung der Zirkulation) sind entweder ausgeführt mit einem solarem Vorwärmespeicher oder als Durchlauferwärmung in einem Wärmetauscher (Bild 2). Beiden Systemen sind Bereitschaftsspeicher nachgeschaltet, die mit Trinkwasser gefüllt sind. Zur Unterstützung von Nahwärmenetzen kamen 3- oder 4-Leiter Netze zur Ausführung.

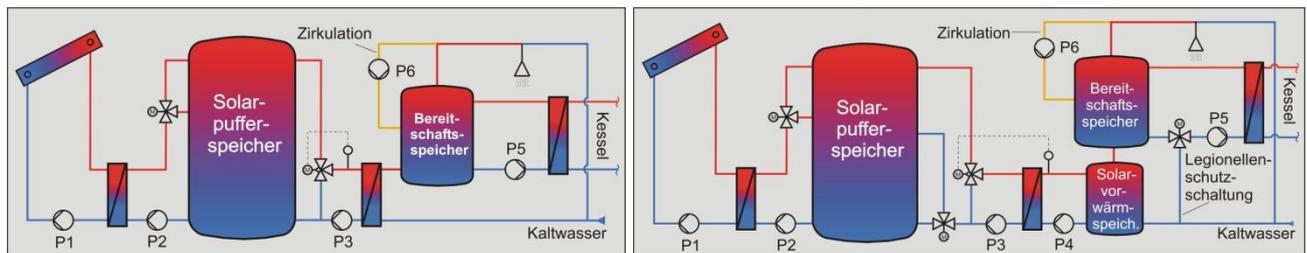


Bild 2: standardisierte Systemschemata aus Solarthermie-2000

Zu allen wichtigen Punkten wie Dimensionierung von System und Einzelkomponenten, Systemaufbau, Regelungsprinzip, Anbindung an die konventionelle Haustechnik etc. liegen heute detaillierte und umfassende Planungshinweise vor. Die Erfahrungen fließen in zahlreiche Publikationen (u. a. BINE /8/, Planungshandbücher im Verlag Solarpraxis /7/) ein sowie in die VDI-Richtlinien 6002-1 und 6002-2, und sind heute als anerkannte Regeln der Technik verankert (die VDI 6002-1 wurde unter Mitarbeit der ZfS aktualisiert und befindet sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichtes vor dem Grindruck). Weitere Planungshinweise, die in ihrer Detailliertheit noch über die bisher veröffentlichte Literatur hinausgehen, wurden als Untermenü für die Internetseite [www.solarwaerme-info.de/zfs/](http://www.solarwaerme-info.de/zfs/) erarbeitet /2/.

Damit sind die technischen Voraussetzungen dafür geschaffen, dass bei neu zu errichtenden Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung die größten Fehler vermieden werden und die Anlagen effizient arbeiten können. Die Tatsache, dass rd. 90 % der ST2000-Anlagen den solaren Garantieertrag eingehalten haben zeigen, dass sich die ST2000-Systemkonzepte bewährt haben.

Im grundsätzlichen Systemaufbau entsprechen die Anlagen auch heute noch dem Stand der Technik. Hier wurde im Programm eindeutig eine Standardisierung erreicht, zum Teil auch durch nachweisliche Effizienzsteigerung beim Umbau von "moderneren" Nicht Standardtypen auf Standardtypen. Ein Beispiel für einen derartigen Umbau ist die Solaranlage in einem Altenheim in Leipzig /17/, /A6/, bei der der garantierte Solarertrag mit dem vom Hersteller bevorzugtem Konzept (Bild 3, oben) zunächst nur zu 75 % erreicht wurde.

Hauptgrund für den Minderertrag war, dass die Rücklaufstemperatur im Entladekreis des Pufferspeichers zu hoch war, weil bei dem ursprünglichen Konzept nur selten kaltes Wasser im unteren Teil des Bereitschaftsspeichers als Kältesenke zur Verfügung stand. Nach dem Umbau auf ein Standardsystem mit solarem Vorwärmespeicher wurde der solare Garantieertrag zu 96 % eingehalten. Hier hat sich das Standardsystem mit klarer Trennung des Solar- und Nachheizsystems eindeutig bewährt.

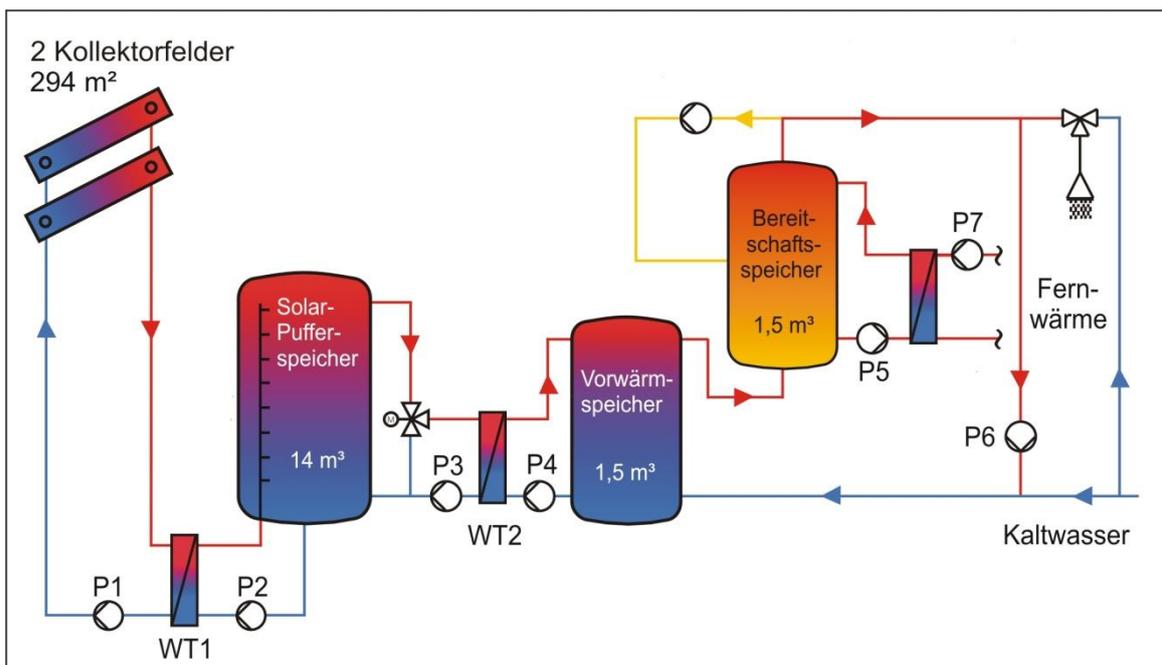
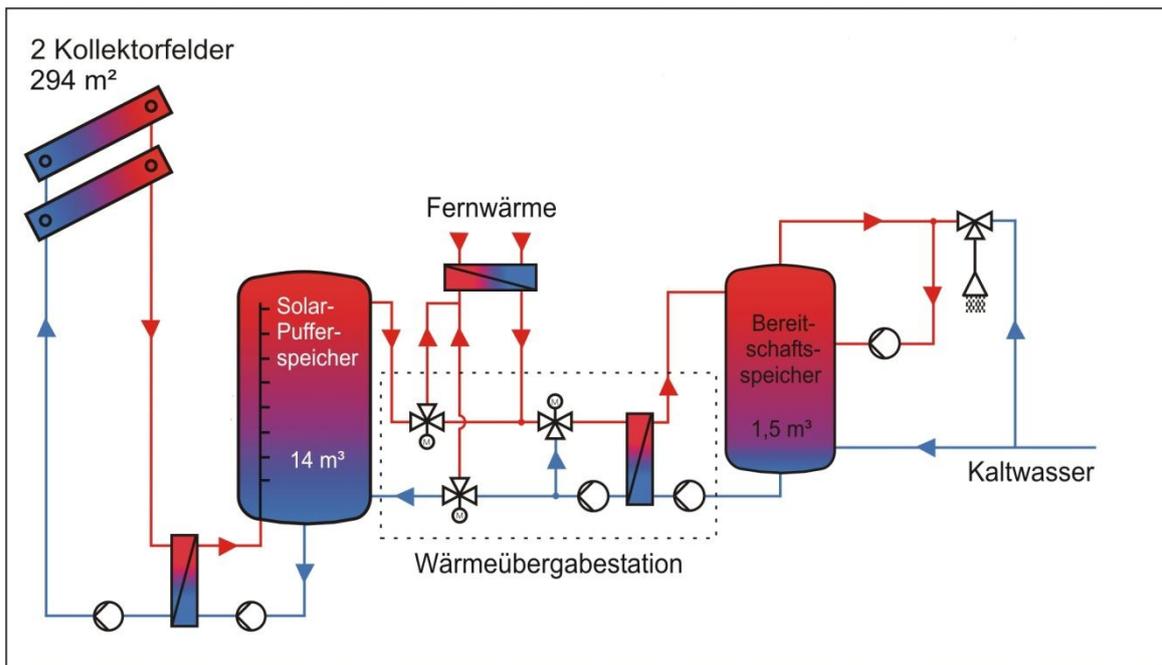


Bild 3: Solaranlage in Leipzig; oben: vor Umbau; unten: nach Umbau

Problematisch ist außerdem, dass viele Hersteller sich nicht an die entwickelten Standards halten und abweichende Systemschaltungen anbieten, die den in ST-2000 gewonnenen Erfahrungen entgegen stehen, und deren Nachteile zum Teil offen auf der Hand liegen. Die gezeigten Erfahrungen mit der Anlage in Leipzig sind ein Beispiel, weitere Beispiele aus der Praxis wurden in verschiedenen Vorträgen gezeigt, auch in den Herstellerkatalogen befinden sich zahlreiche vom Standard abweichende Schaltungen. Hinzu kommt das insbesondere mittelgroße Anlagen (20 bis 50 m<sup>2</sup>) zunehmend mit zentralen Frischwasserstationen (ohne Trinkwasserbevorratung) und mit Nachheizung im Pufferspeicher installiert werden. Dies bedingt neue Systemschaltungen (oft in Verbindung mit Heizungsunterstützung), die nicht durch die ST2000-Anlagen (> 100 m<sup>2</sup> mit Trinkwasser-Bereitschaftsspeicher) abgedeckt sind.

Letztendlich bleibt festzustellen, dass die erzielten System-Standardisierungen für mittelgroße und große Trinkwasser-Solaranlagen in der Praxis teilweise ins Leere laufen, weil sich entweder nicht daran gehalten wird, oder weil Prinzipien bevorzugt werden, für die es (noch) keine Standardisierung gibt.

Der Standardisierung nicht nachgekommen sind die Regelungskonzepte. Sowohl bei der Pufferspeicherbeladung als auch bei der –entladung herrscht eine große Vielfalt an Varianten und Ausführungsqualitäten. Unzureichende Regelgeräte oder Regelkonzepte wurden von uns des Öfteren mit nachträglich installierten Thermostaten oder  $\Delta T$  Funktionen optimiert (z. B. /15/, /16/, /18/). Zwar wurden im Programm viele optimierte Regelungskonzepte entwickelt und sehr konkret dokumentiert (Lade- und Entladestrategien für den Solarspeicher, Legionellenschutzschaltungen etc.), es fehlt jedoch an konkreten Informationen mit welchen Geräten sich die in Solarthermie 2000 bewährten Regelkonzepte auch ohne “Bastellösungen“ umsetzen lassen. Jede Nachrüstung dokumentiert, dass Regelungstechnik und Systemanforderung nicht oder nur unzureichend aufeinander abgestimmt sind.

Als ein Beispiel sei hier die Nachrüstung von Thermostaten in der Anlage Solingen genannt, bei der nach Optimierung der Speicherschichtung durch den Einbau neuer Schichtladelanzen eine neue Regelstrategie angebracht war. Die sollte dafür sorgen, dass die Solarspeicher auch dann beladen werden dürfen, obwohl sie oben die Grenztemperatur von 90 °C erreicht haben, unten jedoch nicht wärmer als 50 °C sind /15/ (bei einem maximalen Temperaturhub im Speicherladekreis von nur 35 K besteht bei 50 °C unten keine Gefahr der Überhitzung oben).

Die korrekte Umsetzung ist nach unserer Erfahrung selbst mit frei programmierbaren Reglern nicht immer möglich, weil die Freiheiten bei genauem Hinsehen dann doch eingeschränkt sind /18/. Insofern helfen die erarbeiteten Hinweise vor allem dabei, die Sollfunktion einer Solaranlage gut zu verstehen – jedoch nur bedingt um einen geeigneten Regler auszuwählen, zumal die Transparenz der von den Herstellern gelieferten Regelbeschreibungen leider nach wie vor unzureichend ist. Als ergänzende Planungshilfe wären deshalb regelmäßige Breitentests von Regelgeräten sehr hilfreich, aus denen klar hervorgehen sollte, welche Anforderungen welcher Regler erfüllt und welche nicht.

Nicht immer war die Regelungsoptimierung mit Nachrüstungen machbar. Bei allen von uns untersuchten Trinkwasseranlagen mit Durchlauferwärmung traten Probleme mit der korrekten Reglereinstellung dahingehend auf, dass der Fördervolumenstrom der Pufferspeicherentladepumpe nur unzureichend an den un stetigen Zapfvolumenstrom anzupassen war. Da am Markt keine zufriedenstellende Lösung verfügbar war, wurde in Zusammenarbeit mit den Firmen Resol und Wilo der Prototyp einer neuen Entladeregulung entwickelt wurde. Dieser Prototyp läuft in der Anlage Saarbücken seit 2002 sehr zuverlässig, ging aber nicht in Serie.

Da heutzutage zahlreiche Hersteller Frischwasserstationen mit Durchlauferwärmung des Trinkwassers anbieten, deren Regelung bezüglich dieser Anpassung auch denselben Anforderungen wie an eine Entladeregulung standhalten müssen, erwartet die ZfS, dass inzwischen geeignete Entladeregler am Markt verfügbar sind, die den Entladevolumenstrom optimal an den Zapfvolumenstrom anpassen. Uns liegen keine Erfahrungen darüber vor ob dies der Fall ist.

Bei Anlagen mit solarem Vorwärmespeicher liegt oft kein schlüssiges Regelkonzept zur 60 °C-Erwärmung des Vorwärmespeichers vor (Schutz vor Legionellenwachstum). Problematisch ist insbesondere die fehlende Kommunikationsfähigkeit zwischen dem Kessel und dem Solarregler bzw. der fehlende Einsatz integrativer Regler (sofern überhaupt am Markt vorhanden), die beide Komponenten einschließen.

### **3.2 Einbindung der Zirkulation**

Ein Schwachpunkt betrifft bei sehr vielen Anlagen die Einbindung der Zirkulation in das Solarsystem. Eine optimale Einbindung der Trinkwasserzirkulation ist zwingende Voraussetzung dafür, dass auch in der heizfreien Periode (im Sommer) der Solarspeicher gut entladen werden kann, damit möglichst wenige und kurze Stagnationszeiten für den Kollektorkreis auftreten.

Die technischen Lösungen zur Zirkulationseinbindung bei Systemen mit Trinkwassererwärmung in einem Vorwärmespeicher und bei der Erwärmung im Durchlauf sind im Wesentlichen bekannt und in Teil 2 des Abschlussberichtes genau beschrieben. Entweder wird der Zirkulationsrücklauf über Umschaltventile in den Vorwärmespeicher geführt, oder es wird ein separater Wärmetauscher zur Deckung der Zirkulationsverluste installiert. Aufgrund dreimaliger schlechter Erfahrung mit undichten Umschaltventilen, empfehlen wir inzwischen nur noch die Lösung mit separatem Wärmetauscher, auch wenn diese installationstechnisch (jedoch nicht unbedingt regelungstechnisch) aufwändiger ist. Insofern sind auch hier eindeutige Standardisierungen aus ST-2000 vorgegeben.

Auf die Lösung mit einem zweiten Wärmetauscher wird jedoch von vielen Herstellern aus Kostengründen verzichtet. Stattdessen wird der Zirkulationsrücklauf gerne an die Kaltwasserleitung angeschlossen, wodurch sich z. B. 55-gradiger Zirkulationsrücklauf (kleinste zulässige Zirkulationsrücklauftemperatur nach DVGW W551) mit z. B. 15-gradigem Kaltwasser vermischt. Somit wird die Eintrittstemperatur des Trinkwassers in das Solarsystem erhöht, was je nach Dimensionierung des Solarsystems zu einer mehr oder weniger starken Beeinträchtigung der Effektivität des Solarsystems führt.

Selbst dann, wenn korrekterweise ein separater Wärmetauscher für die Zirkulation installiert wird, erfolgt die Vermischung noch häufig auf der Pufferspeicherseite, indem die Rücklaufleitungen des Zapf- und des Zirkulations-Entladewärmetauschers zusammengeführt werden, anstatt sie getrennt in den Pufferspeicher in verschiedene Höhen einzuspeisen (bei Nachrüstungen der Zirkulationseinbindung allerdings u. U. nicht vermeidbar /A2/). Der Grund für diese energetisch suboptimale Anbindung liegt auch hier in dem durchaus sinnvollen Bestreben eine aufwändigere Verrohrung zu vermeiden.

Es sollten deshalb Methoden entwickelt werden, die den beiden Erfordernissen nach optimaler Energieeffizienz und einfacher Verrohrung gerecht werden. Eine Projektskizze die dieses Thema aufgreift wurde beim Projektträger eingereicht, eine Antragstellung wurde jedoch nicht empfohlen.

### **3.3 Anlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung**

Bei Anlagen zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung (Kombianlagen) zur dezentralen Versorgung von einzelnen Gebäuden bestehen noch keine bzw. allgemein verbindliche Standards, weil hier wegen fehlender Demonstrationsanlagen kaum Betriebserfahrungen vorhanden sind. Erste Schritte auf diesem Weg wurden durch die Untersuchungen an Anlagen im Rahmen des Verbundprojektes „Kombianlagen“ eingeleitet. So liegen die ersten Dimensionierungsempfehlungen vor, ebenso wie Grundkonzepte zur Anbindung der Kombianlagen an das konventionelle Heizsystem (s. Teil 2 des Abschlussberichtes und /11/).

Ähnlich wie bei der Anbindung der Zirkulation, beruhen die Grundkonzepte auf der physikalisch richtigen Idee, dass Verbraucher mit unterschiedlichen Rücklauftemperaturen auch mit getrennten Rücklaufleitungen an das Solarsystem angeschlossen werden, damit sich Temperaturschichtungen im Solarspeicher möglichst optimal ausbilden können und nicht vermischt werden.

Diese Grundgedanken im Systemaufbau betreffen im Übrigen nicht nur Kombianlagen sondern auch Anlagen zur Prozesswärmeerzeugung. Entsprechende Fallbeispiele mit fraglichen Systemanbindungen wurden vorgestellt /12/.

Es fehlen jedoch jegliche Betriebserfahrungen mit Solaranlagen, in denen diese Grundkonzepte auch in Realität umgesetzt wurden. Alleine auf Basis der bisherigen Erkenntnisse im Kombiprojekt, das von vorneherein als vorbereitendes Projekt für die künftigen Demonstrations- und Forschungsanlagen konzipiert war, können aber keine Empfehlungen erarbeitet werden, die als anerkannte Regeln der Technik in Richtlinien oder aussagekräftige Planungshilfen einfließen.

Stattdessen bieten immer mehr Hersteller Systeme mit vorgefertigten Baugruppen an, deren Funktionsweise nicht oder nur wenig transparent dargestellt werden. Bezüglich der Funktionstauglichkeit solcher Anlagen besteht eine hohe Unsicherheit, sowohl für den Planer als auch den Betreiber (Markthemmnis).

### 3.4 Solar unterstützende Nahwärmesysteme

Im Bereich der solar unterstützten Wärmenetze (Netzanlagen) halten wir, die Standardisierung der Systeme für abgeschlossen - zumindest was den solaren Teil der Systeme betrifft. Die Effektivität dieser Netzanlagen wird jedoch erheblich dadurch beeinträchtigt, dass die Netzurücklauftemperaturen meist höher sind als geplant. Dies liegt in vielen Fällen an nicht ausreichend effizient arbeitenden Wärmeübergabestationen. Problematisch scheinen sowohl die Dimensionierung und die Effizienz der Wärmetauscher zu sein, aber auch die Regelung der Volumenströme an den Übergabestationen, wie die Erfahrungen in Holzgerlingen /29/ zeigen. Diese Probleme konnten wir jedoch an keiner Netzanlage untersuchen, da wegen der beschränkten Kosten für die Messtechnik die Übergabestationen nicht mit Messsensoren ausgerüstet wurden.

Dass niedrige Netztemperaturen möglich sind, zeigen die Ergebnisse der Anlage Speyer-Schlachthof /23/. Dort liegt die mittlere Netzurücklauftemperatur im Sommer um 37 °C, in der Heizperiode zwischen 31 °C und 35 °C. Entscheidend dafür ist, dass in den Einfamilienhäusern der Siedlung weitestgehend auf eine Trinkwarmwasserzirkulation verzichtet wird. Hier stellt sich die Frage, ob ähnlich niedrige Netzurücklauftemperaturen unter Verzicht auf die Trinkwasserzirkulation auch in Mehrfamilienhäusern mit dezentralen Wärmeübergabestationen möglich sind.

Früher bestehende Unsicherheiten bezüglich der Effizienz von Dreileiternetzen sind mit der Auswertung der Anlage in Speyer-Normand /25/ inzwischen ausgeräumt. Die Strömungsverhältnisse in 3-Leiter-Netzen sind geklärt, jedoch derart komplex, dass eine vollständige Vermessung aller Wärmeströme einen äußerst hohen Messaufwand bedeuten würde. Dieser Aufwand würde gegenüber einer Bilanzierung, die auf einer Berechnung der Pufferspeicherverluste beruht, keine wirklich neuen Erkenntnisse bringen.

Von Interesse wäre jedoch auch hier die Analyse der Wärmeübergabestation, an die die Solaranlage im 3-Leiter-Netz direkt angeschlossen ist. Diese Station beeinflusst die Effizienz der Solaranlage maßgeblich.

Ein bisher wenig berücksichtigter Aspekt in den Nahwärmenetzen des Programms ST-2000 und ST2000plus ist die Analyse der Netzverluste und die Frage ob dezentrale oder zentrale Wärmeversorgungssysteme energetisch günstiger sind. In der Solaranlage Speyer Schlachthof liegen die Netzverluste nachweislich in derselben Höhe wie der Ertrag der Solaranlage. In dieser Wohnsiedlung wäre eine Einzelversorgung der Häuser mit dezentralen Solaranlagen energetisch effektiver als die jetzige netzgekoppelte Anlage, selbst dann wenn Einzelkessel einen etwas niedrigeren Nutzungsgrad haben sollten als ein großer Kessel in der Heizzentrale. Das zeigt, dass Grundlagenuntersuchungen über den Einsatz zentraler oder dezentraler Wärmeversorgung angebracht sind, spätestens dann wenn das Nahwärmenetz prioritär deswegen installiert sein sollte, um eine große zentrale Solaranlage installieren zu können.

Um die Verluste von Nahwärmenetzen umfassender zu untersuchen, wären systematische Analysen in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern erforderlich - auch z. B. bei den Netzen in der Anlage Speyer-Normand sowie den anderen netzgekoppelten ST-2000(plus)-Anlagen in Heilbronn, Hennigsdorf, Hann. Münden etc.

## 4 Langzeit Energieertrag

Im Programm Solarthermie 2000 wurde von der ZfS das solare Garantieverfahren entwickelt, bei dem der vom Bieter garantierte Ertrag mit realen Wetter- und Verbrauchsdaten korrigiert und der Korrekturwert mit Messwerten verglichen wird. Der garantierte Ertrag wurde in 14 von 15 Anlagen (bezieht sich nur auf alle von der ZfS untersuchte Solaranlagen mit Garantiemessjahren) eingehalten /1/, /4/. Dies zeigt, dass die Anlagen entsprechend den vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten gut funktionieren wenn sie standardmäßig aufgebaut sind und regelmäßig überwacht werden.

Leider wird der bei der Planung prognostizierte Solarertrag, der auch zur Wirtschaftlichkeits- und Amortisationsberechnung herangezogen wird, in keiner der acht ausgewerteten Anlagen mit min-

destens sieben Betriebsjahren im langfristigen Mittel erreicht. Die Jahreserträge liegen zwischen 38 % und 90 % des Planwertes (Mittelwert über alle acht Anlagen: 63 %). Bild 4 zeigt die Bandbreiten des Jahresertrages, den Ertragsmittelwert über alle Messjahre sowie den garantierten Ertrag.

Beispiel Anlage Saarbrücken:

Bandbreite bestes / schlechtestes Jahr:  von 359 bis 81 kWh/(a·m<sup>2</sup>)

12-Jahresmittelwert: ▲ 233 kWh/(a·m<sup>2</sup>)

Planwert: ● 534 kWh/(a·m<sup>2</sup>)

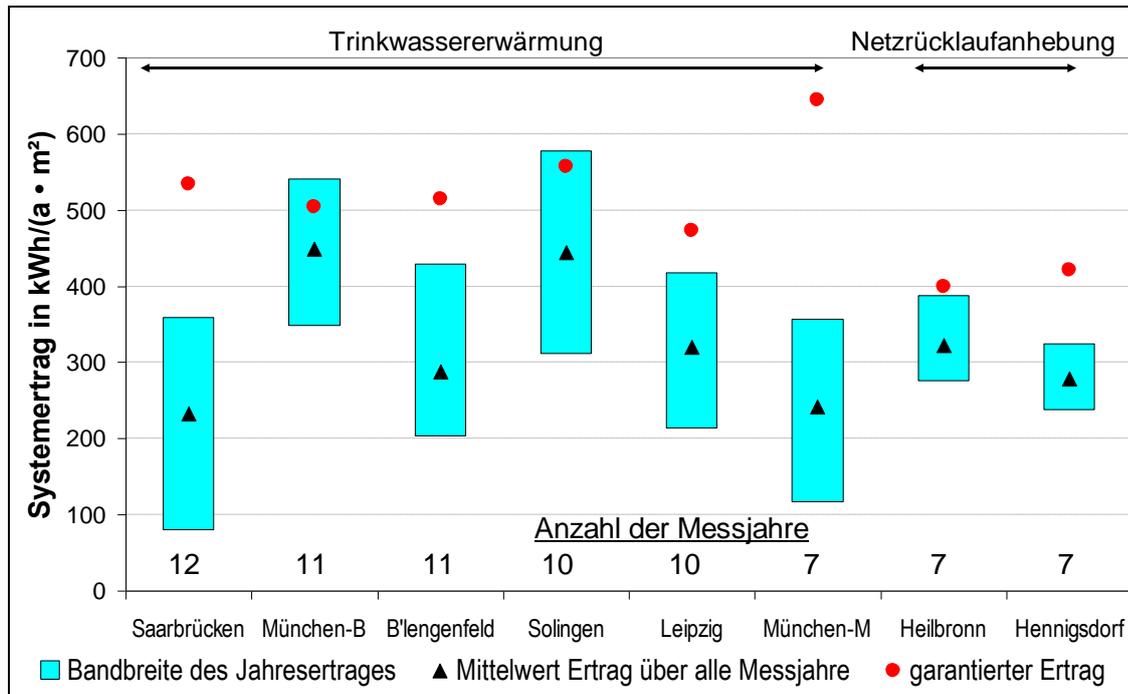


Bild 4: Garantierter und realer Solarertrag in von der ZfS betreuten Anlagen aus Solarthermie 2000

Die Hauptgründe für die Abweichungen vom Planwert sind zu geringer Warmwasserverbrauch (bzw. zu hohe Netzurücklauftemperatur bei beiden solaren Nahwärmanlagen) gegenüber dem Auslegungswert und zu lange Ausfallzeiten weil Defekte nicht zeitnah zur Fehlermeldung behoben wurden. Teilweise wurde auch ein zu optimistischer Ertrag garantiert, wie z. B. in der Anlage München-M mit 645 kWh/(a·m<sup>2</sup>) /16/, wo gleichzeitig auch noch ein gravierender Abfall des Warmwasserverbrauchs vorliegt.

Zu Beginn des Programms Solarthermie-2000 neigten viele Bieter dazu, hohe Erträge zu garantieren, um dadurch die im Programm festgelegte Obergrenze des solaren Wärmeprices von umgerechnet 0,13 €/kWh zu erreichen oder zu unterbieten. Im Fall von offensichtlich zu hoch angesetzten Erträgen hat die ZfS die Bieter darauf hingewiesen und oftmals auch Korrekturen erreicht. Im Fall der Anlage München-M hat der Bieter diesen Hinweis ignoriert und ist nicht von dem hohen Garantiewert abgewichen. Die Plan-Erträge der übrigen Anlagen in Bild 4 liegen dagegen im üblichen Rahmen, und würden heute wahrscheinlich auch ohne Förderprogramm garantiert werden.

In Anlagen ohne eine intensive Betreuung wie in Solarthermie 2000, dürfte mit großer Wahrscheinlichkeit jedoch noch hinzukommen, dass viele Anlagen nicht optimiert laufen und Defekte zu spät erkannt werden, weil weder eine intensiver Probetrieb mit anschließender Optimierungsphase stattfindet, noch die Langzeitbetreuung ähnlich intensiv ist wie im Forschungsprojekt. Wir befürchten, dass die Langzeiterträge von Anlagen, die keine Funktions- und Ertragsüberwachung haben, noch tiefer unter den Planwerten liegen als die der ST 2000 Demoanlagen.

Obwohl der Warmwasserverbrauch im Demoprogramm bei einer Solaranlageninstallation in ein bestehendes Gebäude in fast allen Fällen vor der Planung gemessen wurde, ist er in Realität doch

häufig niedriger. Die Gründe hierfür sind vielfältig (Fehler bei der Messung, verändertes Nutzerverhalten, Kaltwasser Bypassströmungen an der Solaranlage vorbei – wie in München-M). Die Erfahrung zeigt, dass die Sorgfalt bei der Verbrauchsmessung nicht groß genug sein kann, und im Zweifelsfall eher ein Abschlag als ein Zuschlag einkalkuliert werden sollte.

Sehr wichtig ist eine Überwachung der Solaranlage mit Fehleranalyse. Auftretende Störungen sollten mit Angabe des Fehlers zeitnah der Person mitgeteilt werden, die für die Anlagenbetreuung und/oder -wartung verantwortlich ist. Entsprechende Kontrollverfahren (z. B. Input/Output Controller) sollten diesbezüglich weiterentwickelt werden und künftig zur Standardausrüstung jeder Solarwärmeanlage gehören.

Möglicherweise vorhandene leistungsmindernde Degradationen durch Langzeiteffekte oder Detailunterschiede im Systemkonzept (wie z. B. die Frage nach low flow oder high flow, strahlungs- oder temperaturgeführte Kollektorkreisregelung etc.) treten angesichts der wirklich wesentlichen Ursachen für die z. T. hohen Abweichungen vom geplanten Ertrag in den Hintergrund. Das belegen auch die Ergebnisse der Anlage in der Jugendherberge Saarbrücken /A2/, die nach monatelanger Abschaltung aufgrund von Undichtigkeiten im Kollektorkreis, nach der Reparatur im 12. Betriebsjahr den höchsten Energieertrag aller Messjahre lieferte. Entscheidend für einen dauerhaft hohen Ertrag ist, dass die Anlage bei guter Auslastung zuverlässig funktioniert, Defekte rechtzeitig erkannt und umgehend behoben werden.

## 5 Zusammenfassung

Das **Langzeitverhalten der Komponenten** ist im Großen und Ganzen gut, wenngleich einzelne Ausreißer bei der Haltbarkeit von Pumpen das Bild in einzelnen Anlagen negativ beeinflussen. Die Verschmutzung von Wärmetauschern ist weniger ein Problem der Komponente sondern eher ein Wartungsproblem. Die Komponente „Kollektor“ ist abgesehen von Einzelfällen weitgehend unproblematisch. Nicht zufriedenstellend ist der Zustand der Regelung. Nach unserer Erfahrung hätte fast jede Anlage erhebliche Leistungseinbußen zu verzeichnen, wenn die Regelung nicht im Rahmen des Messprogramms optimiert worden wäre. Problematisch ist dabei nicht die Haltbarkeit, sondern die Bedienerfreundlichkeit, Funktionstransparenz (Regelbeschreibung) und die korrekte Einstellung.

Bezüglich des technischen Standes von **Solaranlagen zur Trinkwasservorwärmung** wurden im Programm zu allen wichtigen Punkten wie Dimensionierung von System und Einzelkomponenten, Systemaufbau, Regelungsprinzip, Anbindung an die konventionelle Haustechnik etc. detaillierte und umfassende Planungshinweise erarbeitet. Es wurde nachgewiesen, dass ein solarer Wärmepreis von 0,13 €/kWh eingehalten werden kann, wenn die Anlagen entsprechend einer Vorwärmanlage korrekt dimensioniert wurden und störungsfrei laufen. Insofern war das Programm in hohem Maße erfolgreich.

Unserer Meinung haben Vorwärmsysteme trotz ihres geringen Deckungsanteils am Gesamtenergieverbrauch auch heute ihre Berechtigung, um eine Marktdurchdringung von großen solarthermischen Anlagen (mit dann auch höheren Deckungsanteilen) auf breiter Front vorzubereiten. Von einer breiten Marktdurchdringung sind wir heute noch weit entfernt, und wir bezweifeln ob diese ausschließlich mit den technisch anspruchsvolleren und wirtschaftlich ungünstigeren Kombianlagen erreicht werden sollte. Vorwärmanlagen sind nach der solaren Schwimmbadwassererwärmung die wirtschaftlichste solarthermische Anwendung.

Nicht zuletzt auch durch die aufkommenden Frischwasserstationen (ohne Trinkwasserspeicher) gibt es im Bereich der solaren Trinkwassererwärmung inzwischen neue Systementwicklungen, die nicht durch die im Programm entwickelten Standardtypen abgedeckt sind. Manche dieser Schaltungen erscheinen uns in ihrer Funktion fragwürdig – auch wenn solche Systeme nicht explizit untersucht werden konnten. Insofern wurden einige Empfehlungen von der Entwicklung teilweise überholt. Eine kontinuierliche Fortführung der Arbeiten und mit Aktualisierung der Planungsempfehlungen ist daher angebracht, will man nicht den Anschluss an weitere Entwicklungen verlieren.

Bei **Kombianlagen** zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung in einzelnen Gebäuden bestehen noch keine verbindlichen Standards, weil hier wegen fehlender Demonstrationsanlagen kaum Betriebserfahrungen vorhanden sind. Erste Schritte mit Dimensionierungsempfehlungen und Grundkonzepten wurden eingeleitet, es fehlen aber jegliche praktische Erfahrungen mit diesen Konzepten. Die Entwicklung eines TRNSYS-Simulationsmoduls zur Integration des Heizkessels in die Systembetrachtung, damit künftig die Endenergieeinsparung einer Solaranlage angegeben werden kann, ist sicherlich ein richtiger Weg, die Frage nach dem optimalen Aufbau einer Kombianlage und ihrer Anbindung an das Verbrauchssystem ist jedoch noch weitgehend unklar.

Im Bereich der **solar unterstützenden Wärmenetze** (Netzanlagen) ist die Standardisierung der Systeme abgeschlossen. Die Effektivität dieser Netzanlagen wird vorwiegend durch die Höhe der Netzurücklauftemperatur bestimmt. Ursachen zu hoher Netzurücklauftemperatur sind einerseits zwar auch nicht ausreichend effizient arbeitenden Wärmeübergabestationen, sie sind aber auch konstruktiv bedingt, ob z. B. eine Trinkwasserzirkulation in den Gebäuden notwendig ist oder nicht. Nahwärmenetze sollten zudem stärker hinterfragt werden mit welchem Heizsystem sie energetisch am sinnvollsten betrieben werden, bzw. ob eine dezentrale Wärmeversorgung (mit oder ohne Solaranlage) nicht effizienter ist als manches solar unterstützte Netz.

Die Antwort auf die Frage nach den wichtigsten Voraussetzungen für eine gute **Langzeiteffektivität** und einen wirtschaftlichen Betrieb der Solaranlage ist trivial. Entscheidend ist, dass die Anlage bei guter Auslastung zuverlässig funktioniert, Defekte rechtzeitig erkannt und umgehend behoben werden. Dann tritt selbst die ein oder andere Systemschwäche in den Hintergrund und kann verschmerzt werden. Mögliche Leistungsdegradationen einzelner Komponenten halten wir eher für sekundär. Viel wichtiger ist, dass preiswerte Möglichkeiten der Anlagenüberwachung zur Verfügung stehen und diese auch 20 Jahre lang genutzt werden. Den Betreibern sei ins Gewissen gesprochen, Defekte auch dann noch schnell zu beheben, wenn die Euphorie über die neue Anlage nach mehreren Betriebsjahren abgeklungen ist.

## 6 Literatur

- /1/ Peuser, Felix A. et al.:  
Solarthermie-2000 – Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung; Abschlussbericht zum Projekt 0329601L des BMU (2009)
- /2/ Croy, Reiner et al.  
Solarthermie-2000 – Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung; Teil 2 des Abschlussberichtes zum Projekt 0329601Q des BMU (2011); in weiten Teilen identisch mit /3/
- /3/ Internetseite [www.solarwaerme-info.de/zfs/](http://www.solarwaerme-info.de/zfs/)
- /4/ Croy, Reiner et al.  
Solarthermie-2000 – Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung; Teil 3 des Abschlussberichtes zum Projekt 0329601Q des BMU (2011); Organisationsstruktur und Ergebnisstatistik
- /5/ Richtlinie VDI 6002-1  
Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau; Beuth Verlag GmbH, Berlin (2004)
- /6/ Richtlinie VDI 6002-2  
Solare Trinkwassererwärmung – Anwendung in Studentenwohnheimen, Seniorenheimen, Krankenhäusern, Hallenbädern und Campingplätzen; Beuth Verlag GmbH, Berlin (2009)
- /7/ Peuser, Felix A.; Remmers, Karl-Heinz; Schnauss, Martin:  
Langzeiterfahrung Solarthermie – Wegweiser für das erfolgreiche Planen und Bauen von Solaranlagen; Verlag: Solarpraxis (2001); ISBN 3-934595-01-4
- /8/ BINE Informationsdienst; Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; TÜV Verlag ISBN 3-8249-0541-8 (vergriffen); das Buch ist im Wesentlichen identisch mit:  
Peuser, Felix A. et al.:  
Solarthermie-2000 – Teilprogramm 2 – Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung; Abschlussbericht zum Projekt 0329601G des BMWi (2001)
- /9/ Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW):  
Technische Regel, Arbeitsblatt W 551 (04/2004);  
Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen;  
Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums;  
Planung Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen;  
Vertrieb: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn
- /10/ Peuser, F. A.; Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Entladeregulierung mit Anpassung des Volumenstroms der Entladepumpe an den Zapfverbrauch; Tagungsband zum 13. Symposium "Thermische Solarenergie" vom 14.-16.5.2003 im Kloster Banz, Staffelstein  
Herausgeber: OTTI-ENERGIE-KOLLEG, Regensburg
- /11/ Croy, Reiner; Wirth, Hans Peter:  
Analyse und Evaluierung großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizung; Abschlussbericht zum Teilprojekt 0329268B des BMU-Verbundprojekts: Systemuntersuchung großer solarthermischer Kombianlagen;  
Berichtsteil der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden; (2007)
- /12/ Croy, R.  
Folien zum Vortrag „Erfahrungen mit dem Systemaufbau großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung“ 19. Symposium Thermische Solarenergie in Bad Staffelstein 2009; (Folien sind nicht veröffentlicht)

## **Berichte zu Solaranlagen aus Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus**

### **Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung**

- /13/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Wohngebäude Baumgartner-/Ganghoferstraße in München
- /14/ Abschlussbericht zur Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken
- /15/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen
- /16/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Krankenhaus Burglengenfeld
- /17/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Altenheim "Hans-Sieber-Haus", in München
- /18/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Seniorenheim M. A. Nexö Leipzig
- /19/ Abschlussbericht zur Solaranlage in den Wohnhochhäusern Frankfurt Windthorststraße
- /20/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Altenpflegeheim „Am Stadtwald“ Stralsund

### **Solare Nahwärme**

- /21/ Abschlussbericht zur Solaranlage in der Wohnsiedlung Burgholzof Stuttgart
- /22/ Abschlussbericht zur Solaranlage Solar unterstütztes Nahwärmesystem Cohnsches Viertel, Hennigsdorf
- /23/ Abschlussbericht zur Solaranlage Wohngebiet Badener Hof Heilbronn
- /24/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Wohngebiet ehemaliger Schlachthof in Speyer
- /25/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Wohn- und Gewerbegebiet ehemalige Kaserne Normand in Speyer
- /26/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Wohngebäude Magdeburger Str in Hannover
- /27/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Wohngebäude in Hann. Münden
- /28/ Abschlussbericht zur Solaranlage im Wohngebiet Gorch-Fock-Weg in Norderney
- /29/ Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen; Bericht der FH Offenburg

## **7 Anhang, Berichte zum Langzeitverhalten von Anlagen aus Solarthermie-2000**

- /A1/ Langzeitverhalten der Solaranlage im Wohngebäude Baumgartner-/Ganghoferstraße in München
- /A2/ Langzeitverhalten der Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken
- /A3/ Langzeitverhalten der Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen
- /A4/ Langzeitverhalten der Solaranlage im Krankenhaus Burglengenfeld
- /A5/ Langzeitverhalten der Solaranlage im Altenheim "Hans-Sieber-Haus", in München
- /A6/ Langzeitverhalten der Solaranlage im Seniorenheim M. A. Nexö Leipzig
- /A7/ Langzeitverhalten der Solaranlage Wohngebiet Badener Hof Heilbronn
- /A8/ Langzeitverhalten der Solaranlage Nahwärmesystem Cohnsches Viertel, Hennigsdorf



## Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

### Kurzbericht zum Langzeitverhalten

## Solaranlage im Mehrfamilienhaus Baumgartner-/Ganghoferstraße in München

Förderkennzeichen 032 9652 A  
Berichtszeitraum: 3/1997 bis 12/2008  
von Reiner Croy und Hans Peter Wirth



Abbildung 1: Mehrfamilienhaus und Kollektorfeld (109 m<sup>2</sup>) auf dem Flachdach des Gebäudes

### 1. Objektbeschreibung

Das Mehrfamilienhaus mit 79 öffentlich geförderten Mietwohnungen, einem Kindergarten und einem Kinderhort wurde 1996 fertiggestellt. Es ist in Niedrigenergiebauweise errichtet, bei der gestalterische, konstruktive und bauphysikalische Maßnahmen (Immissionsschutzwand vor der Südfassade, kompakte Baukörper, hybride Solarheizsysteme aus Luftkollektoren und Speicherwänden als Testanlage an acht Wohnungen) zum Tragen kamen. Der bei der Planung zugrunde gelegte spezifische Jahres-Heizwärmebedarf liegt unter 50 kWh pro m<sup>2</sup> Wohnfläche. Über den tatsächlichen Wärmeverbrauch liegen uns keine Werte vor. Eigentümer und Betreiber des Hauses ist die Gemeinnützige Wohnstätten- und Siedlungsgesellschaft (GWG).

Wegen der innovativen und energiesparenden Gebäudetechnik mit Vorbildfunktion für den öffentlichen Wohnungsbau kam das Objekt in die Förderung von Solarthermie-2000. Zudem wurde davon ausgegangen, dass die Integration der Solaranlage im Zuge des Neubauvorhabens kostengünstig erfolgen konnte.

Die Solaranlage wurde Anfang 1997 installiert und i.R. des Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, als erste Anlage in den Alten Bundesländern gefördert und vermessen. Das 109 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld ist auf das Flachdach des Wohngebäudes aufgeständert. Die übrige Solartechnik (Pufferspeicher, Wärmetauscher, Pumpen, Regelung) ist in einem separaten Kellerraum installiert. Die konventionelle Heizungstechnik und die Trinkwasserspeicher befinden sich in einem zweiten ca. 1,5 m tiefer liegenden Kellerraum.

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Untersuchungen wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 2. Konzeption und Auslegung

Die Solaranlage ist zur Vorwärmung des Trinkwassers konzipiert. Da es sich bei dem Gebäude um einen Neubau handelte, waren Verbrauchsmessungen als Planungsgrundlage nicht möglich, sondern der Warmwasserverbrauch musste geschätzt werden.

	Sollbelegung	täglicher Pro-Kopf-Verbrauch bei 60 °C	Verbrauch pro Tag bei 60 °C im Nachheizspeicher
Wohnhaus	240	30 l/(Pers-d)	7,2 m <sup>3</sup> /d
Kinderhort	70	5 l/(Pers-d)	0,35 m <sup>3</sup> /d
<b>Auslegungsverbrauch</b>			<b>7,5 m<sup>3</sup>/d</b>

Tabelle 1: Ausgangswerte zur Bestimmung des Auslegungsverbrauchs

Bei einer für Trinkwasser-Vorwärmanlagen üblichen Auslegung von rd. 1 m<sup>2</sup> Kollektorfläche pro 70 l Warmwasser und Tag ergab sich eine Kollektorfläche (aktive Absorberfläche) von 109 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>. Das Volumen des solaren Pufferspeichers beträgt 6 m<sup>3</sup> (55 l/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>).

## 3. Beschreibung der Solaranlage

### 3.1 Systemaufbau

Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems. Ein detailliertes Schaltbild und umfangreiche Angaben zu den installierten Komponenten kann /1/ entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Komponenten:

- Kollektorkreis (109 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>); Hersteller Pro Solar
- solarer Pufferspeicher (6 m<sup>3</sup>, Heizungswasser)
- Vorwärm-speicher (1 m<sup>3</sup>, Trinkwasser) mit thermischer Desinfektion zur Vorbeugung von Legionellenwachstum
- solare Deckung von Zirkulationsverlusten (Zirkulation strömt durch Vorwärm-speicher wenn möglich)
- Nachheizspeicher (2 m<sup>3</sup>, Trinkwasser, Erwärmung durch Gas-Brennwertkessel)

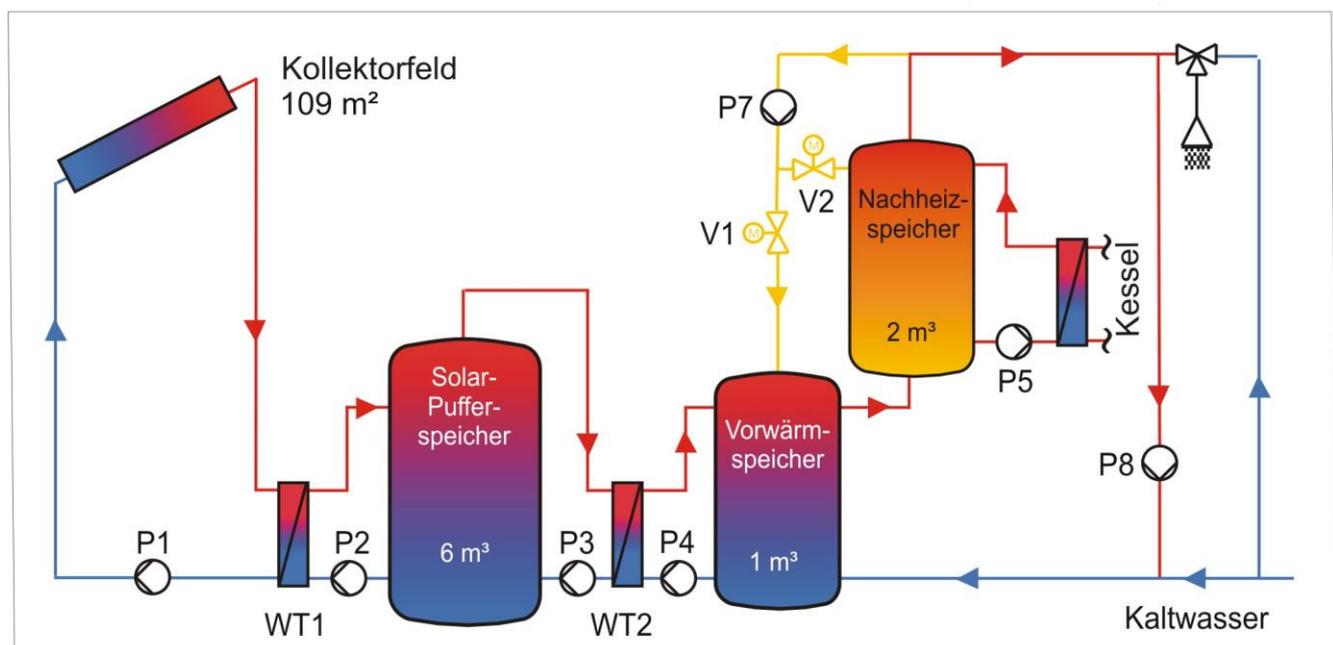


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Wärmeträgers (Gemisch aus Wasser und Frost-/Korrosionsschutzmittel) über die Pumpe P1, den Kollektorkreis-Wärmetauscher und die Pumpe P2 in den 6 m<sup>3</sup> großen Solar-Pufferspeicher transportiert. Die Entla-

dung des Pufferspeichers erfolgt über einen externen Entladewärmetauscher mit der Pumpe P3. Zwischen dem Entladewärmetauscher und Kaltwasserzulauf ist ein 1 m<sup>3</sup> großer Trinkwasser-Vorwärmerspeicher geschaltet, in dem über die Pumpe P4 das Trinkwasser (Kaltwasser) erwärmt wird.

Zur Vorsorge gegen Legionellenwachstum wird der Vorwärmerspeicher durch den Zirkulationsvorlauf 1 x pro Tag auf 60 °C erwärmt, sofern dies nicht mittels der Pumpen P3 und P4 durch den Solarpuffer erfolgt ist. Zirkulationsverluste werden solar gedeckt, indem der Zirkulationsrücklauf durch den Vorwärmerspeicher strömt, wenn dieser wärmer ist als der Zirkulationsrücklauf.

### 3.2 Regelung

In diesem Kurzbericht erfolgt nur eine vereinfachte grundsätzliche Beschreibung des Regelprinzips. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in /1/.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<u>Ladung Pufferspeicher</u> ein/aus Kollektorpumpe P1 ein/aus Pufferladepumpe P2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta T</math> (Kollektorfühler - Pufferspeicher unten)</li> <li>• Pumpen aus wenn Puffer unten &gt; 70 °C</li> <li>• beide Pumpen werden zeitgleich geschaltet</li> </ul>
<u>Entladung Puffer / Beladung Vorwärmersp.</u> ein/aus Pufferentladepumpe P3 ein/aus Vorwärmersp.-ladepumpe P4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher oben – Vorwärmersp. unten)</li> <li>• Pumpen aus wenn Vorwärmersp. unten &gt; 60 °C</li> <li>• beide Pumpen werden zeitgleich geschaltet</li> </ul>
<u>solare Deckung von Zirk.-verlusten</u> auf/zu Ventil V1 zu/auf Ventil V2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta T</math> (Zirkulationsrücklauf – Vorwärmersp. oben)</li> <li>• beide Ventile werden zeitgleich geschaltet</li> </ul>

Die Regelfunktionen werden mit insgesamt drei Temperaturdifferenzreglern ausgeführt. Die Regelung der thermischen Desinfektion des Vorwärmerspeichers erfolgt durch Kombination eines "intelligenten" Zeitschaltreglers (Zeitabfrage) mit einem Thermostat in der Mitte des Vorwärmerspeichers (Temperaturabfrage).

### 3.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und Detailanalysen einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sekunden, die Pumpenlaufzeiten alle 2 Sekunden erfasst und als 5-Minuten-Mittelwert abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Speicherintervalls abgespeichert, die zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben. Außerdem geben die Min/Max-Werte Aufschluss darüber, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern sind (weitere Details zur Messtechnik in /1/). Die wichtigsten Messwerte wurden per Funk auf eine Anzeigetafel in ein nahegelegenes Informationszentrum übertragen, wodurch die Anlagenfunktion einem breiten Publikum i.R. einer Dauerausstellung über energiesparende Maßnahmen erläutert wurde (das Informationszentrum ist inzwischen umgezogen).

### 4. Übersicht über die Messperioden / Jahressummen und Kennzahlen

Die Solaranlage wurde fast 11 Jahre lang von Anfang 1997 bis Ende 2008 messtechnisch betreut:

3/1997 bis 7/1997	Probetrieb
7/1997 bis 9/2003	Intensivmessphase mit Detailuntersuchungen einzelner Komponenten, Prüfung auf Einhaltung des solaren Garantievertrages und Energiebilanzierung messtechnische Überwachung von Umbauten
ab 9/2003	Langzeitüberwachung mit Energiebilanzierung

### Einstrahlung und solare Nutzenergie

Abbildung 3 zeigt Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad (Relation von solarer Nutzenergie zu Strahlungsenergie). Ausfallzeiten

der Anlage aufgrund von Defekten wurden nicht korrigiert, eine derartige Korrektur erfolgte lediglich bei der Prüfung ob der solare Garantieertrag eingehalten wurde (vgl. Kapitel 5). Hier ist die tatsächlich gelieferte Nutzenergie dargestellt.

Die jährlich eingestrahlte Energie auf das Kollektorfeld schwankt über die Jahre zwischen 140 und 156 MWh (1.284 bis 1.424 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Bezugnehmend auf das Jahr mit der niedrigsten Einstrahlung (2001) liegt der höchste Strahlungswert damit lediglich um 11 % höher.

Wesentlich größer sind im Verhältnis die Unterschiede bei der solaren Nutzenergie, die zwischen 36,2 und 59,1 MWh (332 bis 541 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liegt. Hier liegt der Maximalwert um 63 % über dem niedrigsten Wert. Entsprechend stark schwankt auch der Jahres-Systemnutzungsgrad, der zwischen 25,3 und 40,4 % liegt. Die höchsten Systemnutzungsgrade mit Werten von 38 bis über 40 % wurden in den Jahren 2004 bis 2006 und 2008 gemessen, als die Anlage weitgehend störungsfrei lief und zudem im Jahre 2003 eine Reihe von Optimierungsarbeiten durchgeführt wurden, die sich in der Summe positiv auf die Effizienz und Betriebszuverlässigkeit ausgewirkt haben.

Die Ertragseinbußen resultieren hauptsächlich auf Defekten und leistungsmindernden Betriebszuständen (vgl. Kapitel Betriebserfahrungen). So beruht der Minderertrag im Jahre 2000 auf einem 11-tägigen Ausfall der Entladepumpe und einem schleichenden Abfall des Volumenstroms im Kollektor- und Speicherladekreis. Auch der Minderertrag in 2002, 2003 und 2007 hat seine Ursache hauptsächlich in Defekten an Pumpen:

2002: Pufferentladepumpe 74 Tage lang defekt im Sommer  
Pufferladepumpe 44 Tage lang defekt im Winter

2003: Pufferladepumpe 22 Tage lang defekt (Winter) und 40 Tage lang (Herbst) ausgefallen wegen defekter Sicherung am Laderegler

2007: Ladepumpe 40 Tage lang defekt im Sommer  
zu geringes Fördervolumen einer (von zwei in Reihe geschalteten) Kollektorpumpe  
versehentliche Abschaltung der Anlage nach Reparaturarbeiten

### **Warmwasserverbrauch / Auslastung**

Der Warmwasserverbrauch bzw. die Auslastung, lag in den ersten beiden Jahren mit rd. 80 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) leicht über dem Planwert von 70 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) (Abbildung 4), hat dann etwas abgenommen und ist danach aber in allen Jahren relativ konstant geblieben. Der Planwert wird dauerhaft sehr gut eingehalten bzw. leicht übertroffen, was bei einer Vorwärmanlage vollkommen unkritisch ist und zu einem höheren Solarertrag führt. Eine ausführliche Analyse des Warmwasserverbrauchs im Vergleich zum Planwert ist in /1/ beschrieben.

### **Solarer Zapf- und Zirkulationsdeckungsanteil**

Abbildung 5 zeigt den Verlauf des Energieverbrauchs für Zapfen und Zirkulation in Relation zur solaren Nutzenergie. Ab 2004 stieg der Energieverbrauch an, weil der Zirkulationsvolumenstrom und die -vorlauftemperatur so weit erhöht wurden, dass eine Zirkulationsrücklauftemperatur von 55 °C eingehalten wird (vorher zeitweise nur um 45 °C, was nicht konform ist mit /2/). Die Spiegelstriche im Balkendiagramm stellen den Anteil der Zirkulation dar. Die jährlichen Zirkulationsverluste sind im Laufe der Zeit von anfangs 71 MWh auf zeitweise über 100 MWh angestiegen. Das sind etwa 40 bis 60 % der Energie, die für die reine Warmwasserbereitung (Zapfenergie) benötigt wird.

Der Verlauf des solaren Zapf+Zirkulationsdeckungsanteils (solare Nutzenergie bezogen auf die Energie für Zapfen und Zirkulation) ist aufgrund der schwankenden Nutzwärmelieferung ähnlich wie der Verlauf des Systemnutzungsgrad. In den Jahren, in denen die Solaranlage weitgehend störungsfrei gelaufen ist, und die höchste Nutzenergie lieferte, steigt der Deckungsanteil auf fast 20 %.

Es wurde messtechnisch nicht erfasst, welche Anteile der solaren Nutzenergie nur für Zapfenergie und welche nur zur Deckung von Zirkulationsverlusten genutzt werden. Abschätzungen in /1/ ergaben für das Messjahr 1997/1998, dass nur ca. 3 % der solaren Nutzenergie zur Deckung von Zirkulationsverlusten genutzt wird, die übrigen 97 % für Zapfenergie.

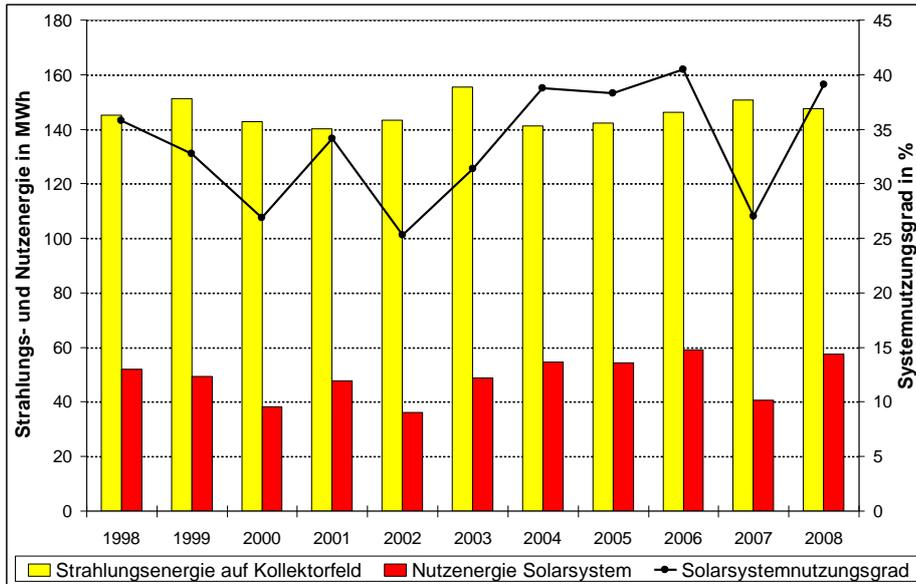


Abbildung 3: Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

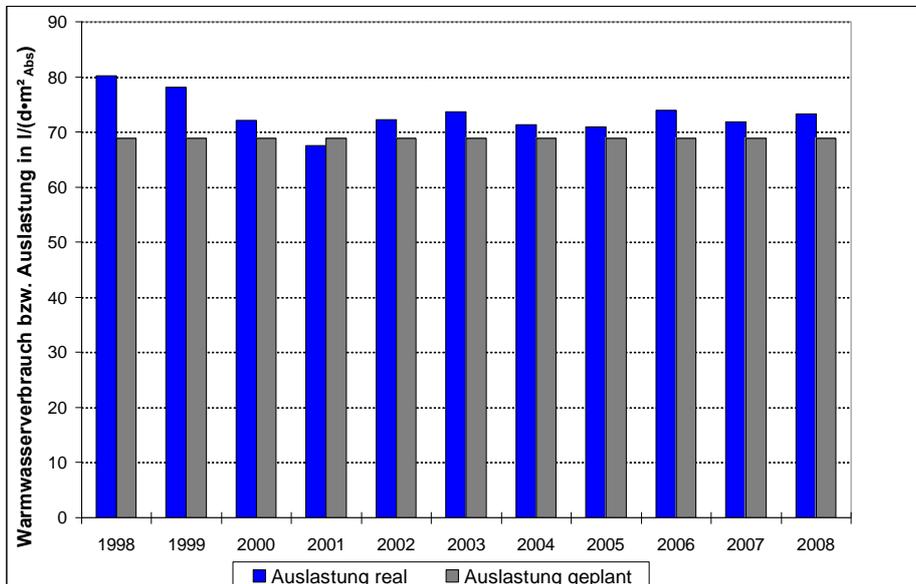


Abbildung 4: Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung

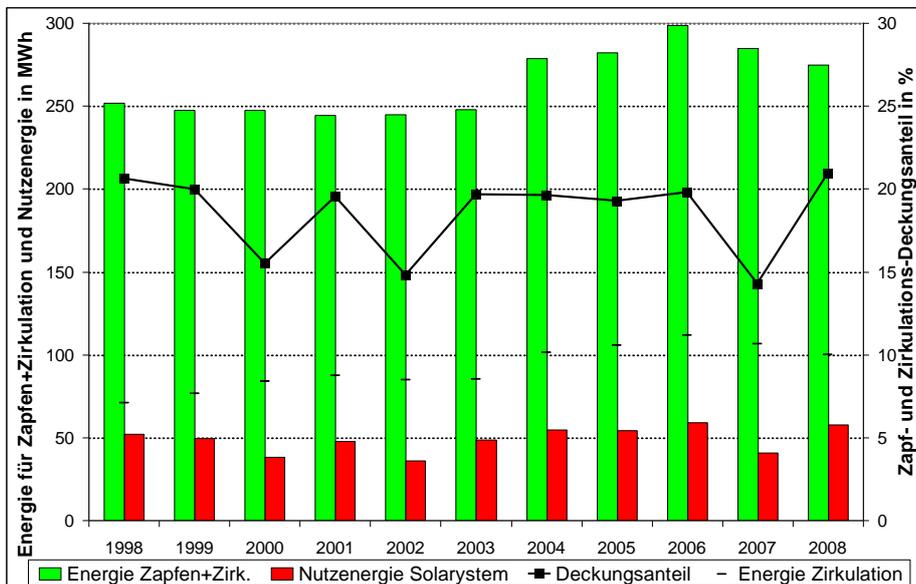


Abbildung 5: Energie für Zapfen+Zirkulation; solare Nutzenergie; Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil

## 5. Betriebserfahrungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Betriebserfahrungen aus dem Probetrieb, der Intensivmessphase und der Langzeitbeobachtung zusammengefasst.

### 5.1 Hydraulischer Aufbau der Anlage

Der einfache und übersichtliche Aufbau der Anlage hat sich bewährt. Die einzige Änderung der Verrohrung betraf den Anschluss der Vorlaufleitungen am Solarpuffer. Die Vorlaufleitung des Ladekreises wurde an einen höher liegenden freien Stutzen im oberen Speicher Drittel versetzt, die des Entladekreises war ursprünglich in der Mitte des Puffers angebracht und wurde auf Empfehlung der ZfS nach oben an den Speicherdeckel verlegt. Außerdem wurde die Entladepumpe von der warmen Vorlaufleitung in die kalte Rücklaufleitung umgesetzt.

Ungewöhnlich ist, dass zwei Kollektorkreisumpen in Reihe geschaltet sind. Dies hatte folgenden Grund: um die im Programm Solarthermie-2000 vorgegebene Obergrenze des solaren Wärmepreises einhalten zu können, wurden aus Kostengründen Standardkomponenten des Kollektorherstellers Pro Solar verwendet. Da Pro Solar damals (1996) vom standardmäßigen Pumpenhersteller (DAB) keine ausreichend große Einzelpumpe zur Verfügung stand, wurden zwei Kollektorkreisumpen in Reihe geschaltet.

### Aufstellung der Speicher

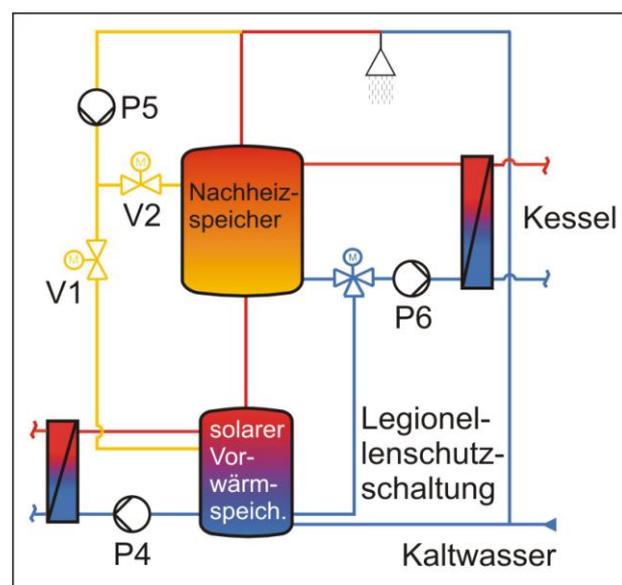
Der Kellerraum, in dem der Nachheiz- und Vorwärm-speicher stehen, liegt ca. 1,5 m tiefer als der Raum des Solar-Pufferspeichers mit dem Entladewärmetauscher. War der Vorwärm-speicher wärmer als der Entladewärmetauscher (z.B. bei thermischer Desinfektion) entstand eine thermosyphonische Rückströmung zwischen dem Vorwärm-speicher und dem Entladewärmetauscher, die sich sogar bis zum Pufferspeicher fortsetzte wenn der Entladewärmetauscher durch die Rückströmung erwärmt war. Wir empfehlen daher bei vergleichbaren Gegebenheiten den Einbau von Rückschlagklappen oder – um sicher zu gehen und Fehlströmungen in beide Durchflussrichtungen auszuschließen - den Einbau von Magnetventilen, die mit der jeweiligen Pumpe geschaltet werden.

### Verrohrung zur thermischen Desinfektion des Vorwärm-speichers

Zur thermischen Desinfektion wird der Vorwärm-speicher mittels der Pumpen P3 und P4 mit dem Wasser aus dem oberen Teil des Bereitschaftsspeichers von unten nach oben durchströmt (s. Abbildung 2). Da sich der Thermostat zum Ausschalten der „Legionellenpumpe“ in der Mitte des Vorwärm-speichers befindet, können Betriebszustände entstehen, dass die „Legionellenpumpe“ abschaltet, obwohl im Vorwärm-speicher oben noch keine 60 °C erreicht sind. Die Problematik dieser Schaltung ist ausführlich in /3/, Kapitel 8.1.1.6 beschrieben.

Wir bevorzugen heutzutage eine Schaltung gemäß Abbildung 6, bei der der Kessel einmal am Tag den Vorwärm-speicher in die Nachwärmung einbezieht (Umschalten des Dreiwegeventils in Richtung unterer Eingang Vorwärm-speicher). Diese Schaltung gewährleistet die Durchwärmung des Vorwärm-speichers in der strömungstechnisch richtigen Richtung (von oben nach unten) und sorgt dafür, dass die thermische Desinfektion nicht abgeschaltet wird bevor nicht im gesamten Vorwärm-speicher 60 °C erreicht sind. Auch diese verbesserte Schaltung ist ausführlich in /3/ Kap. 8.1.1.5 und /4/ beschrieben.

Abbildung 6: Thermische Desinfektion mit Einbeziehung des Kesselskreises



## Solare Deckung von Zirkulationsverlusten

Auf die Anbindung des Zirkulationsrücklaufs an den Vorwärmerspeicher zur solaren Deckung von Zirkulationsverlusten kann bei knapp ausgelegten reinen Vorwärmersystemen zumeist verzichtet werden, da der energetische Nutzen gering ist. Außerdem ist damit nämlich das Risiko verbunden, dass der geringe Mehrertrag durch Erwärmung des Vorwärmerspeichers aufgrund undichter oder - wie in dieser Anlage geschehen – durch falsch angesteuerte Ventile (siehe /1/) aufgehoben wird oder sogar zu einem Minderertrag führt, wenn die Funktion der Ventile nicht durch eine entsprechende Messtechnik sehr einfach kontrolliert werden kann. Nach wiederholten Problemen wurden die Leitungen zur solaren Deckung der Zirkulationsverluste deshalb auch 2003 demontiert. Dass die Effizienz der Anlage dadurch nicht spürbar geschmälert wurde zeigt sich daran, dass die höchsten Erträge ab 2004 gemessen wurden. Entscheidender ist vielmehr, dass die Anlage insgesamt störungsfrei läuft.

## 5.2 Regelung und Steuerung

Die Regelung mit den einfachen aber vollkommen ausreichenden Temperaturdifferenzreglern ist robust, übersichtlich und bedienerfreundlich.

Bezüglich des Einbaus der Regelfühler fielen zwei typische Beispiele für unsachgemäße Montage auf, wodurch die Kollektor- und Ladepumpe zu spät einschalteten:

- der Kollektorfühler zur Ansteuerung der Kollektorpumpe ragte anfangs nicht weit genug in das Sammelrohr des Kollektors hinein (Maßnahme: Einbau einer längeren Tauchhülse)..
- der Fühler im Solarpufferspeicher unten "schlackerte" in einer viel zu großen Tauchhülse (Maßnahme: Umbau auf Anlegefühler)

Erhebliche Probleme machte anfänglich die Abstimmung zwischen der thermischen Desinfektion und der Kesselsteuerung und der Laufzeit der Zirkulationspumpe. Mal war die thermische Desinfektion in die Zeit der Nachtabsenkung des Kessels gelegt, mal schaltete die Zirkulationspumpe aus wenn die Legionellenpumpe lief. Diese Erfahrungen bekräftigen die Forderung nach gesamtheitlichen Regelungskonzepten an der Schnittstelle zwischen der Solaranlage und dem konventionellem System.

Die Beladeregulation des Vorwärmerspeichers zum Ein- und Ausschalten der Pumpen P3 und P4 mit einem einfachen Temperaturdifferenzvergleich zwischen einem Fühler im Pufferspeicher oben und Vorwärmerspeicher unten ist heute nicht mehr zeitgemäß. Hier wird auf ein verbessertes Regelkonzept mit einem zusätzlichen Fühler im Vorwärmerspeicher oben verwiesen, wodurch das Volumen des Vorwärmerspeichers als Schalthysterese genutzt werden kann. Das verbesserte Regelprinzip ist ausführlich in /4/ und /5/ beschrieben.

Ebenso nicht zeitgemäß ist, dass die Kollektor- und Ladepumpe bei Erreichen der maximalen Solarpufferspeichertemperatur über einen Fühler im Puffer unten abschalten. Dieser Abschaltfühler sollte dort platziert sein, wo die relevante Temperatur auftritt, nämlich im Puffer oben.

## 5.3 Langzeitstabilität einzelner Komponenten

Folgende Wartungs- und Reparaturarbeiten waren erforderlich:

Alle drei Wärmetauscher (Solarkreis, Entladekreis, Nachheizung) waren je ein Mal verkalkt und wurden gereinigt.

Insgesamt musste 7-mal eine defekte Pumpe ausgetauscht werden:

Kollektorkreispumpe P1:	2 x defekt (7/2003 und 8/2007)
Pufferladepumpe P2	2 x defekt (1/2003 und 4/2007)
Pufferentladepumpe P3	2 x defekt (6/2000 und 6/2002)

1 x Sicherung am Laderegler durchgebrannt (Ursache: Kurzschluss Kollektorpumpe P1)

2 x Membranausdehnungsgefäß ausgewechselt (Ursachen: Membrane gerissen in 1/2001; unbekannter Grund in 2007)

1 x Sicherheitsventil am Kollektorfeld ausgewechselt

1 x Ausfall der Laderegulation (5 Tage lang; Ursache Regler ausgeschaltet aufgrund einer Nachlässigkeit bei Reparaturarbeiten).

Die automatische Entlüftung des Pufferspeichers funktionierte aufgrund eines falsch positionierten Automatikentlüfters zeitweise unzureichend. Da die Entladepumpe zudem anfänglich in der Pufferaustrittsleitung montiert war, sind darauf bis 2003 (dann Behebung der Entlüftungsprobleme u.a. durch Einbau eines zusätzlichen Lufttopfes und Umbau der Pumpe in den Rücklauf) möglicherweise die Haltbarkeitsprobleme der Entladepumpen zurückzuführen (Luft, Kavitation). Das würde jedoch nicht die Defekte an den übrigen Pumpen erklären. Auch bleibt offen ob die ungewöhnliche Reihenschaltung als Ursache der Defekte an den Kollektorkreisumpen eine Rolle spielt.

Nach dem Einbau neuer Pumpen musste seitens der ZfS häufig die korrekte Einstellung der Volumenströme (Pumpenstufe) nachgefordert werden. Hier wünschen wir uns mehr Sorgfalt, zudem die Messtechnik dem Wartungspersonal bei der Einstellung zur Verfügung steht.

Durch Defekte und zeitweise Verzögerungen bei Reparaturarbeiten war die Anlage in den 11 Jahren insgesamt über 8 Monate außer Betrieb. Ähnlich lang ist der Zeitraum, in dem die Anlage bei einem sich ankündigenden Fehler (reduzierter Volumenstrom bei bevorstehendem Pumpendefekt) mit verminderter Leistung lief.

Die ZfS hat den Betreiber auf alle Störungen hingewiesen und mehrmals nachhaltig Nachbesserungen bei den Reparaturarbeiten eingefordert, bis dass die Fehler vollständig behoben waren. Es bleibt offen, wie schnell die Störungen und Fehlerursachen erkannt und wie präzise die Reparaturen ohne die Betreuung der ZfS behoben worden wären. Angesichts der vielen Pumpenausfälle wäre es wünschenswert gewesen, die genaue Ursache der Defekte durch eine Material- und Komponentenuntersuchung analysieren zu können.

#### **5.4 Langzeitstabilität der Messtechnik**

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiten überwiegend störungsfrei. Im Jahre 1999 musste lediglich der Transmitter für die Strahlungsmessung (Umwandlung des mV-Signals aus dem Pyranometer in ein Stromsignal) ausgewechselt werden. Ein Volumenzähler hat inzwischen zeitweise Messausfälle, wobei unklar ist ob der Impulskopf oder das Volumenmessteil defekt ist. Keine Aussage können wir über die Genauigkeit der mittlerweile fast 12 Jahre alten Volumenzähler machen. An den Temperaturfühlern traten keine Defekte auf, auch die Datenerfassung läuft weitestgehend robust und zuverlässig. Zwei mal musste ein Modul der Datenerfassung ausgewechselt werden (1997 und 2005), ein mal war das Netzteil defekt (2005).

### **6. Kosten, Energiebilanz, Wirtschaftlichkeit, Förderung**

Der Bieter hat einen Energieertrag von 55.000 kWh/a bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten in den zwei durchgeführten Garantiemessjahren sehr gut zu rd. 100 % eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahren zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /1; 3/ ausführlich beschrieben). Dies zeigt, dass hinsichtlich des System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen, und diesbezüglich die Erwartungen erfüllt wurden. Alleine die Einhaltung des Garantievertrages lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu.

Tabelle 2 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 55 MWh und Brutto-Systemkosten von 82.300 € (inkl. Planung und inkl. 15 % MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins, Plankosten für die Solarwärme von 0,131 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 11 Jahre hoch, ergeben sich 605 MWh.

Der tatsächliche jährliche Energieertrag liegt aufgrund der schwankenden Verbrauchswerte und Wetterbedingungen – insbesondere aber auch aufgrund der beschriebenen Ausfälle und Defekte – zwischen 38 und 59 MWh, der reale 11-Jahresertrag beträgt demnach 539 MWh. Damit wird der 11-Jahres-Garantiewert von 605 MWh zu 89 % eingehalten. Wären die Defekte nicht aufgetreten, so hätte die Anlage auch den 11-Jahresgarantiewert eingehalten.

Die eingesparte Gasmenge beträgt mit den in Tabelle 2 getroffenen Annahmen 57.000 m<sup>3</sup>, was einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 120 t entspricht.

<b>Kosten (1996)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.	64.500 €	
- Planung ohne MwSt.	7.100 €	
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.	71.600 €	
<b>Solarsystem inkl. Planung, inkl. 15 % MwSt.</b> <sup>1)</sup>	<b>82.300 €</b>	
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6 % Zins (8,72 % Annuität)	7.178 €	
	pro Jahr	11-Jahressumme (11-Jahresmittelwert)
<b>Energieerträge</b>		
- garantierter Energieertrag	55 MWh	605 MWh (505 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- tatsächlicher Energieertrag	38–59 MWh	539 MWh (450 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- geschätzter Energieertrag ohne Defekte		ca. 600 MWh
Relation tatsächlicher Energieertrag / garantierter Energieertrag		89 %
<b>Einsparung Gas und CO<sub>2</sub></b> bezogen auf tatsächlichen Energieertrag; Annahmen: Jahres-Kesselnutzungsgrad 0,9 unterer Heizwert Hu = 10,5 kWh/m <sup>3</sup> <sub>Gas</sub> Emissionsfaktor: 0,2 kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>Hu</sub>		57.000 m <sup>3</sup> 120 t
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag	0,131 €/kWh	
- tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (11-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)	0,146 €/kWh	

<sup>1)</sup> 15 % MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

*Tabelle 2: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)*

Es errechnen sich solare Wärmekosten von 0,131 €/kWh (Garantie) bzw. 0,146 €/kWh (real). Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Gasmenge nicht gegengerechnet, zumal uns über den 11-jährigen Betrachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Gaskosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Die Anlage wurde als eine der ersten Pilotanlagen im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, durch das damals zuständige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) mit rd. 35.800 € (43,5 %) gefördert, die Messtechnik (incl. Schautafel) in Höhe von über 45.000 € zu 100 %. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 8,3 Cent pro kWh, was im Bereich heutiger Gas-Wärmekosten liegt. Dabei muss berücksichtigt werden muss, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 7. Zusammenfassung und Fazit

Die Solaranlage im Mehrfamilienhaus an der Ecke Baumgartner-/Ganghoferstr. in München war eine der ersten geförderten Anlagen des 1994 aufgelegten Programms Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Das Systemkonzept der Trinkwasservorwärmung mit solarem Trinkwasser-Vorwärmespeicher hat sich voll bewährt. Dazu beigetragen hat auch das einfache und robust aufgebaute Regelkonzept mit drei Temperaturdifferenzreglern.

Der bei der Planung zugrunde gelegte Auslegungsverbrauch im Wohngebäude von täglich 30 l pro Person bei 60 °C hat sich in diesem Gebäude bestätigt und wurde über alle Jahre gut eingehalten bzw. zumeist leicht übertroffen. Für die genaue Planung des Verbrauchs in anderen Wohngebäuden

wird auf die VDI-Richtlinie 6002-1 /6/ verwiesen, in die die Ergebnisse aus diesem Objekt auch maßgeblich eingeflossen sind.

Eine Schwachstelle waren die sehr häufig ausgefallenen Pumpen, wobei über den Grund der Ausfälle keine abgesicherten Aussagen gemacht werden können. Denkbar sind u.a. Probleme mit Kavitation an der Entladepumpe im Pufferkreis. Auch auf Schwachstellen eines bestimmten Herstellers kann nicht geschlossen werden, denn die Defekte betrafen drei verschiedene Hersteller.

Ausgehend von der im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren /7/, kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb noch mindestens 10 bis 15 Jahre lang eine Nutzenergie in der Größenordnung des garantierten Energieertrags von jährlich 55 MWh ( $505 \text{ kWh/m}^2_{\text{Abs}}$ ) liefern wird (im Rahmen der üblichen Schwankung von Wetter und Verbrauch). Die guten Erträge in den Jahren 2004 bis 2006 und 2008 lassen keine Anzeichen für leistungsmindernde Degradationen erkennen. Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen der ZfS-Betreuung zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von uns verlassen kann. Wenn Fehler auftreten, so sollten diese rasch und mit Nachdruck behoben werden. Eine Gesamt-Ausfallzeit von über 8 Monaten in 11 Jahren erscheint uns erheblich zu hoch.

Die Solaranlage kann ihrer Rolle als Vorbildanlage für heute neu zu installierende Systeme noch lange Zeit gerecht werden, wenn man folgende Punkte modernisiert bzw. umsetzt:

- Einbindung der thermischen Desinfektion des Vorwärmerspeichers direkt über den Kessel mit Durchströmung von oben nach unten (Anpassung an die Kesselregelung möglicherweise erforderlich).
- optimiertes Beladekonzept des Vorwärmerspeichers mit zwei Temperaturfühlern oben und unten (Vorwärmerspeichervolumen als Schalthysterese nutzen).
- Einbau eines zusätzlichen Abschaltfühlers im Solarpufferspeicher oben
- Fortsetzung der regelmäßigen Betriebsüberwachung durch den Betreiber oder ein externes Büro.

Weitere Ergebnisse über andere Solaranlagen und über allgemeine Erfahrungen mit thermischen Großanlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus finden sich auf den Internetseiten der ZfS und der Förderprogramme /8/.

## 8. Literatur

/1/ Croy, R.; Wirth, H. P.:

Solaranlage im Mehrfamilienhaus Baumgartner-/Ganghoferstraße in München  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 17.7.1997 – 30.9.2003, November 2003; Bezug: ZfS

/2/ Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) Arbeitsblatt W 551

/3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II  
Abschlussbericht Juni 2009 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006); Bezug: ZfS

/4/ Croy, R.; Wirth H.P.:

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Zwischenbericht für das Projekt "Solaranlage in den Wohnhochhäusern Frankfurt Peter-Fischer-Allee (ehemals Windthorststraße); Oktober 2008  
Bezug: ZfS

/5/ Abschlussbericht zum Projekt 032 9601 Q, gefördert mit Mitteln des BMU,

Teil 2: Systemtechnik und Planungshinweise, Bezug: ZfS, auch verfügbar als Internetseite unter <http://www.solarwaerme-info.de/technische-informationen/relaunch-technik-juni-2010/planungshilfen-aus-den-programmen-solarthermie-2000-und-solarthermie2000plus/einleitung/>

/6/ VDI 6002-1 Solare Trinkwassererwärmung; Allgemeine Grundlagen, Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau

/7/ Peuser, F. A.; Remmers K-H.; Schnauss M.

Langzeiterfahrung Solarthermie; Solarpraxis; ISBN 3-934595-01-4

/8/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus  
[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)

Bezug aller ZfS-Berichte: [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)



## Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

### Kurzbericht zum Langzeitverhalten

### Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken

Förderkennzeichen 032 9652 B

Berichtszeitraum: 6/1997 bis 8/2009

von Reiner Croy und Hans Peter Wirth



Abbildung 1: Kollektorfeld (131 m<sup>2</sup>) und Solarpufferspeicher (2 x 4 m<sup>3</sup>)

#### 1. Objektbeschreibung

Die Jugendherberge Saarbrücken wurde Ende der sechziger Jahre gebaut und zwischen 1994 und 1996 saniert. Im Zuge der Sanierung wurden Nasszellen in jedes Zimmer (meistens Zwei- oder Vierbettzimmer) installiert, die Küche, Gemeinschafts- und Tagungsräume modernisiert und das Hauptgebäude um ein Stockwerk erhöht. Nach dem Umbau hat das Gebäude hotelähnlichen Charakter, was sich auch in der neuen Namensgebung ausdrückt (Jugendgästehaus). Das Haus wird auch als Seminar- und Tagungsstätte genutzt.

Mitte 1994 wurde der Antrag auf Förderung der Solaranlage im Rahmen von Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 gestellt. Nach der Bewilligung des Antrages erfolgte im Juni 1996 die öffentliche Ausschreibung der Solaranlage. Sie wurde im Frühjahr 1997 in Betrieb genommen.

Das 131 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld besteht aus drei parallel durchströmten Teilfeldern, die auf zwei unterschiedlich hohen Gebäudedächern aufgeständert sind. Die übrige Solartechnik befindet sich im Heizungskeller.

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Untersuchungen wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Konzeption und Auslegung

Die Messungen zur Dimensionierung der Anlage ergaben einen Warmwasserverbrauch von  $9,1 \text{ m}^3/\text{d}$  (bei  $60 \text{ °C}$  Wassertemperatur im Nachheizspeicher) und bei knapp 70 %iger Bettenauslastung in den Monaten Juni bis August (wichtigster Zeitraum für die Auslegung einer Vorwärmanlage). Daraufhin wurde die Solaranlage als Trinkwasservorwärmanlage ausgeschrieben mit einem Kollektorfeld von  $130 \text{ m}^2$  bei einer Plan-Auslastung von  $70 \text{ l}/(\text{d m}^2)$  und einem Speichervolumen von 7 bis  $8 \text{ m}^3$ .

Nachdem sich gezeigt hat, dass der Warmwasserverbrauch erheblich unter den Planungswerten lag und die Solaranlage somit als Vorwärmanlage stark überdimensioniert ist, wurde zur Erhöhung der Systemeffizienz die Anlage im Sommer 1999 so umgebaut, dass ein größerer Anteil der Wärmeverluste der Warmwasserzirkulation solar gedeckt werden konnte.

## 2. Beschreibung der Solaranlage

### 2.1 Systemaufbau

Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems. Ein detailliertes Schaltbild und umfangreiche Angaben zu den installierten Komponenten kann /1/ entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Komponenten:

- Kollektorkreis ( $131 \text{ m}^2_{\text{Abs}}$  Hersteller Solvis) mit Wärmetauscher WT1
- solarer Pufferspeicher mit Schichtlanzen ( $2 \times 4 \text{ m}^3$ , Heizungswasser)
- Entladewärmetauscher zur Trinkwassererwärmung (WT2)
- Entladewärmetauscher zur solaren Deckung von Zirkulationsverlusten (WT3)
- Nachheizspeicher ( $2 \times 1,5 \text{ m}^3$ , Trinkwasser, Erwärmung durch Ölkessel)

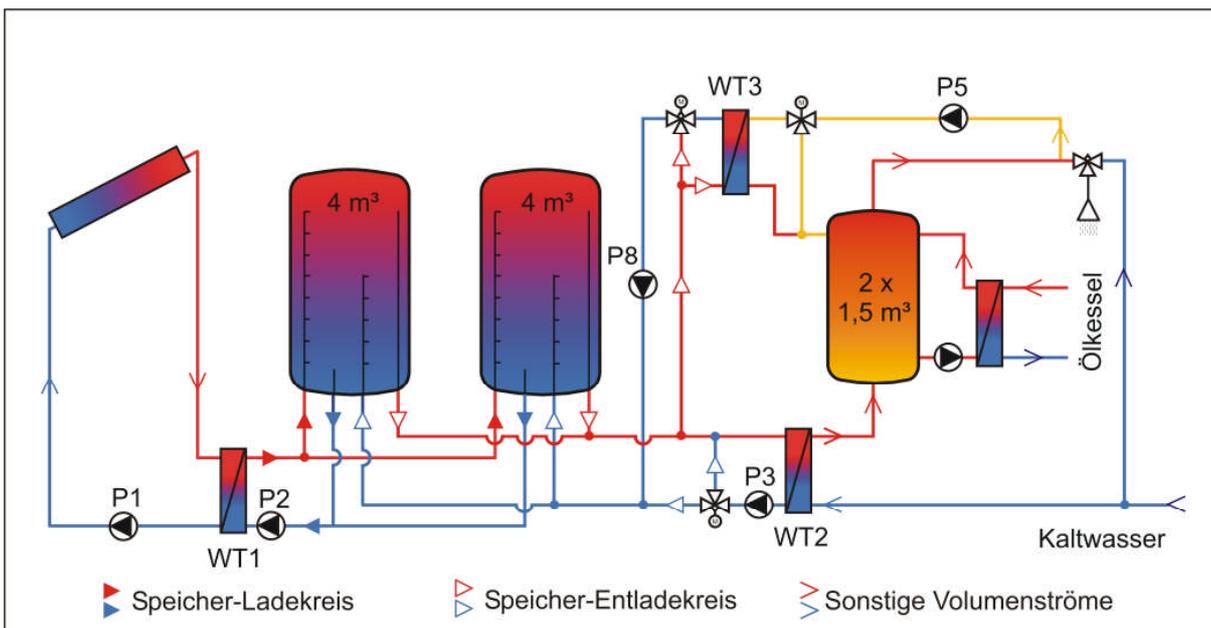


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema (Nummerierung der Pumpen gemäß /1/)

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Wärmeträgers (Gemisch aus Wasser und Frost-/Korrosionsschutzmittel) über die Pumpe P1, den Kollektorkreis-Wärmetauscher und die Pumpe P2 in die beiden je  $4 \text{ m}^3$  großen Solar-Pufferspeicher transportiert. Die Entladung der Pufferspeicher zur Kaltwassererwärmung erfolgte ursprünglich nur mit der Pumpe P3 und dem Entladewärmetauscher WT2, in dem das Trinkwasser im Durchlauf erwärmt wird. Die Pufferspeicher werden be- und entladeseitig parallel durchströmt.

Zur solaren Deckung der Zirkulationsverluste wurde nachträglich der Wärmetauscher WT3 eingebaut, über den der Zirkulationsrücklauf immer dann geführt wird, wenn die Temperatur im Pufferspeicher oben höher ist als im Zirkulationsrücklauf. Dadurch kann Solarenergie an die Zirkulation unabhängig vom Zapfverhalten abgegeben werden.

Zur Reduzierung der Zirkulationsverluste besteht die Möglichkeit die Zirkulationspumpe automatisch ein- bzw. auszuschalten, sobald die Zirkulationsrücklauftemperatur einen bestimmten Wert unterschreitet bzw. erreicht hat.

## 2.2 Regelung

In diesem Kurzbericht erfolgt nur eine vereinfachte grundsätzliche Beschreibung des Regelprinzips. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in /1/.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<u>Ladung Pufferspeicher</u> Kollektorpumpe P1 Pufferladepumpe P2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kollektorpumpe P1 ein/aus per Strahlungsschwellwert und Abfrage der Speichertemperatur unten</li> <li>• Pufferladepumpe P2 ein/aus über <math>\Delta T</math> (Eintritt WT1 - Pufferspeicher unten) und Abfrage der Speichertemperatur unten</li> </ul>
<u>Trinkwassererwärmung</u> Pufferentladepumpe P3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pufferentladepumpe P3 ein/aus über Abfrage ob Zapfsignal vorhanden/nicht vorhanden und über <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher oben – Kaltwasser)</li> <li>• stufenlose Anpassung des Fördervolumenstroms von P3 an den Zapfvolumenstrom</li> </ul>
<u>Solare Deckung von Zirk.-verlusten</u> Pufferentladepumpe P8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pufferentladepumpe P8 ein/aus über Abfrage <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher oben – Zirkulationsrücklauf)</li> </ul>
<u>Absenkung</u> <u>Zirkulationsrücklauftemperatur</u>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zirkulationspumpe P5 ein/aus über Temperaturabfrage im Zirkulationsrücklauf (Thermostat) und Zeitschaltuhr</li> </ul>

Die Regelfunktionen werden mit zwei Temperaturdifferenzreglern (davon einer mit Strahlungsschwellwertfunktion), einem Entladeregler zur stufenlosen Ansteuerung der Zapf-Entladepumpe P3 und einem Thermostaten zur Absenkung der Zirkulationsrücklauftemperatur ausgeführt.

Der Zapf-Entladeregler ist ein Prototyp einer im Jahre 2001 entwickelten Gerätekombination Entladepumpe/Entladeregler mit je einem Volumenstromzähler in der Kaltwasserleitung und im Entladekreis. Die Impulszahl des Zapfvolumenzählers wird alle 5 Sekunden mit der des Entladekreiszahlers verglichen (Zeit von 1 bis 20 Sekunden einstellbar) und das Fördervolumen der Pumpe P3 durch Änderung der Pumpenstufe so angepasst, dass die Impulszahl beider Zähler und damit beide Volumenströme möglichst gut übereinstimmen. Außerdem ist in dem Regler eine  $\Delta T$ -Abfrage zwischen der Temperatur im Puffer oben und der Kaltwassertemperatur integriert.

Das Regelkonzept und die Regelanforderungen des Gerätes wurden von der ZfS definiert und im Rahmen eines Auftrages der ZfS von der Firma Resol entwickelt. Die geregelte Entladepumpe war eine Neuentwicklung der Fa. Wilo, mit der eine enge Zusammenarbeit stattfand. Die Aktivitäten der ZfS waren Bestandteil des Forschungsprojektes "Concheck" (Begleitforschung zu Solarthermie -2000), das mit Förderung durch BMU vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (FhG ISE) mit mehreren Partnern durchgeführt wurde. Die Regelung ist in /1/ (Kap. 5.4 und 9) und /2/ beschrieben. Der Einsatz des Prototyps bot sich hier deshalb an, weil die ursprüngliche Zapf-Entladeregelung unzulänglich funktionierte /1/ (s. Kap. 9.2).

## 2.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und Detailanalysen einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sekunden, die Pumpenlaufzeiten alle 2 Sekunden erfasst und nach jeweils 5 Minuten als Mittelwert bzw. Summe abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Speicherintervalls abgespeichert, die zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben. Außerdem geben die Min/Max-Werte Aufschluss darüber, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern sind (weitere Details zur Messtechnik in /1/). Die wichtigsten Messwerte wurden publikumswirksam auf eine, leider inzwischen defekte, Schautafel im Eingangsbereich der Jugendherberge übertragen.

### 3. Betriebserfahrungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Betriebserfahrungen zusammengefasst. Die Umbauten wurden von der ZfS initiiert, auch haben wir immer wieder auf die Notwendigkeit von Reparaturarbeiten hingewiesen. Die Anlage ist leider eine der störanfälligsten der von uns betreuten Systeme.

#### 3.1 Hydraulischer Aufbau

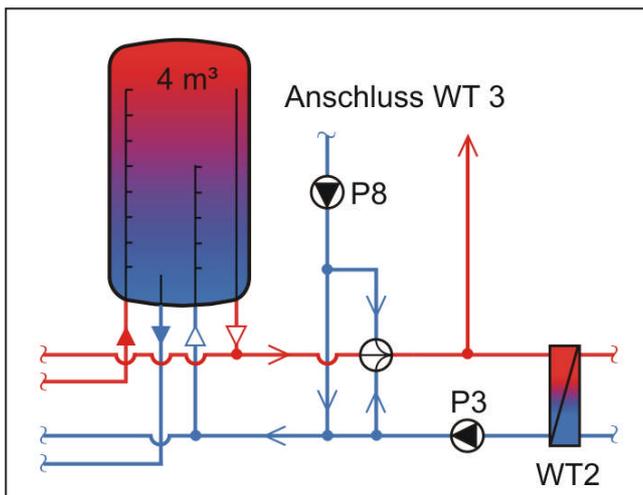
Der grundsätzliche Aufbau des Solarsystems mit Pufferspeicher und Trinkwassererwärmung im Durchlaufverfahren hat sich bewährt, die Probleme lagen jedoch im Detail.

##### Verschaltung der Pufferspeicher

Der dauerhafte Strömungsungleich der beiden parallel durchströmten Pufferspeicher ist bis heute problematisch, was zu einer ungleichmäßigen Temperaturverteilung in den Speichern führt. Zwangsweise Folge ist ein nicht optimales Regelverhalten vor allem der Entladeregulungen für Zapfen und solaren Deckung von Zirkulationsverlusten, da der Regelfühler in einem der beiden Speicher oben nie die korrekte maßgebliche Temperatur zum Einschalten der Entladepumpen P3 und P8 messen kann. Da weder Volumenzähler noch hydraulische Regulierventile mit Schauglas für einen ordentlichen Strömungsungleich vorhanden sind (eine Nachrüstung wäre wegen der beengten Platzverhältnisse sehr aufwändig gewesen), haben wir uns so beholfen, dass wir die Schieber im Lade- und Entladekreis zum Absperren der Speicher so lange verstellt haben, bis eine halbwegs zufriedenstellende Temperaturverteilung vorlag. Leider wurde die sehr fragile Einstellung der Schieber im Laufe der Jahre von Monteuren oder dem Betriebspersonal in Unkenntnis immer wieder verstellt. Aus den negativen Erfahrungen in dieser und anderen Anlagen /3/, /4 - Anlage Hamburg/ empfehlen wir daher bei ähnlichen Anwendungen eine Reihenschaltung der Solarspeicher /5/.

##### Solare Deckung von Zirkulationsverlusten

Die Anbindung des nachgerüsteten separaten Wärmetauschers für die solare Deckung von Zirkulationsverlusten ließ sich nicht so optimal realisieren, wie es bei einer Neuplanung sinnvoll gewesen wäre. Nachteilig ist, dass der relativ warme Rücklauf des Zirkulation-Entladekreises (ca. 45 – 55 °C, je nach Betriebsweise der Zirkulation: s. Kap. 4) in den Rücklauf des Zapf-Entladekreises strömt und sich mit dem kalten Heizwasser am Austritt aus dem Zapf-Entladewärmetauscher WT2 vermischt. Der angestrebte "kalte Sumpf" in den Puffern unten wird somit seltener erreicht (nur noch dann, wenn bei einer Zapfung nicht gleichzeitig auch Zirkulationsverluste gedeckt werden). Die Solaranlage würde vermutlich effizienter arbeiten, wenn der Rücklauf des Zirkulation-Entladewärmetauschers mit einer separaten Rücklaufleitung an die Puffer angeschlossen wird /6/. Eine derartige Anbindung wäre jedoch aufwändiger und teurer geworden.



Aber selbst unter Beibehaltung des realisierten Anschlusses ist noch Optimierungspotential vorhanden. So könnte eine Beimischung des Zirkulationsrücklauf-Entladekreises in den Vorlauf des Zapfentladekreises /6, 7/ eine Alternative sein, um die Temperaturschichtung im Pufferspeicher zu verbessern (Abb. 3). Die hierzu notwendige Mischarmatur war damals noch nicht am Markt.

Abbildung 3: Fiktive Anbindung des Zirkulation-Entlade-WT mit Rücklauf/Vorlaufbeimischung nach /7/

## 3.2 Regelung

### Laderegler

Am Strahlungsfühler musste die Abdeckscheibe nach 4 Jahren erneuert werden (war vergilbt). Der eigentliche Laderegler mit Strahlungsschwellwert und Temperaturdifferenzfunktion lief problemlos, ist robust aufgebaut und einfach zu bedienen. Er hat jedoch konzeptionelle Schwächen:

- die Kollektor- und Ladepumpe schalten bei Erreichen der maximalen Solarpufferspeichertemperatur über den Fühler im Puffer unten ab, der für die Temperaturdifferenzabfrage bei der Beladung vorgesehen ist. Der Abschaltfühler sollte stattdessen dort platziert sein, wo die relevante Temperatur auftritt, nämlich im Puffer oben, da nur dann eine exakte Regelung möglich ist. Wir hatten schon bei Inbetriebnahme der Anlage in 1997 kein Verständnis dafür, dass die Regelungshersteller solche konzeptionellen Nachteile in Kauf nehmen, nur um einen zusätzlichen Fühler einzusparen. Außerdem könnte die Abschaltung trotz z.B. 90 °C im Puffer oben dann ausgesetzt werden, wenn im Puffer unten weniger als z.B. 50 °C anliegen, da der Temperaturhub im Speicherladekreis nicht > 35 °C beträgt. Diese Schwächen im Reglerkonzept wurden beispielhaft in der ähnlich aufgebauten ST2000-Anlage im Klinikum Solingen /3/ durch die Nachrüstung von zwei Thermostaten beseitigt, in dieser Anlage jedoch nicht.
- in der Anlage Solingen, in der ein baugleicher Laderegler eingesetzt wurde, schalteten die Kollektor- und Ladepumpe manchmal unnötigerweise auch dann ein, wenn keine ausreichende Strahlung vorhanden ist (z.B. nachts), jedoch der Fühler am Solarwärmetauscher-Eintritt (Kollektorkreisseite) wärmer ist als im Solarspeicher unten (z.B. aufgrund hoher Raumtemperatur im Heizungskeller). Dieser Fehler wurde hier zwar nicht beobachtet, weil der Heizungskeller kühler ist, die Erfahrung in der Anlage Solingen zeigt jedoch, dass der Regler keinesfalls ausgereift ist.

### Ursprünglicher Entladeregler

Das Trinkwasser wird in dem Zapf-Entladewärmetauscher (WT2) im Durchlauf erwärmt. Dazu soll die Entladepumpe P3 nur dann einschalten, wenn gezapft wird und gleichzeitig die Temperatur im oberen Teil des Solarspeichers höher ist als die des zulaufenden Trinkwassers. P3 muss stufenlos so regelbar sein, dass sich ihr Fördervolumen an den Zapfvolumenstrom anpasst. Nur so ist eine bestmögliche Energieübertragung bei optimalem Temperaturabbau am Entladewärmetauscher möglich. Statt des echten Zapfvolumenstroms erfasste der ursprüngliche Entladeregler das Zapfsignal mit einem Temperatursensor, indem der Temperaturabfall, der beim Zapfen durch das anströmende Kaltwasser entsteht, als Einschaltsignal für die Entladepumpe benutzt wird. Außerdem war noch eine kleine Bypasspumpe parallel zu P3 installiert, die dafür sorgte, dass der Wärmetauscher WT2 (und damit auch der Temperatursensor) warm gehalten wurde, um den Temperaturabfall beim Zapfen sicher zu erfassen.

Zwar konnten Temperaturwerte und eine Vielzahl von sonstigen Parametern am Regler eingestellt werden, es war jedoch anhand der Regelbeschreibung nicht ersichtlich, welche Auswirkungen die Einstellungen auf den Einschaltzeitpunkt und den Fördervolumenstrom der Pumpe haben. Trotz zwischenzeitlicher Aktualisierung mit einer neuen Reglersoftware und aufwändiger und langwieriger Suche nach der richtigen Einstellung blieb das Regelverhalten unzureichend.

### Neuer Entladeregler

Als Resultat aus den negativen Erfahrungen in dieser Anlage und in der Anlage des Klinikum Solingen /3/, wo ein Regler gleichen Typs installiert war, wurde der in Kap. 2.2 beschriebene Entladeregler entwickelt. Die Neuentwicklung bringt dauerhaft bis heute hervorragende Ergebnisse /1; 2/ und zeigt, wie eine derartige Entladeregelung funktionieren sollte. Das Gerät kam aber nie über den Status eines Prototyps hinaus und ging nicht in Serie. Ob heute am Markt befindliche Entladeregler den Anforderungen an eine Durchlauferwärmung in ähnlich hervorragender Weise genügen, können wir nicht beurteilen.

### Fehlbedienung der Regelung

Die aus Einzelreglern bestehende Regelung ist robust und fehlerarm. Die Temperaturdifferenzregler für die Laderegelung und zur Deckung der Zirkulationsverluste sind selbsterklärend aufgebaut und per Einstellräder und Schalter (wählbar zwischen "ein / aus / Automatik") leicht bedienbar.

Zu bemängeln ist in dieser Anlage allerdings die Sorgfalt im Umgang mit den Einstellungen. Wir haben in der 12-jährigen Betreuungszeit ca. 10 Mal beobachtet, dass von den verschiedensten Personen oder Firmen vergessen wurde die Regler nach Inspektionen, Reparatur- oder Wartungsarbeiten wieder ordnungsgemäß einzustellen. Am häufigsten passierte es, dass Pumpen gar nicht oder im Dauerlauf liefen weil Regler vorübergehend auf „aus“ oder „manuell“ gestellt wurden, dann aber vergessen wurde sie in den Ursprungszustand zurückzustellen. Einmal war der sogar Strahlungssensor nach Dacharbeiten verdreht. Während dadurch entstehende Totalausfälle auch ohne Messtechnik noch sehr leicht zu bemerken sind (z.B. keine Pufferbeladung mehr), bedarf es schon einer genaueren Beobachtung, um leistungsmindernde Zustände wie das verspätete Einschalten von Pumpen oder die Verschleppung von konventioneller Wärme in die Solarpuffer zu erkennen (z.B. wg. Dauerlauf von Pumpen und falscher Ventilstellung). Auch beim Auswechseln von Pumpen wurde häufig nicht darauf geachtet, wieder den korrekten Volumenstrom einzustellen. Die dadurch entstandenen Ertragsausfälle können wir nicht beziffern, sie dürften aber nicht unerheblich sein.

Ähnlich negative Erfahrungen haben wir auch schon in anderen Anlagen gemacht, jedoch noch nie in derart häufiger Form. Wir plädieren jedoch nicht dazu die Regler so zu „verkomplizieren“, dass sich niemand an eine Einstellungsänderung heranwagt, vielmehr unterstreicht diese Erfahrung die Notwendigkeit einer kontinuierlichen Überwachung.

### **3.3 Undichtigkeiten im Kollektorkreis und Langzeitstabilität einzelner Komponenten**

Von Beginn an gab es Probleme mit der Druckhaltung des Kollektorkreises. Der Vordruck fiel regelmäßig im Laufe eines Jahres ab und der Kollektorkreis musste immer wieder nachgefüllt werden. Auch nach intensiver Suche des Installateurs wurde keine Undichtigkeit gefunden.

Etwa ab 2004 wurde der Druckabfall stärker und die Anlage lief vermehrt mit zu niedrigem Volumenstrom im Kollektorkreis, bis hin zu teilweise monatelangen Betriebsausfällen. Wegen Undichtigkeiten wurden 2005 sämtliche Dichtungen in den Verbindungsstücken zwischen den Kollektoren ausgetauscht und der Vordruck in den MAGs erhöht, da dieser inzwischen auch abgefallen war.

Ende 2006 war der Druck erneut abgefallen, der Kollektorkreis zog Luft und die Anlage brachte am Jahresende kaum noch Leistung. Wie wir anhand der Messwerte sehen konnten, wurde Anfang 2007 der Druck wieder erhöht und das höher liegende Teilfeld offenbar abgeschiebert. Genaue Angaben zu den durchgeführten Maßnahmen wurden uns nicht mitgeteilt. Trotzdem lief die Anlage danach nur mit stark verminderter Leistung und war in der 2. Jahreshälfte wegen Luft im Kollektorfeld quasi außer Betrieb.

Im 2. Halbjahr 2008 wurden die Entlüfter im Kollektorfeld ausgetauscht (Grund: Undichtigkeit), der Wärmeträger (Grund: Ausflockungen) sowie der Kollektorkreiswärmetauscher (Grund: Verstopfung) erneuert. Gegen Ende des Sommers war die Anlage wieder in einem funktionsfähigen Betriebszustand mit ausreichendem Druck im Kollektorkreis. Anfang 2009 wurden nochmals Undichtigkeiten an einem Kollektor, einem Entleerungshahn und einem Kugelabsperrhahn behoben. Seitdem läuft die Anlage nach vielen Jahren erstmals wieder über einen längeren Zeitraum störungsfrei.

### **3.4 Langzeitstabilität der Messtechnik**

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiten weitgehend störungsfrei. Nach 11 Jahren war der Volumenzähler im Kollektorkreis defekt, was möglicherweise auf die Ausflockungen im Wärmeträger zurückzuführen ist.

#### 4. Übersicht über die Messperioden / Jahreserträge und Kennzahlen

Die Solaranlage wurde 12 Jahre lang von 1997 bis Mitte 2009 messtechnisch betreut.

3/97 bis 6/97	<b><u>Probetrieb</u></b>
6/97 bis 6/98	<b><u>1. Garantiemessjahr</u></b> ; Betrieb der Anlage im Ursprungszustand. ein 3-wöchiger Ausfall der Entladeregelung (Relais defekt) wurde so behandelt, als sei er nicht aufgetreten
6/98 bis 6/99	<b><u>2. Garantiemessjahr</u></b> ; Systemveränderungen gegenüber der 1. Messperiode: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neueinstellung des Zapf-Entladereglers</li> <li>• Einbau eines zusätzlichen Ausdehnungsgefäßes im Kollektorkreis um einen höheren Vordruck zulassen zu können (Vermeidung von Dampfbildung).</li> </ul> In der 2. Messperiode lief die Anlage ohne nennenswerte Betriebsstörungen, sodass keine größeren Datenkorrekturen nötig waren.
10/02 bis 10/03	<b><u>3. Garantiemessjahr</u></b> ; Systemveränderungen gegenüber der 2. Messperiode: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbau eines Entladewärmetauschers zur Deckung von Zirkulationsverlusten</li> <li>• neue Entladeregelung mit Volumenimpulsregelung</li> <li>• Einbau einer leistungsschwächeren Zirkulationspumpe</li> <li>• Zirkulationsrücklauf Temperaturabsenkung eingeschaltet.</li> </ul>
ab 12/03	<b><u>Langzeitüberwachung</u></b> mit Energiebilanzierung

#### Einstrahlung und solare Nutzenergie

Abbildung 4 zeigt Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad (Relation von solarer Nutzenergie zu Strahlungsenergie). Ausfallzeiten der Anlage aufgrund von Defekten wurden nicht korrigiert, eine derartige Korrektur erfolgte lediglich bei der Prüfung, ob der solare Garantieertrag eingehalten wurde (vgl. Kapitel 5). Hier ist die tatsächlich gelieferte Nutzenergie dargestellt. Die einzige Ausnahme bildet das Jahr 2009, wo wir die strahlungs- und Ertragswerte auf Basis des ersten Halbjahres 2009 auf ein Jahr hochgerechnet haben.

Die jährlich eingestrahlte Energie auf das Kollektorfeld schwankt über die Jahre zwischen 129 und maximal 175 MWh im Jahrhundertssommer 2003 (987 bis 1.339 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>), im Mittel liegt sie bei 144 MWh (1.102 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Bezugnehmend auf das Jahr mit der niedrigsten Einstrahlung (1998) liegt der höchste Strahlungswert um 36 % höher.

Die großen Unterschiede bei der solaren Nutzenergie um mehr als Faktor 4, zwischen niedrigen 10,6 MWh und akzeptablen 47 MWh für das Jahr 2009 (81 bis 359 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) resultieren aus den Jahren mit monatelangem Betriebsausfall aufgrund der beschriebenen Probleme im Kollektorkreis und solchen mit störungsfreiem Betrieb. Der Jahres-Systemnutzungsgrad liegt entsprechend zwischen 7,3 und 30,3 %. Erfreulich ist, dass die Abschätzung für 2009 den höchsten Ertrag aller Jahre ergibt. Das zeigt, dass sich eine sorgfältige Wartung der Anlage weiterhin lohnt, und sie trotz der jahrelangen Probleme nach 12 Jahren noch sehr gute Ergebnisse liefern kann wenn sie störungsfrei läuft.

#### Warmwasserverbrauch / Auslastung

Seit ihrer Inbetriebnahme war die Anlage zu schwach ausgelastet. Die geplanten 9,1 m<sup>3</sup>/d an Werktagen wurden zu keiner Zeit erreicht. Das Jahresmittel der Auslastung liegt statt der geplanten 66 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) nur bei 21 bis 31 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Mehrere Gründe, die ungünstig zusammenfielen, haben zu einem zu hoch angesetzten Auslegungsverbrauch geführt. Da sich die Sanierung der Jugendherberge über einen längeren Zeitraum hinzog, mussten die vorbereitenden Messungen des Warmwasserverbrauchs während der Sanierungsarbeiten durchgeführt werden. In dieser Zeit war die Bettenzahl reduziert wodurch sich der personenunabhängige Sockelverbrauch (Küche, Reinigung) auf wenige Bewohner verteilte. Hinzu kam, dass durch die Umbauarbeiten ein erhöhter Warmwasserbedarf für Reinigungszwecke erforderlich war. Beide Faktoren führten zu einem untypisch hohen Pro-Kopf-Verbrauch von 70 l pro Tag (bei 60 °C im Nachheizspeicher).

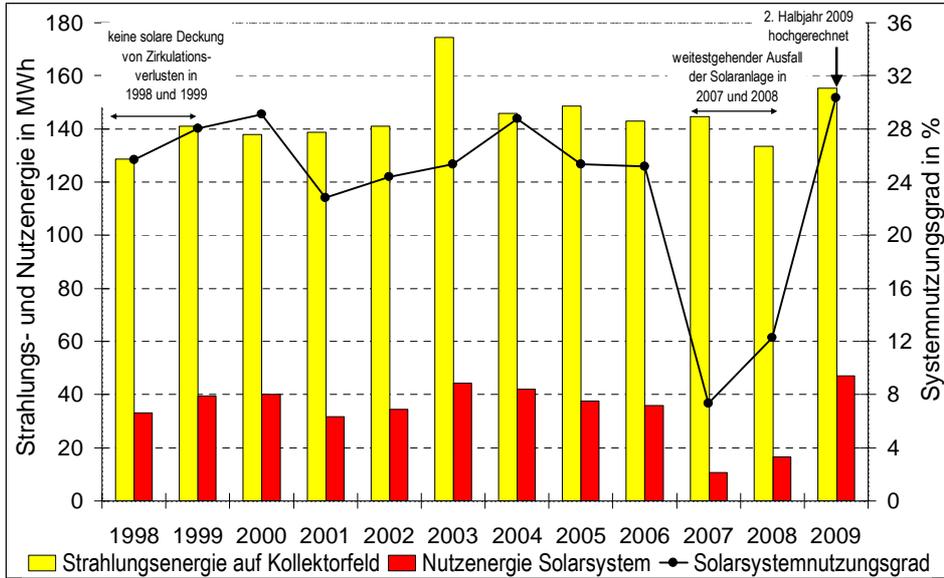


Abbildung 4: Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

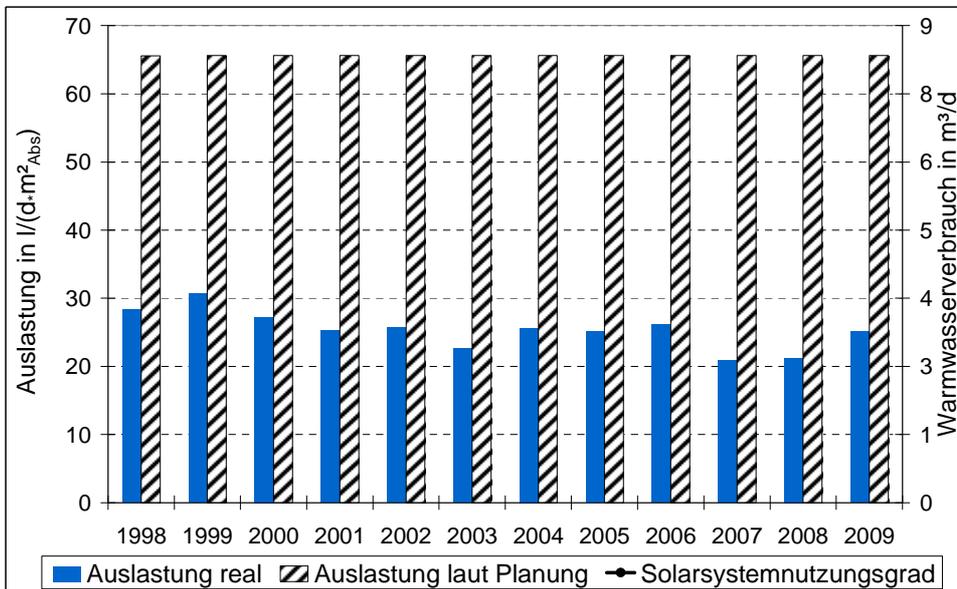


Abbildung 5: Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung

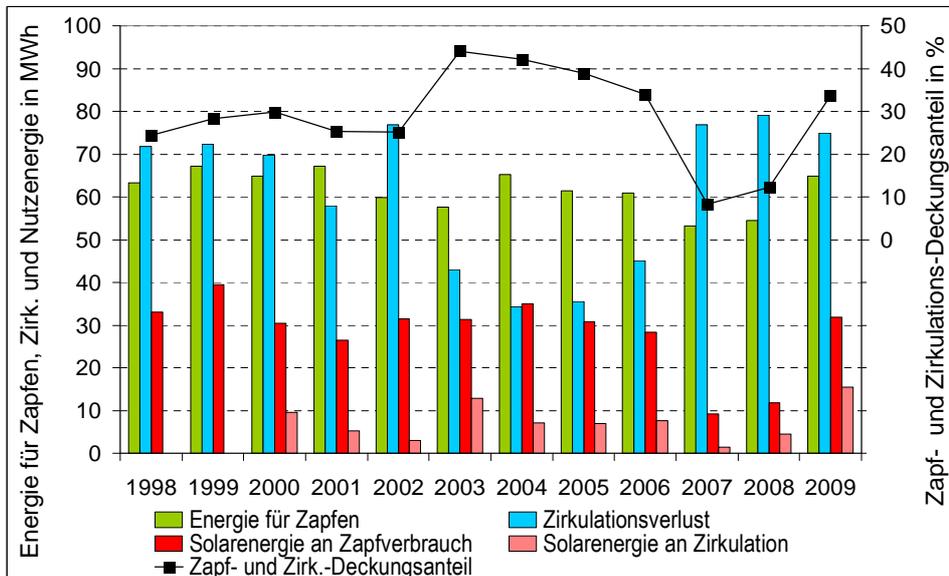


Abbildung 6: Energieverbrauch und solare Nutzenergie für Zapfen und Zirkulation; Deckungsanteil

## Energieverbrauch, Aufteilung der solaren Nutzenergie, Solarer Deckungsanteil

Abbildung 6 zeigt Jahressummen der solaren Nutzenergie und des Energieverbrauchs, beides jeweils aufgeteilt auf Zapfen und Zirkulation. Die Relation aus Nutzenergie und Energieverbrauch ergibt den Solaren Zapf- und Zirkulationsdeckungsanteil.

Der Verlauf der Energie für Zapfen (grüner Balken) entspricht naturgemäß dem des Warmwasserverbrauchs in Abbildung 4. Von Interesse ist der Verlauf der Zirkulationsverluste (blauer Balken), die um mehr als Faktor 2 schwanken und zwischen 34 MWh/a und 79 MWh/a liegen. In 7 der 12 Messjahre sind Zirkulationsverluste sogar höher als die Energie für Zapfverbrauch. Die starke Schwankung resultiert aus den sehr unterschiedlichen Betriebsweisen der Zirkulation. Die Spanne der Vorlauftemperaturen betrug zwischen 55 °C und 75 °C. Es gab Betriebsweisen mit und ohne Zeitschaltuhr, mit und ohne Zirkulationsrücklauf Temperaturabsenkung. Die Zirkulationsvolumenströme lagen zwischen 550 m<sup>3</sup>/h und 1900 m<sup>3</sup>/h. Wir verzichten hier darauf, alle unterschiedlichen Betriebsweisen chronologisch den jeweiligen Jahren zuzuordnen. Fest steht jedoch, dass in den Jahren mit den niedrigsten Zirkulationsverlusten (2004 und 2005) die Zirkulationsrücklauf Temperaturabsenkung und die Zeitschaltuhr in Betrieb waren. Der Betreiber sollte viel stärker auf eine optimale Betriebsweise der Zirkulation unter Berücksichtigung der Komfortansprüche und hygienischen Randbedingungen (z.B. Schutz vor Legionellen) achten, denn wie Abbildung 6 zeigt, sind die möglichen Einsparungen erheblich. Der Unterschied zwischen dem Jahr mit den höchsten und niedrigsten Zirkulationsverlusten beträgt 45 MWh/a. Dies ist genau so viel, wie die Solaranlage in guten Jahren liefert.

In Jahren in denen die Solaranlage halbwegs störungsfrei lief und gleichzeitig niedrige Zirkulationsverluste auftraten (2003 / 2004), konnte die Solaranlage über 40 % der Zapf- und Zirkulationsenergie decken.

## 5. Kosten, Energiebilanz, Wirtschaftlichkeit, Förderung

Der Installateur hat einen Energieertrag von 70 MWh/a bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten in den ersten zwei Garantiemessjahren bei reiner Trinkwassererwärmung zu rd. 95 % eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahren zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /1; 8/ ausführlich beschrieben). Nach der Inbetriebnahme der solaren Zirkulationsdeckung wurde die Garantie sogar zu 105 % eingehalten.

Dies zeigt, dass hinsichtlich des System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen, und diesbezüglich die Erwartungen erfüllt wurden. Wie in dieser Anlage sehr deutlich wird, lässt die Einhaltung des Garantieertrages jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Langzeit-Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu.

Tabelle 1 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 70 MWh und Brutto-Systemkosten von 102.700 € (inkl. Planung und inkl. 15 % MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20-jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins, Plankosten für die Solarwärme von 0,128 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 12 Jahre hoch, ergeben sich 840 MWh.

Der tatsächliche jährliche Energieertrag liegt aufgrund der schwankenden Verbrauchswerte, Wetterbedingungen und Ausfallzeiten (Umbauten, Reparaturen, Defekte) zwischen 10,6 und 47 MWh, der 12-Jahresertrag (incl. 2009-hochgerechnet) beträgt 366 MWh. Damit wird der 12-Jahres Garantiewert von 840 MWh nur zu knapp 44 % eingehalten.

<b>Kosten</b> (1997) auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung Solarsystem inkl. Planung, inkl. 15 % MwSt.	101.700 € 776 €/m <sup>2</sup>	
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahren Lebensdauer und 6 % Zins (8,72 % Annuität)	8.872 €	
	pro Jahr	12-Jahressumme (12-Jahresmittelwert)
<b>Energieerträge</b> - garantierter Energieertrag - tatsächlicher Energieertrag - geschätzter Ertrag ohne Defekte	70 MWh 10,6–47 MWh	840 MWh (534 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> ) 366 MWh (233 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> ) ca. 450 MWh
Relation tatsächlicher Ertrag / garantierter Ertrag		44 %
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für - tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag - tatsächl. Kosten und tats. Ertrag (12-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)		0,128 €/kWh 0,291 €/kWh

Tabelle 1: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)

Es errechnen sich solare Wärmekosten von knapp 0,13 €/kWh (Garantie) bzw. 0,29 €/kWh (real). Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Ölmenge nicht gegengerechnet, zumal uns über den 12-jährigen Betrachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Ölkosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Die Anlage wurde als eine der ersten Pilotanlagen im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, durch das damals zuständige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) mit rd. 77.300 € (76% %) gefördert, die Messtechnik (incl. Schautafel) in Höhe von über 49.000 € zu 100 %. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 7 Cent pro kWh, was im Bereich heutiger Öl-Wärmekosten liegt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 6. Zusammenfassung und Fazit

Die Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken war eine der frühen Anlagen des 1994 aufgelegten Programms Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Das Systemkonzept der Trinkwasservorwärmung mit Durchlauf-Wärmetauscher hat sich bewährt. Eine Schwachstelle war allerdings der unzureichend funktionierende Entladeregler zur Durchlauferwärmung. Wie gut ein solches Gerät arbeiten sollte, wurde anhand eines in dieser Anlage eingesetzten Prototypen gezeigt.

Da der Warmwasserverbrauch erheblich unterhalb des Planwertes liegt, wurde ein zweiter Wärmetauscher zur Deckung von Zirkulationsverlusten installiert. Bei dieser Nachrüstung wurde die Rücklaufleitung des Zirkulationsentladekreises an die Rücklaufleitung des Zapf-Entladewärmetauschers angebunden.

Eindeutige Schwachstelle dieser Anlage ist die Druckhaltung des Kollektorkreises. Wir hoffen sehr, dass dieses Problem mit den im Jahr 2008 und 2009 durchgeführten Reparaturen endgültig behoben ist.

Dem Betreiber empfehlen wir ein besonderes Augenmerk auf die Zirkulationsverluste zu legen. Die Einsparpotentiale sind erheblich und liegen im Rahmen der jährlichen Solarenergielieferung.

Ausgehend von der im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren /9/, kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb mindestens weitere 10 Jahre eine Nutzenergie von jährlich über 40 MWh (ca. 305 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liefern wird (im Rahmen der üblichen Schwankung von Wetter und Verbrauch). Anzeichen für leistungsmindernde Degradationen sind nicht erkennbar.

Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen des Förderprogramms zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von der ZfS verlassen kann.

Die Solaranlage kann bzgl. Systemschaltung, Dimensionierung und Zuverlässigkeit ihrer Rolle als Vorbildanlage für heute neu zu installierende Systeme mit folgenden Einschränkungen gerecht werden:

- Voraussetzung für ein heutiges Vorbild wäre, dass ein Laderegler eingesetzt wird, der alle in /1/ beschriebenen Anforderungen in einem Gerät erfüllt. Absolut Vorbildlich ist der Entladeregler zur Durchlauferwärmung des Trinkwassers. Uns ist allerdings nicht bekannt, ob mittlerweile ähnlich optimal funktionierende Geräte am Markt verfügbar sind. Hier regen wir für Lade- und Entladeregler einen entsprechenden Gerätetest an (ähnlich Stiftung Warentest).
- Der große Aufwand der zum Abgleich der Speicherdurchströmung nötig war, zeigt die grundsätzliche Problematik von parallel durchströmten Speichern (s. auch /9/ Kap. 8). Solange es hier keine konstruktiv sicheren und einfach handhabbare, wie preiswerte Lösungen gibt, empfehlen wir die Pufferspeicher in Reihe zu schalten.
- Der Umbau zur solaren Deckung von Zirkulationsverlusten kann beispielhaft für ähnliche Nachrüstungen angesehen werden, wenngleich aber auch neue Konzepte, die auf dem Prinzip der Rücklaufbeimischung in den Vorlauf beruhen, in Betracht gezogen werden sollten.  
Für Neuanlagen ist die separate Anbindung der Rücklaufleitungen des Zapf- und Zirkulationswärmetauschers an den Speicher naheliegend, sie ist aber technisch aufwändiger. Eine Untersuchung darüber, welche Variante (Rücklauf/Vorlauf-Beimischung oder separate Anbindung der Rücklaufleitungen) technisch und wirtschaftlich optimal ist, wäre nach unserer Meinung dringend geboten.

Auch die regelmäßige Betriebsüberwachung durch den Betreiber oder ein externes Büro sollte für eine Vorbildanlage Stand der Technik sein.

Weitere Ergebnisse über andere Solaranlagen und über allgemeine Erfahrungen mit thermischen Großanlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus finden sich auf den Internetseiten der ZfS und der Förderprogramme /10/.

## Literatur

- /1/ Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 26.6.1997 – 9.10.2003, Dezember 2003; Bezug: ZfS
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Wirth; H.P.; Filler, G.  
Entladeregung mit Anpassung des Volumenstroms der Entladepumpe an den  
Zapfvolumenstrom  
13. OTTI - Symposium "Thermische Solarenergie" vom 14. – 16.5.2003; Bezug: ZfS
- /3/ Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 1.10.1998 – 2.9.2003, Dezember 2003; Bezug: ZfS
- /4/ Croy, R.; Wirth  
Analyse und Evaluierung großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung  
Abschlussbericht November 2006 (BMU-Förderkennzeichen 032 9268B); Bezug: ZfS
- /5/ F.A. Peuser, R. Croy, H.P. Wirth  
Erfahrungen mit der Verschaltung von Solarspeichern in großen Solaranlagen zur  
Trinkwassererwärmung  
veröffentlicht auf der CD-ROM zum Tagungsband des 12. Internationalen Sonnenforums (2000)  
Hrsg.: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie DGS; Bezug: ZfS
- /6/ Croy, R.; Wirth  
Erfahrungen mit dem Systemaufbau großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und  
Heizungsunterstützung  
19. OTTI - Symposium "Thermische Solarenergie" vom 6. – 8.5.2009
- /7/ Baunach GmbH & Co KG; Rende Mix, [www.baunach.net](http://www.baunach.net)
- /8/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II  
Abschlussbericht März 2008 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006); Bezug: ZfS
- /9/ Peuser, F. A.; Remmers K-H.; Schnauss M.  
Langzeiterfahrung Solarthermie; Solarpraxis; ISBN 3-934595-01-4
- /10/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus  
[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)

Bezug aller ZfS-Berichte: [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)

## Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

### Kurzbericht zum Langzeitverhalten

### Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen

Förderkennzeichen 032 9652 C

Berichtszeitraum: 10/1998 bis 6/2009

von Reiner Croy und Hans Peter Wirth



Abbildung 1: Kollektorfeld (192 m<sup>2</sup>) auf dem Hauptgebäude der Klinik (Quelle: Klinikum Solingen)

#### 1. Objektbeschreibung

Das Städtische Klinikum Solingen liegt in Hanglage am Rande der Innenstadt von Solingen und besteht aus mehreren Gebäuden. Haupthaus ist das 10 Stockwerke hohe Haus 1, in dem sich auch die Solaranlage befindet. Die konventionelle Wärmeversorgung für Heizung und Warmwasser erfolgt über Fernwärme aus einem nahe gelegenen Müllheizwerk.

Das Trinkwasser wird dezentral in drei Unterstationen der Klinikgebäude erwärmt. Die Unterstation des Haupthauses ist wiederum in drei Druckstufen aufgeteilt. Jede Druckstufe hat einen eigenen Warmwasserspeicher mit Fernwärme-Übergabestation und versorgt einen bestimmten Stockwerksbereich des Hochhauses. Die Solaranlage ist an die Druckstufe 1 der vier Untergeschosse angeschlossen in denen sich überwiegend Funktionsbereiche (Küche, OP, Ambulanz etc., kaum Pflegebetten) befinden.

Die Solaranlage wurde im August 1998 in Betrieb genommen.

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Untersuchungen wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 2. Konzeption und Auslegung

Die Messungen zur Dimensionierung der Anlage ergaben einen Warmwasserverbrauch von 18,7 m<sup>3</sup>/d (bei 60 °C Wassertemperatur im Nachheizspeicher) in Druckstufe 1 und 6,2 m<sup>3</sup>/d bzw. 3,6 m<sup>3</sup>/d in den beiden Druckstufen der Pflegebereiche.

Da auf dem Dach des 10. OG nur eine Kollektorfläche von knapp 200 m<sup>2</sup> zur Verfügung steht, wurde die Solaranlage ausschließlich auf den Verbrauch der Druckstufe 1 ausgelegt. Damit ergab sich eine recht hohe Auslegungs-Auslastung der Solaranlage von täglich 94 l Warmwasser pro m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Die Standard-Auslastung im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 liegt bei 70 l/(d·m<sup>2</sup>).

Ursprünglich wurden für das Solarsystem drei solare Pufferspeicher mit je 4 m<sup>3</sup> ausgeschrieben. Da damit jedoch die im Förderprogramm limitierten solaren Wärmekosten von rd. 0,13 €/kWh nicht eingehalten wurden, wurde das Puffervolumen auf zwei Speicher mit je 4 m<sup>3</sup> reduziert. Damit wurde zwar ein geringerer Energieertrag garantiert, was aber in Kombination mit einem niedrigeren Systempreis zu einem günstigeren solaren Wärmepreis geführt hat.

## 3. Beschreibung der Solaranlage

### 3.1 Systemaufbau

Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems. Ein detailliertes Schaltbild und umfangreiche Angaben zu den installierten Komponenten kann /1/ entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Komponenten:

- Kollektorkreis (192 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub> Hersteller Solvis) mit Wärmetauscher WT1
- solarer Pufferspeicher mit Schichtlanzen (2 x 4 m<sup>3</sup>, Heizungswasser)
- Nachheizspeicher (3 m<sup>3</sup>, Trinkwasser, Erwärmung durch Fernwärme)

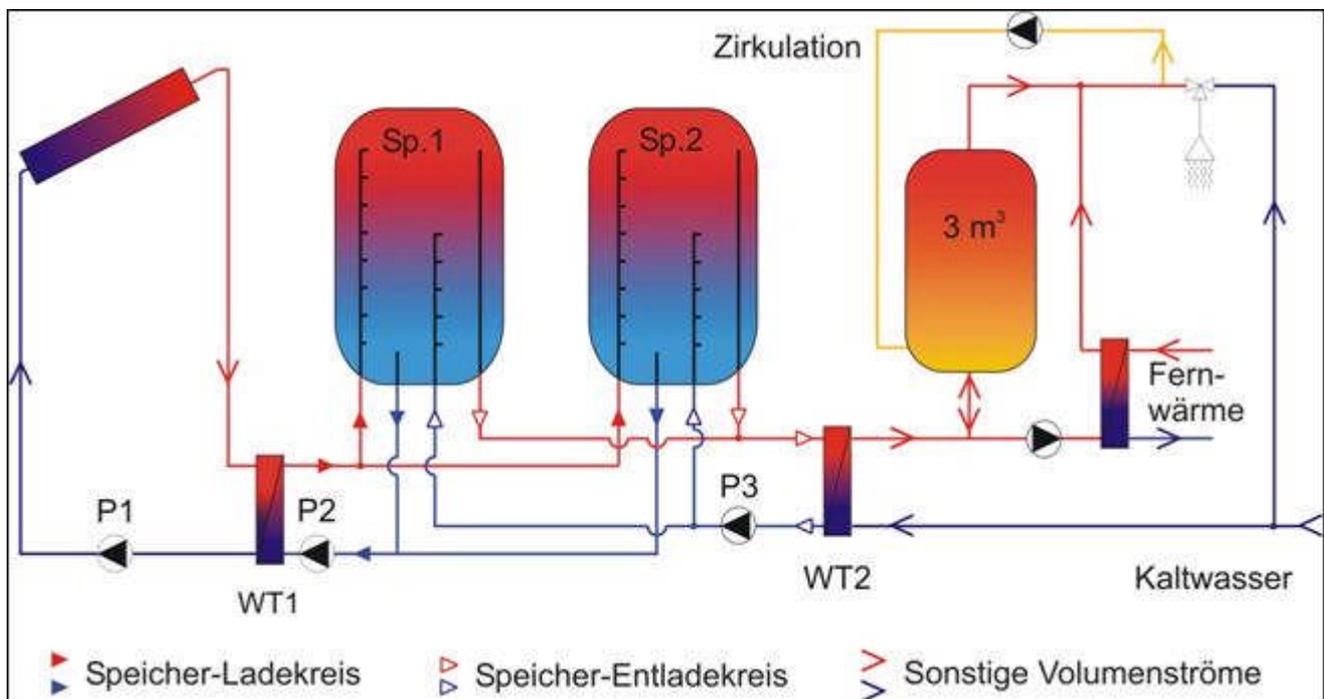


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Wärmeträgers (Gemisch aus Wasser und Frost-/Korrosionsschutzmittel) über die Pumpe P1, den Kollektorkreis-Wärmetauscher und die Pumpe P2 in die beiden je 4 m<sup>3</sup> großen Solar-Pufferspeicher transportiert. Die Entladung der Pufferspeicher erfolgt mit der Pumpe P3 und einem externen Entladewärmetauscher, in dem das Trinkwasser im Durchlauf erwärmt wird.

### 3.2 Regelung

In diesem Kurzbericht erfolgt nur eine vereinfachte grundsätzliche Beschreibung des Regelprinzips. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in /1/.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<u>Ladung Pufferspeicher</u> Kollektorpumpe P1 Pufferladepumpe P2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kollektorpumpe P1 ein/aus per Strahlungsschwellwert und Abfrage der Speichertemperatur oben und unten</li> <li>• Pufferladepumpe P2 ein/aus über <math>\Delta T</math> (Eintritt WT1 - Pufferspeicher unten)</li> <li>• beide Pumpen aus wenn Puffer oben <math>&gt; T_{max}</math> jedoch nicht wenn Puffer unten <math>&lt; 50 \text{ }^\circ\text{C}</math></li> </ul>
<u>Entladung Pufferspeicher</u> Pufferentladepumpe P3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pufferentladepumpe P3 ein/aus wenn Zapfsignal vorhanden (Indiz: Temperaturabfall an Fühler) und wenn <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher oben – Kaltwasser)</li> <li>• Drehzahlregelung der Pumpe P3 zur Begrenzung der Trinkwarmwassertemperatur auf <math>59 \text{ }^\circ\text{C}</math></li> </ul>

Die Regelfunktionen werden mit einem Temperaturdifferenzregler mit Strahlungsschwellwertfunktion, einem Entladeregler zur Drehzahlsteuerung der Entladepumpe und zwei auf Veranlassung der ZfS nachgerüsteten Thermostaten ausgeführt. Die ursprüngliche Regelung ohne Thermostate funktionierte unzureichend (s. Kap. 5 und /1/).

### 3.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und Detailanalysen einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in  $\text{m}^3/\text{h}$ ) und Temperaturen (in  $^\circ\text{C}$ ) alle 10 Sekunden, die Pumpenlaufzeiten alle 2 Sekunden erfasst und als 5-Minuten-Mittelwert oder -Summe abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Speicherintervalls abgespeichert, die zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben. Außerdem geben die Min/Max-Werte Aufschluss darüber, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern sind (weitere Details zur Messtechnik in /1/). Die wichtigsten Messwerte werden publikumswirksam auf das Schaubild einer Anzeigetafel im Eingangsbereich des Hauptgebäudes übertragen.

### 4. Übersicht über die Messperioden / Jahressummen und Kennzahlen

Die Solaranlage wurde 11 Jahre lang von 1998 bis 2009 messtechnisch betreut:

10/1998 bis 7/1999 Probebetrieb

8/1999 bis 9/2003 Intensivmessphase mit Detailuntersuchungen einzelner Komponenten, Prüfung auf Einhaltung des solaren Garantiertrages und Energiebilanzierung messtechnische Überwachung von Umbauten

ab 9/2003 Langzeitüberwachung mit Energiebilanzierung

#### Einstrahlung und solare Nutzenergie

Abbildung 3 zeigt Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad (Relation von solarer Nutzenergie zu Strahlungsenergie). Ausfallzeiten der Anlage aufgrund von Defekten wurden nicht korrigiert, eine derartige Korrektur erfolgte lediglich bei der Prüfung, ob der solare Garantiertrag eingehalten wurde (vgl. Kapitel 5). Hier ist die tatsächlich gelieferte Nutzenergie dargestellt.

Die jährlich eingestrahlte Energie auf das Kollektorfeld schwankt über die Jahre zwischen 193 und 259 MWh im Jahrhundertssommer 2003 ( $1.005$  bis  $1.349 \text{ kWh/m}^2_{Abs}$ ), im Mittel liegt sie bei 214 MWh ( $1.115 \text{ kWh/m}^2_{Abs}$ ). Bezugnehmend auf das Jahr mit der niedrigsten Einstrahlung (2000) liegt der höchste Strahlungswert um 34 % höher.

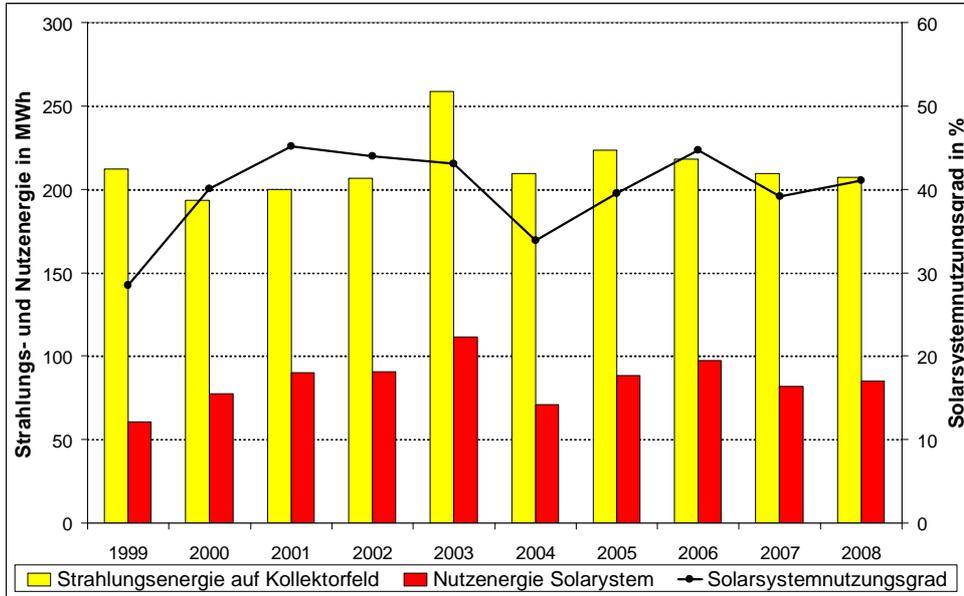


Abbildung 3: Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

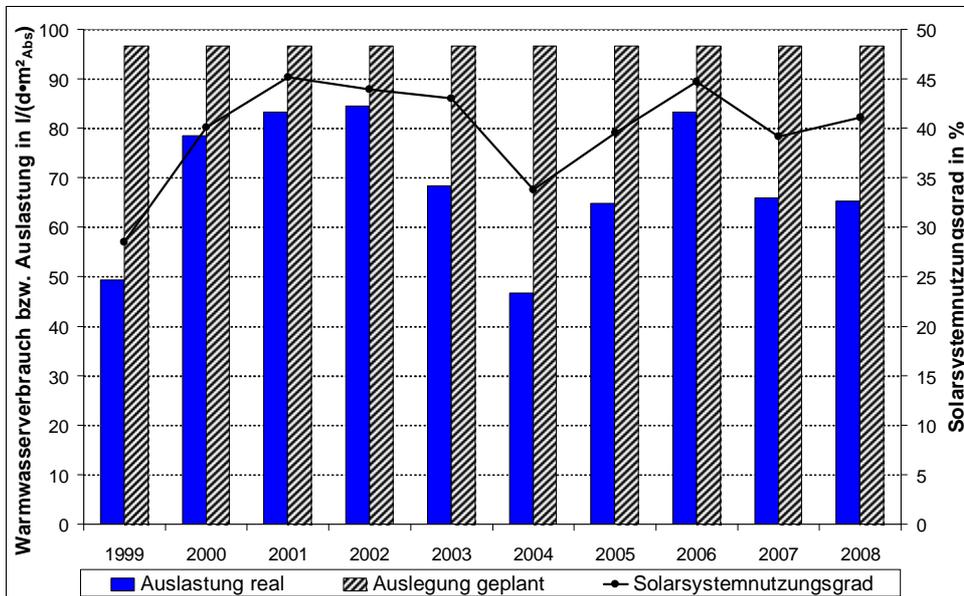


Abbildung 4: Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung

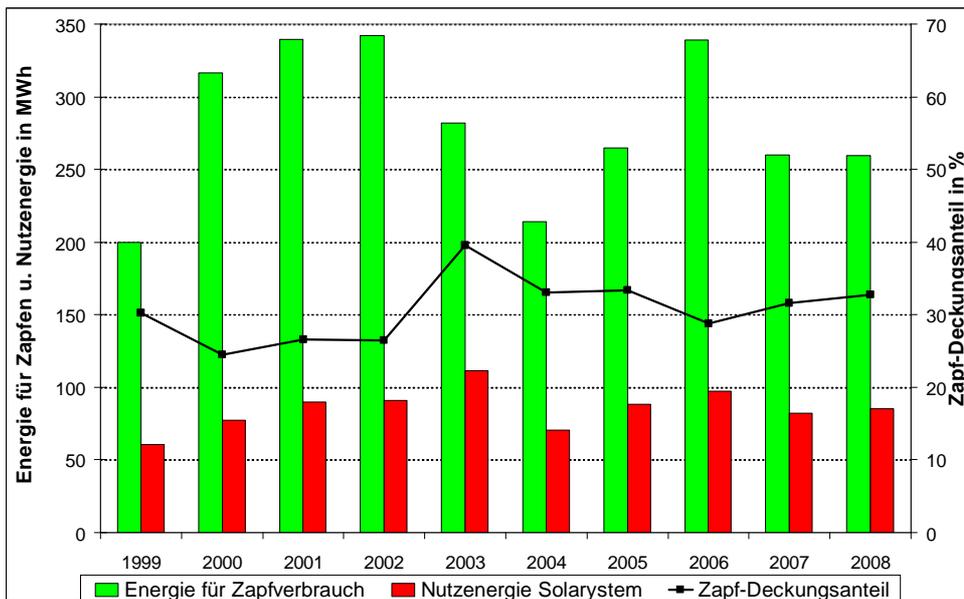


Abbildung 5: Energie für Zapfverbrauch; solare Nutzenergie; Zapf-Deckungsanteil

Wesentlich größer sind im Verhältnis die Unterschiede bei der solaren Nutzenergie, die zwischen 60,5 und 111,4 MWh (315 bis 581 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liegt. Hier liegt der Maximalwert um fast 84 % über dem niedrigsten Wert. Der Jahres-Systemnutzungsgrad liegt zwischen 28,5 und 45,2 %. Die höchsten Systemnutzungsgrade mit Werten von 43 bis 45,2 % wurden in den Jahren 2001 bis 2003 und 2006 gemessen (trotz zeitweiliger Betriebsunterbrechungen aufgrund von Umbaumaßnahmen im Jahre 2001 und 2002 – Details s. Kap. 5). Dies sind gleichzeitig die Jahre mit dem höchsten Warmwasserverbrauch.

### **Warmwasserverbrauch / Auslastung**

Prinzipiell ist die Anlage gut ausgelastet. In den Jahren 2001, 2002 und 2006 liegt der Warmwasserverbrauch bzw. die Auslastung bei rd. 85 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) und damit nur leicht unter dem Planwert von 94 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) (Abbildung 4), jedoch immer noch deutlich über dem empfohlenen Auslegungswert von 70 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). In den übrigen 7 Jahren ist der Verbrauch nur deshalb niedriger, weil vom Betriebspersonal immer wieder ein Schieber in der Kaltwasserbeimischung des Zentralmischers (vgl. Abb. 1) geöffnet wird, wodurch Kaltwasser an der Solaranlage vorbeiströmt. Der Schieber kann im Prinzip geschlossen bleiben, weil bereits der Zirkulationsrücklauf an den Zentralmischer angeschlossen ist (nicht in Abb. 1 eingezeichnet, jedoch in /1/ beschrieben) und dadurch für eine Beimischkühlung gesorgt ist. Aus hygienischer Sicht empfiehlt es sich allerdings den Schieber so einzustellen, dass ein Mindestdurchfluss von wenigen hundert Litern pro Tag durch die Leitung strömt (Vermeidung von stehendem Wasser).

Summiert man die Schieber-Schließzeiten in den betroffenen 7 Jahren auf, so ergeben sich fast 3,5 Jahre mit unnötigem Minderverbrauch. Ohne diesen Minderverbrauch hätte die Solaranlage in den betroffenen 7 Jahren ca. 75 MWh mehr Energie geliefert wenn man annimmt, dass der Systemnutzungsgrad dann durchschnittlich um 43 % gelegen hätte.

### **Solarer Zapf-Deckungsanteil**

Abbildung 5 zeigt den Energieverbrauch für Zapfen in Relation zur solaren Nutzenergie. Der Verlauf der Energie für den Zapfverbrauch entspricht dem des Zapfverbrauchs in Abb. 4. Der Zapf-Deckungsanteil (solare Nutzenergie bezogen auf die Energie für Zapfen) liegt im Mittel um 30 %.

## **5. Betriebserfahrungen**

Im Folgenden werden die wichtigsten Betriebserfahrungen aus dem Probebetrieb, der Intensivmessphase und der Langzeitbeobachtung zusammengefasst.

### **5.1 Hydraulischer Aufbau**

Der einfache und übersichtliche Aufbau der Anlage hat sich bewährt. Die einzige Änderung an der Verrohrung betraf den Strömungsabgleich der beiden parallel durchströmten Speicher. Die Speicher waren anfangs ungleichmäßig durchströmt, was zu einer ungleichmäßigen Temperaturverteilung in den Speichern führte und damit zu erheblichen Regelungsproblemen /1/. Um die Durchströmung zuverlässig abgleichen zu können, wurden im Jahre 2000 Strangreguliertventile und Volumenstromzähler in den Lade- und Entladekreis eines Speichers eingebaut. Außerdem lag der Volumenstrom in den Lanzen über dem zulässigen Wert, was als eine Ursache für die anfangs schlechte Funktion der Lanzen angesehen wurde. Daraufhin wurde Doppellanzen nachgerüstet. Mit den Doppellanzen und dem verbesserten Strömungsabgleich der Speicher wurde die Gleichmäßigkeit der Temperaturverteilung in den Speichern erheblich verbessert, wenngleich sie immer noch nicht optimal ist. Der Aufwand für diese Maßnahmen war jedoch sehr groß und dürfte in der Praxis bei Anlagen, die nicht in Forschungsprojekten betreut werden, wohl kaum durchgeführt werden. Aus den Erfahrungen in dieser und in anderen Anlagen empfehlen wir daher bei ähnlichen Anwendungen eine Reihenschaltung der Solarspeicher.

## 5.2 Regelung

### Laderegler

Der Laderegler mit Strahlungsschwellwert und Temperaturdifferenzfunktion ist robust aufgebaut und einfach zu bedienen. Er hat jedoch konzeptionelle Schwächen:

- die Kollektor- und Ladepumpe schalten bei Erreichen der maximalen Solarpufferspeichertemperatur über den Fühler im Puffer unten ab, der für die Temperaturdifferenzabfrage bei der Beladung vorgesehen ist. Der Abschaltfühler sollte jedoch dort platziert sein, wo die relevante Temperatur auftritt, nämlich im Puffer oben, da nur dann eine exakte Regelung möglich ist. Wir hatten schon vor 10 Jahren kein Verständnis dafür, dass die Regelungshersteller solche konzeptionellen Nachteile in Kauf nehmen, nur um einen zusätzlichen Fühler einzusparen. Außerdem kann die Abschaltung trotz z.B. 90 °C im Puffer oben ausgesetzt werden, wenn im Puffer unten weniger als z.B. 50 °C anliegen, da der Temperaturhub im Speicherladekreis nicht > 35 °C beträgt. Zur Korrektur dieser Schwächen im Reglerkonzept wurden zwei Thermostate extern nachgerüstet (Details in /1/).
- die Kollektor- und Ladepumpe schalten manchmal unnötigerweise auch dann ein, wenn keine ausreichende Strahlung vorhanden ist (z.B. nachts), jedoch der Fühler am Solarwärmetauscher-Eintritt (Kollektorkreisseite) wärmer ist als im Solarspeicher unten. Dies kommt immer dann vor, wenn sich der Fühler am Wärmetauscher durch die Raumtemperatur in dem warmen Heizungskeller (im Sommer bis 36 °C) erwärmt. Da der Fühler nach dem Einschalten der Kollektorpumpe wieder schnell abkühlt, laufen die Pumpen immer nur kurzzeitig, sodass der Fehler keine gravierenden Auswirkungen auf den Solarertrag hat. Die Temperaturschichtung im Pufferspeicher wird dadurch jedoch unnötigerweise gestört. Auch dieser Fehler zeigt, dass der Regler keinesfalls ausgereift ist.

### Entladeregler

Da das Trinkwasser in dem Entladewärmetauscher WT2 im Durchlaufverfahren erwärmt wird, sollte die Entladepumpe (P3) nur dann einschalten, wenn gezapft wird und gleichzeitig die Temperatur im oberen Teil des Solarspeichers höher ist als die des zulaufenden Trinkwassers. P3 muss stufenlos so regelbar sein, dass sich ihr Fördervolumen an das des Zapfvolumenstroms anpasst. Nur so ist eine bestmögliche Energieübertragung bei optimalem Temperaturabbau am Entladewärmetauscher möglich. Statt des echten Zapfvolumenstroms erfasst der Entladeregler das Zapfsignal mit einem Temperatursensor, indem der Temperaturabfall der beim Zapfen durch das anströmende Kaltwasser entsteht, als Einschaltsignal für die Entladepumpe benutzt wird.

Außerdem wird zusätzlich der von P3 geförderte Volumenstrom in Abhängigkeit von der Rücklauf-temperatur im Entladekreis (Eintrittstemperatur in den Solarpuffer) und der Austrittstemperatur des Trinkwassers aus dem Wärmetauscher geregelt.

Zwar können die Temperaturwerte und eine Vielzahl von sonstigen Parametern am Regler eingestellt werden, es ist jedoch anhand der Regelbeschreibung nicht ersichtlich, welche Auswirkungen die Einstellungen auf den Einschaltzeitpunkt und den Fördervolumenstrom der Pumpe haben. Entsprechend aufwändig und langwierig war es den anfangs völlig unzureichend funktionierenden Regler wenigstens halbwegs akzeptabel einzustellen /1/. Ohne die installierte Messtechnik und die Unterstützung durch den Werkskundendienst wäre dies nicht möglich gewesen.

Als Resultat aus diesen Erfahrungen und denen in der Anlage des Jugendgästehauses Saarbrücken /2/, wo ein Regler gleichen Typs installiert war, wurde in Zusammenarbeit mit dem Regelungshersteller Resol und dem Pumpenhersteller Wilo der Prototyp eines Entladereglers entwickelt /3/, bei dem das Ein- und Ausschalten der Entladepumpe P3 durch das Impulssignal eines Volumenzählers in der Kaltwasserleitung und einer im Regler integrierten  $\Delta T$ -Abfrage zwischen der Temperatur im Puffer oben und der Kaltwassertemperatur erfolgt. Zum Abgleich des Volumenstroms der Entladepumpe an den Zapfvolumenstrom wird der Pumpenvolumenstrom über einen weiteren Volumenzähler im Entladekreis alle 1 bis 20 Sek. (Zeit einstellbar) mit dem Kaltwasservolumenstrom verglichen und das Fördervolumen der Pumpe P3 durch Änderung der Pumpenstufe so angepasst, dass die beide Volumenströme möglichst gut übereinstimmen.

Der entwickelte Regler brachte hervorragende Ergebnisse /2/ die zeigen, wie eine derartige Entladeregulierung funktionieren sollte. Das Gerät kam aber nie über den Status eines Prototyps hinaus und ging nicht in Serie. Inwieweit heute am Markt befindliche Entladeregler den Anforderungen an eine Durchlauferwärmung genügen, können wir nicht beurteilen.

### **Sicherheitstemperaturbegrenzer im Solarspeicher oben**

In den Jahren 1999, 2004 und 2005 sprach einer der beiden Sicherheitstemperaturbegrenzer wegen Überschreitung der maximalen Speichertemperatur von 95 °C an und schaltete die Laderegulierung ab. Die Entriegelung muss manuell erfolgen, was mehrmals vergessen wurde. Dadurch blieben insgesamt 46 Tage ungenutzt. Wir empfehlen deshalb den Einbau von Sicherheitstemperaturwächtern, da diese die Beladung automatisch nach dem Absinken der Speichertemperatur freigeben.

### **5.3 Langzeitstabilität einzelner Komponenten**

Von November 1999 bis Anfang Mai 2000 wurde der Kollektorkreis mit einem für Solaranlagen nicht geeigneten Wärmeträger betrieben. Daraufhin fiel die Übertragungsleistung des Kollektorkreiswärmetauschers dramatisch ab und der Tauscher musste erneuert werden. Mit den neuen baugleichen Wärmetauschern stieg die Übertragungsleistung zwar wieder an, die guten Werte des alten Tauschers wurden jedoch nie wieder erreicht.

Die einzigen Defekte traten 1999 während des ersten Messjahres auf (Defekte an einem Regelungstemperaturfühler, am Strahlungssensor und der Kollektorkreispumpe). Seitdem läuft die Anlage bis auf die Versäumnisse bei der Absperrung der Kaltwasserbeimischung und Entriegelung des Sicherheitstemperaturbegrenzers störungsfrei. Es ist die zuverlässigste Anlage aller von der ZfS betreuten Anlagen und vermutlich auch eine der Anlagen mit den wenigsten Defekten im gesamten Solarthermie2000 Programm.

### **5.4 Langzeitstabilität der Messtechnik**

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiten störungsfrei. Es traten keine Defekte auf.

## **6. Kosten, Energiebilanz, Wirtschaftlichkeit, Förderung**

Der Bieter hat einen Energieertrag von 107.000 kWh/a bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten in den drei durchgeführten Garantiemessjahren gut zu rd. 92 bis 95 % eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahren zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /1; 4/ ausführlich beschrieben). Dies zeigt, dass hinsichtlich des System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen, und diesbezüglich die Erwartungen erfüllt wurden. Allein die Einhaltung des Garantiertrages lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu.

Tabelle 1 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 107 MWh und Brutto-Systemkosten von 156.000 € (inkl. Planung und inkl. 15 % MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins, Plankosten für die Solarwärme von 0,127 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 10 Jahre hoch, ergeben sich 1.070 MWh.

Der tatsächliche jährliche Energieertrag liegt aufgrund der schwankenden Verbrauchswerte, Wetterbedingungen und Ausfallzeiten (Umbauten, Reparaturen etc.) zwischen 60 und 111 MWh, der reale 10-Jahresertrag beträgt 854 MWh. Damit wird der 10-Jahres-Garantiewert von 1.070 MWh zu 80 % eingehalten. Ohne die Ertragsminderung durch das versäumte Absperrern der Kaltwasserbeimischung wären mit rd. 930 MWh Ertrag 87 % möglich gewesen.

<b>Kosten (1998)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung - Solarsystem ohne MwSt. - Planung ohne MwSt. - Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt. <b>Solarsystem inkl. Planung, inkl. 15 % MwSt.<sup>1)</sup></b>	116.700 € 18.900 € 135.600 € <b>156.000 €</b>	
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6 % Zins (8,72 % Annuität)	13.673 €	
	pro Jahr	10-Jahressumme (10-Jahresmittelwert)
<b>Energieerträge</b> - garantierter Energieertrag - tatsächlicher Energieertrag - geschätzter Ertrag ohne Defekte und Verbrauchsminderung	107 MWh 60–111 MWh	1.070 MWh (557 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> ) 854 MWh (445 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )  ca. 930 MWh
Relation tatsächlicher Ertrag / garantierter Ertrag		80 %
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für - tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag - tatsächl. Kosten und tats. Ertrag (10-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)	0,127 €/kWh 0,160 €/kWh	

<sup>1)</sup> 15 % MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

*Tabelle 1: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)*

Es errechnen sich solare Wärmekosten von 0,127 €/kWh (Garantie) bzw. 0,16 €/kWh (real). Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Fernwärme nicht gegengerechnet, zumal uns über den 10-jährigen Betrachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Fernwärmekosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Die Anlage wurde als eine der ersten Pilotanlagen im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, durch das damals zuständige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) mit rd. 107.500 € (68,9 %) gefördert, die Messtechnik (incl. Schautafel) in Höhe von über 46.000 € zu 100 %. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 5 Cent pro kWh, was im Bereich heutiger Gas-Wärmekosten liegt. Dabei muss berücksichtigt werden muss, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 7. Zusammenfassung und Fazit

Die Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen war eine der frühen Anlagen des 1994 aufgelegten Programms Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Das Systemkonzept der Trinkwasservorwärmung mit Durchlauf-Wärmetauscher hat sich bewährt. Schwachstelle war allerdings der nur mit sehr großem Aufwand einzustellende (und selbst dann nicht völlig zufriedenstellend arbeitende) Entladeregler. Wie gut dieses einfache und robust aufgebaute Systemkonzept mit heutigen Entladeregler umgesetzt werden kann, können wir nicht beurteilen.

Der bei der Planung zugrunde gelegte Auslegungsverbrauch wird weitgehend eingehalten, wenn die Kaltwasserbeimischung zum Zentralmischer geschlossen bleibt bzw. auf einen kleinen Mindestdurchfluss begrenzt wird. Hierauf sollte zukünftig verstärkt geachtet werden.

Besondere Schwachstellen traten nicht auf, die Anlage ist eine der zuverlässigsten im gesamten Solarthermie-2000-Programm.

Ausgehend von der im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren /5/, kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb und ausreichendem Warmwasserverbrauch mindestens weitere 10 bis 15 Jahre eine Nutzenergie von jährlich über 90 MWh (ca. 470 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liefern wird (im Rahmen der üblichen Schwankung von Wetter und Verbrauch). Anzeichen für leistungsmindernde Degradationen sind nicht erkennbar. Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen der ZfS-Betreuung zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von uns verlassen kann.

Die Solaranlage kann bzgl. Systemschaltung, Dimensionierung und Zuverlässigkeit ihrer Rolle als Vorbildanlage für heute neu zu installierende Systeme mit folgenden Einschränkungen gerecht werden:

- Voraussetzung für ein heutiges Vorbild wäre, dass ein Laderegler eingesetzt wird, der alle in /1/ beschriebenen Anforderungen incl. der Funktionen mit den nachgerüsteten Thermostate in einem Gerät erfüllt, sowie ein optimal funktionierender Entladeregler.
- Der große Aufwand der zum Abgleich Speicherdurchströmung nötig war, zeigt die grundsätzliche Problematik von parallel durchströmten Speichern (s.a. /5/ Kap. 8). Solange es hier keine konstruktiv sicheren und einfach handhabbare, wie preiswerte Lösungen gibt, ist es zu empfehlen, die Pufferspeicher in Reihe zu schalten.

Auch die regelmäßige Betriebsüberwachung durch den Betreiber oder ein externes Büro sollte für eine Vorbildanlage Stand der Technik sein.

Weitere Ergebnisse über andere Solaranlagen und über allgemeine Erfahrungen mit thermischen Großanlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus finden sich auf den Internetseiten der ZfS und der Förderprogramme /6/.

## 8. Literatur

/1/ Croy, R.; Wirth, H. P.:

Solaranlage im Städtischen Klinikum Solingen

Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 1.10.1998 – 2.9.2003, Dezember 2003; Bezug: ZfS

/2/ Croy, R.; Wirth, H. P.:

Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken

Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 26.6.1997 – 9.10.2003, Dezember 2003; Bezug: ZfS

/3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Wirth, H.P.; Filler, G.

Entladeregulierung mit Anpassung des Volumenstroms der Entladepumpe an den Zapfvolumenstrom

13. OTTI - Symposium "Thermische Solarenergie" vom 14. – 16.5.2003

/4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus

Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II  
Abschlussbericht März 2008 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006); Bezug: ZfS

/5/ Peuser, F. A.; Remmers K-H.; Schnauss M.

Langzeiterfahrung Solarthermie; Solarpraxis; ISBN 3-934595-01-4

/6/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)

Bezug aller ZfS-Berichte: [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)



## Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

### Kurzbericht zum Langzeitverhalten

### Solaranlage Krankenhaus Burglengenfeld

Förderkennzeichen 032 9652 D

Berichtszeitraum: 11/1998 bis 6/2010

von Reiner Croy und Hans Peter Wirth



Abbildung 1: Kollektorfeld (204 m<sup>2</sup>) und Solarspeicher (13 m<sup>3</sup>); Quelle: Krankenhaus Burglengenfeld

### 1. Objektbeschreibung

Das Krankenhaus Burglengenfeld (seit 2010: Asklepios Klinik Burglengenfeld) wurde im Jahre 1952 errichtet und 1983 erweitert. Es liegt am Ortsrand in Hanglage und besteht aus einem zusammenhängenden Gebäudekomplex mit 157 Planbetten.

Die Solaranlage wurde im Oktober 1997 öffentlich ausgeschrieben. Sie entspricht vom grundsätzlichen Systemaufbau her dem Pufferspeicher-Prinzip, mit einem Lade-Wärmetauscher und einem 13 m<sup>3</sup> großen Solar-Pufferspeicher, der mit Heizwasser gefüllt ist (kein Trinkwasser). Das Kollektorfeld ist in das Schrägdach des Haupthauses integriert. Der Solar-Pufferspeicher musste aufgrund der räumlichen Enge im Heizungskeller im Freien aufgestellt werden. Dies erforderte Zusatzmaßnahmen, die bei innen aufgestellten Speichern normalerweise nicht notwendig sind:

- Erdarbeiten und belastbares Fundament
- dickere Wärmedämmung (15 cm) und wetterfeste Ummantelung aus Aluminium
- Frostsicherung für die außenliegenden Rohrleitungen, die mit Wasser gefüllt sind (realisiert mit elektrischen Heizbändern). Ein besonderer Frostschutz für das Wasser im Speicher ist aufgrund des großen Volumens nicht nötig.

Die mit Mitteln des BMBF geförderte Anlage (Programmförderung heute durch BMU) wurde Ende 1998 fertiggestellt. Die Intensivmessphase der ZfS dauerte von 11/1998 bis 9/2001.

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Untersuchungen wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## Konzeption und Auslegung

- Vor dem Einbau der Solaranlage wurde das Trinkwasser in drei Nachheizspeichern erwärmt
- in zwei 5 m<sup>3</sup>-Speichern mit 55-grädigem Warmwasser für die Stationen (Wasserhärte 7°dH)
  - in einem 1,5 m<sup>3</sup>-Speicher mit 70-grädigem Heißwasser für die Küche (Wasserhärte 2°dH)

Die Messungen des Heiß- und Warmwasserverbrauchs ergaben einen Auslegungsverbrauch von 5 m<sup>3</sup>/d im Heißwasser- und 11 m<sup>3</sup>/d im Warmwasserstrang, insgesamt also 16 m<sup>3</sup>/d. Mit der im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 zugrunde gelegten Standard-Auslastung von täglich 70 l zu erwärmendes Wasser pro m<sup>2</sup> aktiver Absorberfläche ergab sich eine ausgeschriebene Kollektorfläche von 225 m<sup>2</sup> (realisiert wurden 204 m<sup>2</sup>).

## 2. Beschreibung der Solaranlage

### 2.1 Systemaufbau

Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems, wie es bis 2003 in Betrieb war. Ein detailliertes Schaltbild und umfangreiche Angaben zu den installierten Komponenten kann /1/ entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Komponenten:

- Kollektorkreis (204 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub> Hersteller Sonnenkraft) mit Wärmetauscher WT1
- solarer Pufferspeicher (13 m<sup>3</sup>, Heizungswasser)
- Entladewärmetauscher WT2 zur Erwärmung des Heißwassers in einem 5 m<sup>3</sup>-Vorwärm-speicher
- Entladewärmetauscher WT3 zur Erwärmung des Warmwassers im Durchlauf
- Nachheizspeicher (1,5 m<sup>3</sup> für Heißwasser, Erwärmung durch Gaskessel, 2003 Austausch durch einen 900 l-Speicher)

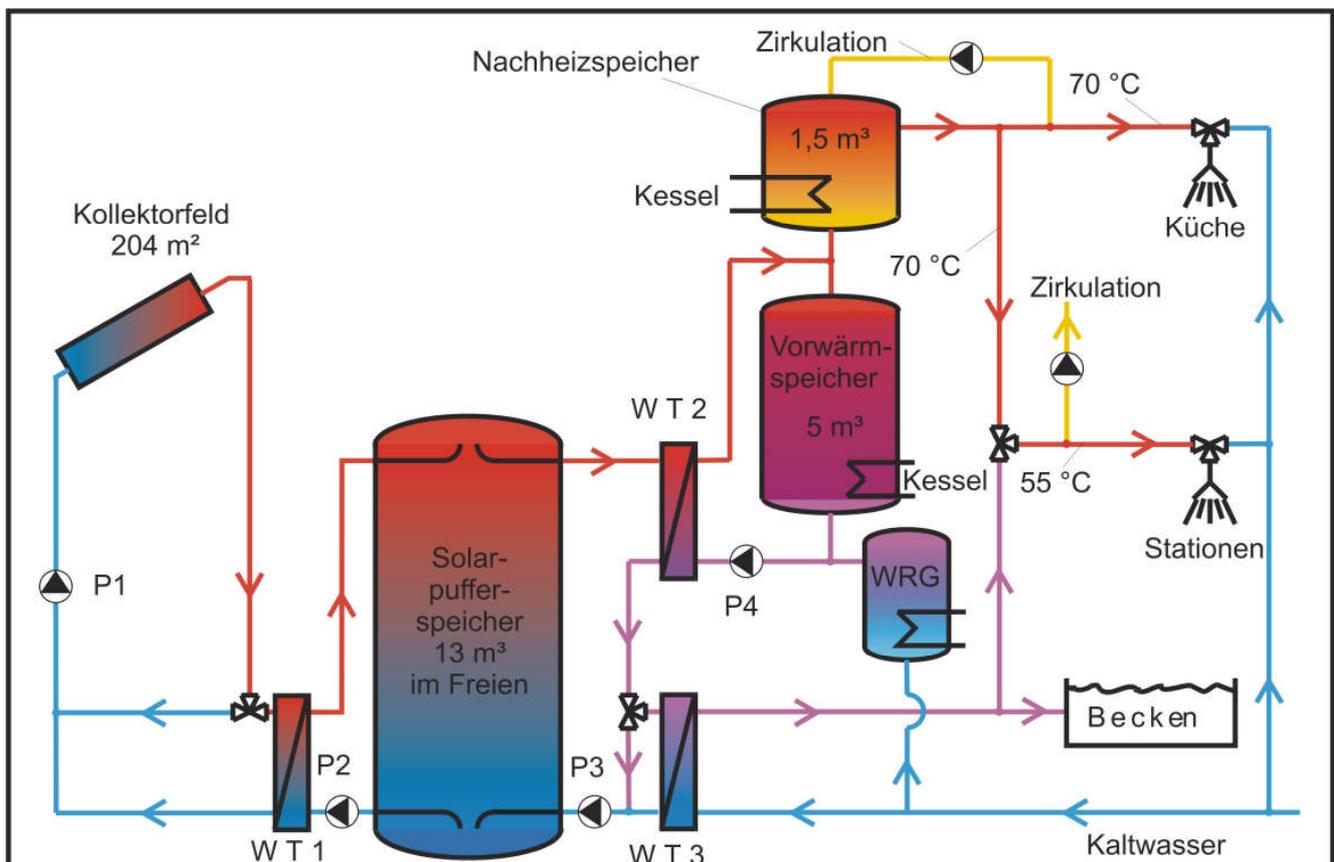


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema (bis 2003)

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Gemisches aus Wasser mit Frost-/Korrosionsschutzmittel über die Pumpe P1, Wärmetauscher WT1 und Pumpe P2 in den mit Wasser gefüllten Solar-Pufferspeicher transportiert. Damit das Wasser in WT1 beim ersten Einschalten von P1 nach einer kalten Winternacht, nicht durch das im Kollektorkreis

unterkühlte Gemisch einfriert, kann WT1 durch einen Bypass umgangen werden. Dieser ist sinnvoll, wenn, wie hier der Fall, Kollektorkreisrohre über lange Strecken außen verlegt sind.

Über den Entladewärmetauscher WT2 wird ein Teil der gespeicherten Solarwärme mit den Pumpen P3 und P4 aus dem Solarpuffer in einen mit Trinkwasser gefüllten 5 m<sup>3</sup> großen Vorwärm Speicher übertragen, der zur Vorbeugung gegen Legionellenwachstum auch vom Kessel aufgeheizt werden kann. Der andere Teil der Solarwärme wird über WT3 immer dann an das Trinkwasser übertragen, wenn Warmwasser in den Krankenstationen gezapft wird.

Ein Teilstrom des aufzuwärmenden Kaltwassers wird zunächst in einer Anlage zur Wärmerückgewinnung von Abwärme aus Kühlmaschinen (WRG) um ca. 10 °C erwärmt, strömt in den 5 m<sup>3</sup>-Vorwärm Speicher, wo es Solarenergie aufnimmt und gelangt dann in den Nachheizspeicher (1,5 m<sup>3</sup>). Dort wird es mit einem Gaskessel auf 70 °C nacherwärmt, um den Heißwasserbedarf für die Küche zu decken. Durch den Kessel ist die Versorgung mit Heißwasser auch bei fehlender Sonneneinstrahlung gesichert.

Der andere Teilstrom des Kaltwassers fließt direkt in den WT3 und wird dort solar vorgewärmt. Aus dem WT3 strömt ein Teil in ein Therapiebecken, der andere Teil wird durch Beimischung von 70-gradigem Heißwasser aus dem Nachheizspeicher auf 55 °C erwärmt (Temperaturniveau für die Warmwasser-Versorgung in den Stationen).

## 2.2 Regelung

In diesem Kurzbericht erfolgt nur eine vereinfachte grundsätzliche Beschreibung des Regelprinzips. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in /1/.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<u>Ladung Pufferspeicher</u> Kollektorkreispumpe P1 Pufferladepumpe P2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kollektorkreispumpe P1 ein/aus per Strahlungsschwellwert und Abfrage der Speichertemperatur unten</li> <li>• Pufferladepumpe P2 ein/aus über <math>\Delta T</math> (Eintritt WT1 - Pufferspeicher unten) und Abfrage der Speichertemperatur unten</li> </ul>
<u>Trinkwassererwärmung</u> Pufferentladepumpe P3 Vorwärm Speicherladepumpe P4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pufferentladepumpe P3 ein/aus über Abfrage ob Zapfsignal im Kaltwasserstrang vorhanden/nicht vorhanden und über <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher oben – Vorwärm Speicher unten)</li> <li>• Vorwärm Speicherladepumpe P4 ein/aus über <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher oben – Vorwärm Speicher unten)</li> </ul>
Heizbänder	<ul style="list-style-type: none"> <li>• einschalten wenn die Oberflächentemperatur an der Rohrleitung im Pufferspeicher-Ladekreis &lt; 5 °C.</li> </ul>

Die Regelfunktionen werden mit zwei Temperaturdifferenzreglern (davon einer mit Strahlungsschwellwertfunktion), einem Strömungsschalter (P3 ein/aus bei Strömung im Kaltwasserstrang) und einem Thermostaten (Heizbänder) ausgeführt.

## 2.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und Detailanalysen einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sekunden, die Pumpenlaufzeiten alle 2 Sekunden erfasst und nach jeweils 5 Minuten als Mittelwert bzw. Summe abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Speicherintervalls abgespeichert, die zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben. Außerdem geben die Min/Max-Werte Aufschluss darüber, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern sind (weitere Details zur Messtechnik in /1/). Die wichtigsten Messwerte werden publikumswirksam auf eine Schautafel im Eingangsbereich des Krankenhauses übertragen.

### 3. Betriebserfahrungen

#### 3.1 Hydraulischer Aufbau

Die Anbindung der Solaranlage an das konventionelle System mit zwei Entladewärmetauschern ist eine Besonderheit und nicht ohne weiteres auf andere Objekte übertragbar. Die Anbindung wurde speziell an das Trinkwassernetz in diesem Krankenhaus angepasst und ergab sich aufgrund technischer Besonderheiten beim Schutz vor Legionellen und der Enthärtungsanlage mit unterschiedlich harten Wässern /1/. Insofern ist der hydraulische Aufbau nicht repräsentativ für andere Anlagen. Die nachfolgend beschriebenen Umbauten wurden in Eigenregie vom Betreiber zusammen mit einem örtlichen Planer ohne Rücksprache mit der ZfS durchgeführt.

Da die Nachheizleistung über den später eingebauten 900 l-Nachheizspeicher nicht mehr ausreichte, wurde der 5 m<sup>3</sup>-Vorwärm-speicher seit November 2003 ständig auf mindestens 60 °C gehalten, was die Effizienz der Solaranlage erheblich einschränkte (s. Kap. 4). Hinzu kam, dass das Zapfvolumen über den Wärmetauscher WT3 stark zurückging, da der Unterschied zwischen Heiß- und Warmwasserstrang aufgehoben wurde. Das gesamte Netz wird seitdem mit einer einheitlichen Wassertemperatur (65 bis 70 °C) und Wasserhärte (um 2°dH) betrieben. Mit der höheren Temperatur im Warmwassernetz soll dem Legionellenwachstum vorgebeugt werden. Bis April 2006 war am Wärmetauscher WT3 nur noch das Therapiebecken angebunden. Da der Wasserverbrauch nur noch 0,5 bis 1 m<sup>3</sup>/d betrug, war dieser Wärmetauscher für die Solaranlage weitgehend nutzlos geworden.

Im Jahr 2006 wurde der Wärmetauscher WT2 zur Beladung des Vorwärm-speichers undicht und ausgebaut. Die Anlage wurde daraufhin so umgebaut (Bild 3), dass in dem 5 m<sup>3</sup>-Vorwärm-speicher nur noch Zirkulationsverluste gedeckt werden und der gesamte Warmwasserverbrauch nun über den verbliebenden Durchlauf-Wärmetauscher WT3 in den 900 l-Nachheizspeicher strömt. Die Entladung des Solarpuffers erfolgt jetzt nach dem Prinzip der Durchlauferwärmung (mit Unterstützung des Kaltwasserflusses durch die ehemalige Vorwärm-speicherladepumpe P4).

Es wurde jedoch versäumt dafür eine entsprechende Regelung einzubauen. So wurden die Pufferentladepumpen P3 und die Pumpe P4 bis Ende 2008 manuell auf "Ein" geschaltet und im Dauerlauf betrieben.

Derzeit schalten die Pumpen über die alte Regelung zur Beladung des (nicht mehr für die Solaranlage genutzten) 5 m<sup>3</sup>-Vorwärm-speichers ein, wenn der Solarpuffer oben wärmer ist als der Vorwärm-speicher unten. Da der ehemalige Vorwärm-speicher nun ausschließlich vom Kessel beladen wird, heißt dies de facto, dass der Solarspeicher erst entladen wird, wenn er oben wärmer als 65 °C ist. Der derzeitige Zustand ist hydraulisch in Ordnung (abgesehen von der überflüssigen Pumpe P4), regelungstechnisch jedoch stark verbesserungswürdig (s. Kap. 4).

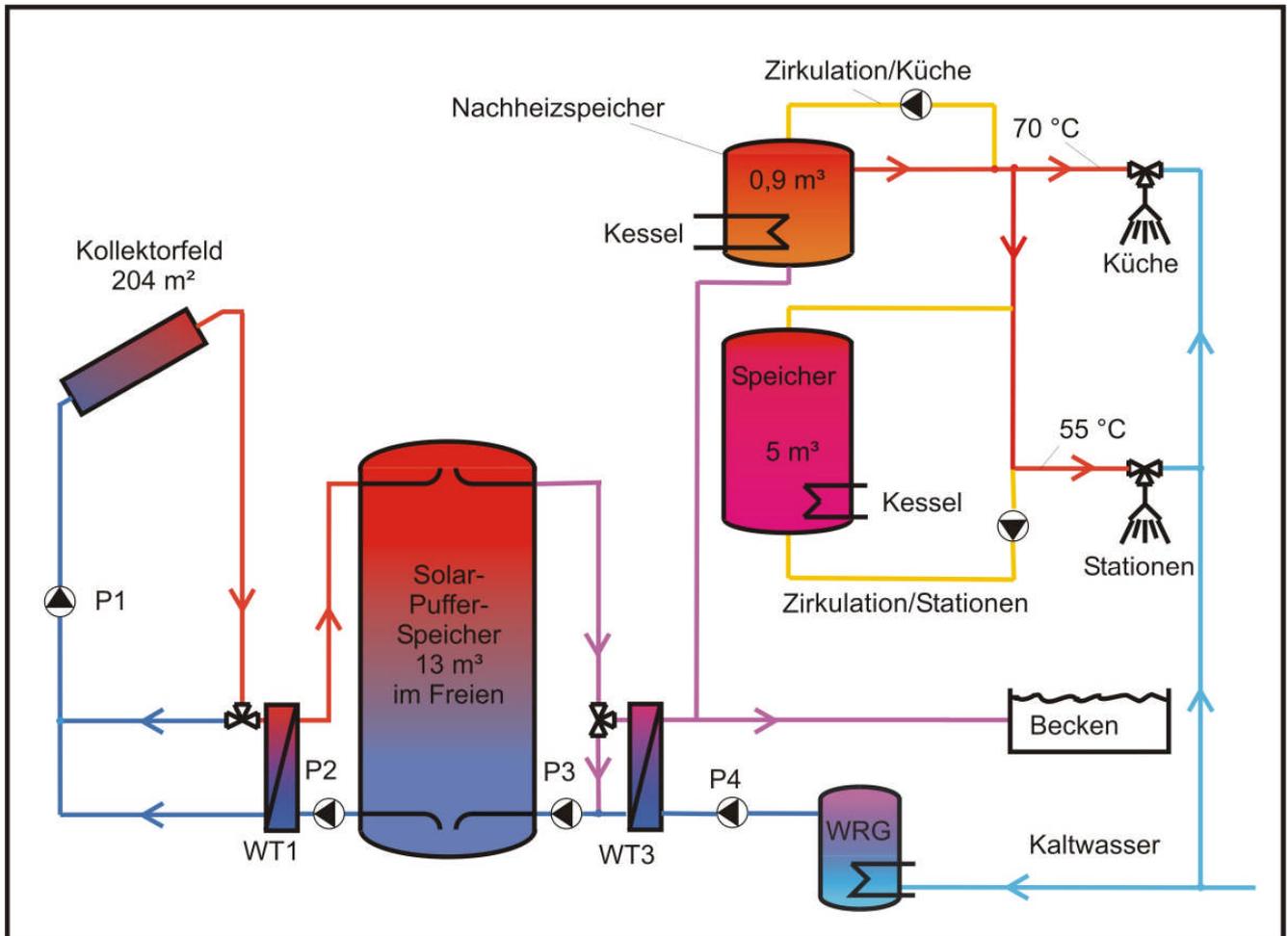


Abbildung 3: Vereinfachtes Schaltschema (ab 2006, derzeitiger Zustand)

### 3.2 Regelung

Ursprünglich erfolgte die Regelung der Kollektorkreispumpe nicht mit einem Strahlungssensor, sondern über eine Temperaturdifferenzmessung zwischen einem Kollektorfühler und einem Fühler im Solar-Pufferspeicher unten. Der Kollektorfühler war jedoch außerhalb der Kollektoren an einem Verbindungsrohr zwischen einem Teilfeld und dem Vorlauf des Hauptkreises installiert, und nicht wie die ZfS empfiehlt, in der Weise, dass die Temperatur des Wärmeträgers im Kollektor (z. B. in einem Strömungskanal des Absorbers oder in der oberen Sammelleitung im Kollektor) erfasst wird. Die falsche Einbauposition des Regelfühlers hatte zur Folge, dass die Kollektorkreispumpe zu spät einschaltete. Da ein Umsetzen des Kollektorfühlers an eine optimale Position nicht mit vertretbarem Aufwand möglich war, wurde ein Laderegler mit Strahlungssensor eingebaut.

Zeitweise liefen die Pumpen P1 und P2 im Ladekreis oder die Pumpen P3 und P4 im Entladekreis 24 h/d im Dauerlauf, manchmal auch alle vier Pumpen gleichzeitig. Der Fehler trat nur sporadisch auf, was die Fehlersuche besonders erschwerte. Fehlerursache war eine ungünstige Position der Regelfühler im Solarspeicher, wodurch die Fühler zeitweise nicht angeströmt wurden /1/.

Der Laderegler für den Solarpuffer war nach 2 Jahren defekt und musste ausgetauscht werden.

Die Regelung der Heizbänder an außenliegenden Rohrleitungen machte von Beginn an einen unzuverlässigen Eindruck. Mehrmals in unterschiedlichen Jahren fiel die gemessene Temperatur im Ladekreis auf 0 °C. Ohne Hinweise der ZfS an den Betreiber wäre es möglicherweise zum Frostschaden gekommen.

### 3.3 Langzeitstabilität einzelner Komponenten

Nach 3 Jahren fiel die Kollektorkreispumpe aus (Defekt in der Elektronik). Über Störungen an anderen Pumpen liegen uns keine Mitteilungen vor.

Leckagen an Komponenten traten mehrmals auf:

- nach ¼ Jahr Pumpenflansch
- nach 1,5 Jahren Verschraubung Strömungssensor (Taco-Setter)
- nach 5 Jahren: geschraubter Wärmetauscher WT2 undicht an den Platten (mit der Undichtigkeit wurde einige Zeit lang gelebt und erst im Zuge des Umbaus der Anlage (s.o.) wurde er entsorgt)
- nach 10 Jahren: geschraubter Wärmetauscher WT3 undicht an den Platten (Einbau eines neuen Wärmetauschers)

### 3.4 Langzeitstabilität der Messtechnik

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiten weitgehend störungsfrei bis auf folgende Defekte:

In 2000 gab es einen Defekt beim Messfühler der Außentemperatur am Aufstellort des Pufferspeichers.

In 2003 wurden zwei Messkarten des Datenloggers durch Blitzschlag zerstört und mussten ersetzt werden.

In der Zeit vom 15.10.2009 – 06.08.2010 lag ein Defekt im Zentralmodul des Loggers vor. Der Messbetrieb konnte während dieser Zeit nicht aufrecht erhalten werden, so dass keine Energiebilanzierung und Funktionsüberwachung der Anlage, sowie kein Betrieb der Anzeigetafel mehr möglich war. Seit dem 07.08.2010 funktioniert die Messtechnik wieder.

## 4. Übersicht über die Messperioden / Jahreserträge und Kennzahlen

Die Solaranlage wurde 10,5 Jahre lang von 1999 bis Mitte 2009 messtechnisch betreut.

11/98 bis 9/99 **Probetrieb**

9/99 bis 9/00 **1. Garantiemessjahr** Betrieb der Anlage im Ursprungszustand.

9/00 bis 9/01 **2. Garantiemessjahr** Betrieb der Anlage im Ursprungszustand

ab 9/01 **Langzeitüberwachung** mit Energiebilanzierung

11/03 bis 12/06 Der 5 m<sup>3</sup>-Speicher wird ständig auf 60 °C gehalten und verliert so seine Funktion als Vorwärm Speicher der Solaranlage

12/06 bis 12/08 Umbau: Der 5 m<sup>3</sup>-Speicher dient nur noch zur Deckung der Zirkulationsverluste. Der gesamte Warmwasserverbrauch strömt nun über den verbliebenden Durchlauf-Wärmetauscher WT3 in den 900 l-Nachheizspeicher. Die Entladung des Solarpuffers erfolgt jetzt nach dem Prinzip der Durchlauferwärmung. Es wurde jedoch versäumt dafür eine entsprechende Regelung einzubauen. So wurden die Pufferentladepumpen P3 und die Pumpe P4 bis Ende 2008 manuell auf "Ein" geschaltet und im Dauerlauf betrieben.

ab 12/08 Ab hier schalten die Pumpen P3 und P4 über die alte Regelung zur Beladung des 5 m<sup>3</sup>-Speichers ein, wenn der Solarpuffer oben wärmer ist als der 5 m<sup>3</sup>-Speicher unten, also in der Regel erst bei Puffertemperaturen größer 65°C.

## Warmwasserverbrauch / Auslastung

Seit ihrer Inbetriebnahme war die Anlage nicht wie geplant ausgelastet. Die geplanten 16 m<sup>3</sup>/d Warm- und Heißwasserverbrauch an Werktagen wurden zu keiner Zeit erreicht (s. Abbildung 4). Das Jahresmittel der Auslastung lag in den ersten 5 Betriebsjahren der Solaranlage statt der geplanten 75 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) nur bei 44 bis 55 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Mit Zusammenführung des Heiß- und Warmwasserstrang auf eine einheitliche Warmwassertemperatur von 64°C bis 68 °C (über die Jahre 2004 bis 2006 ansteigend) ist die Auslastung deutlich von 40 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) im Jahr 2004 bis hinunter auf Werte von 34 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) in 2006 abgefallen. Auch in den nachfolgenden Jahren (2007-2009) werden 35 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) nicht mehr überschritten. Für 2009 wurde das 1. Halbjahr hochgerechnet, wodurch der Jahreswert damit leicht fehlerbehaftet ist. Die Auslastung der Solaranlage liegt nunmehr nur noch bei der Hälfte des Planwertes.

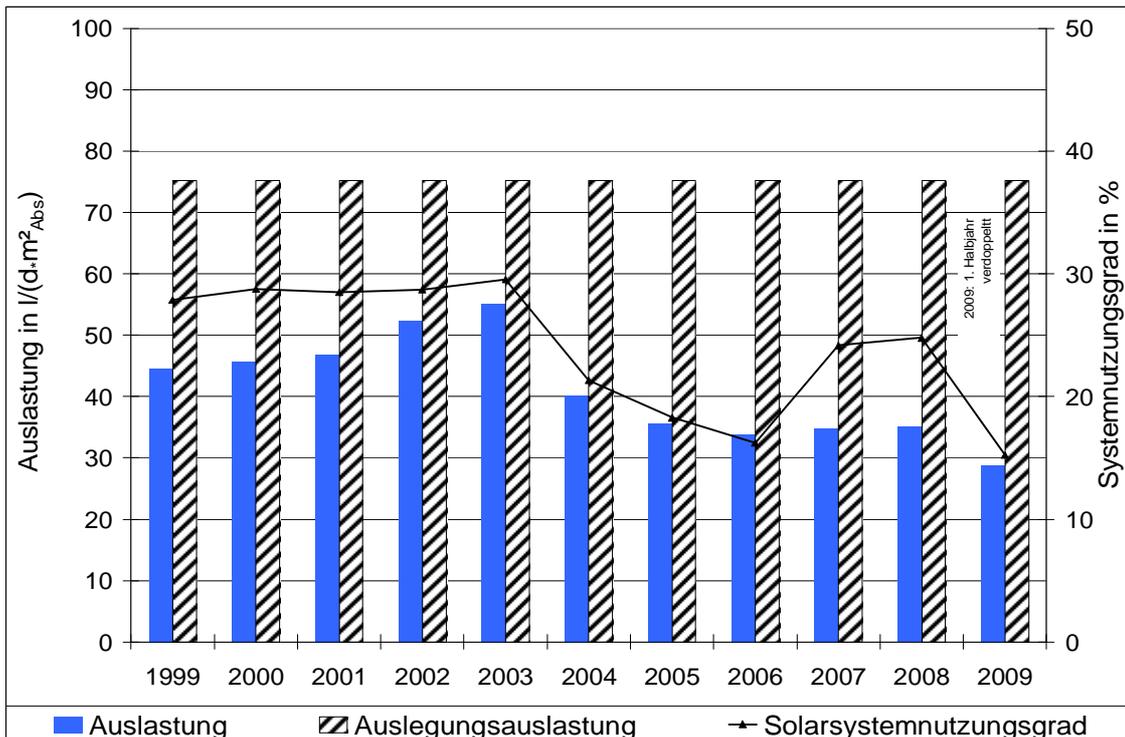


Abbildung 4: Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung

## Einstrahlung und solare Nutzenergie

Abbildung 5 zeigt Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad (Relation von solarer Nutzenergie zu Strahlungsenergie). Ausfallzeiten der Anlage aufgrund von Defekten wurden nicht korrigiert, eine derartige Korrektur erfolgte lediglich bei der Prüfung, ob der solare Garantiertrag eingehalten wurde (vgl. Kapitel 5). Hier ist die tatsächlich gelieferte Nutzenergie dargestellt. Die einzige Ausnahme bildet das Jahr 2009, wo wir die Strahlungs- und Ertragswerte auf Basis des ersten Halbjahres 2009 auf ein Jahr hochgerechnet haben.

Die jährlich eingestrahelte Energie auf das Kollektorfeld schwankt über die Jahre zwischen 243 und maximal 297 MWh im Jahrhundertssommer 2003 (1.193 bis 1.457 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>), im Mittel liegt sie bei 261 MWh (1.282 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Bezugnehmend auf das Jahr mit der niedrigsten Einstrahlung (2001) liegt der höchste Strahlungswert um 22 % höher.

Die solare Nutzenergie stieg in den ersten 5 Betriebsjahren (1999 – 2003) von 68,9 MWh bis auf 87,8 MWh (338 bis 430 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Der Jahres-Systemnutzungsgrad lag in dieser Zeit zwischen 27,9 und 29,5 %. Der Anstieg der solaren Nutzenergie in diesen 5 Jahren ist durch die stetig gestiegene Auslastung (Heiß- und Warmwasserverbrauch) begründet (s. Abb. 4). Die Auslastung hat aber nie den Planwert von 75 l/(d·m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) erreicht. Somit konnte die Anlage auch nicht den geplanten Systemnutzungsgrad von 40% erreichen, sondern blieb selbst im besten Jahr noch 10% darunter. In den Jahren 2004 bis 2006 werden nur noch Systemnutzungsgrade von lediglich 16 % bis 21 % erreicht. Dieser schlechte Nutzungsgrad ist nur in geringerem Maß Folge der reduzierten

Auslastung, sondern im wesentlichen das Resultat der oben geschilderten Änderung der System-schaltung, bei der der Vorwärmespeicher in einen Bereitschaftsspeicher umfunktioniert wurde. Hier hat man ein schönes Beispiel welche gravierenden Auswirkungen eine schlechte Systemschaltung auf den Solarertrag hat. In 12/2006 erfolgte nun die nächste Änderung in der Systemschaltung (s. o.). Die Entladung des Solarpuffers erfolgt jetzt nach dem Prinzip der Durchlauferwärmung (s. Abb. 3). Es wurde jedoch versäumt dafür eine entsprechende Regelung einzubauen. So wurde die Pufferentladepumpe P3 und die Pumpe P4 bis Ende 2008 manuell auf "Ein" geschaltet und im Dauerlauf betrieben, was zu einer ständigen Durchmischung des Solarpuffers führte. Trotzdem erkennt man am Verlauf des Systemnutzungsgrades eine deutliche Verbesserung gegenüber dem vorherigen Status. Auch ein völlig durchmischter Puffer bietet günstigere Betriebsbedingungen für den Kollektorkreis als ein geschichteter Puffer, der aber erst ab Temperaturen größer 70 °C entladen wird. Genau letztere Regelbedingung wurde ab 12/2008 wieder eingebaut, mit dem Resultat, dass der Nutzungsgrad wie erwartet auf 15% eingebrochen ist. Dem dadurch entgangenen Solarertrag von ca. 20 MWh, steht lediglich eine Einsparung von ca. 2,2 MWh an Pumpenstrom gegenüber. Der provisorische Betrieb mit dem Dauerlauf der Pumpen wäre demnach sogar immer noch günstiger als der derzeitige Betrieb, und angesichts der Relation zwischen Mehrertrag und Pumpenstromverbrauch (Arbeitszahl) von 9 (20/2,2) sogar noch ökologisch vertretbar. Wenn die Anlage weiterhin nach dem derzeitigen Prinzip der Durchlauferwärmung betrieben werden soll, empfehlen wir dringend eine zapfvolumengesteuerte Regelung einzubauen. Nur so kann die Solaranlage Ihr volles Potential entfalten.

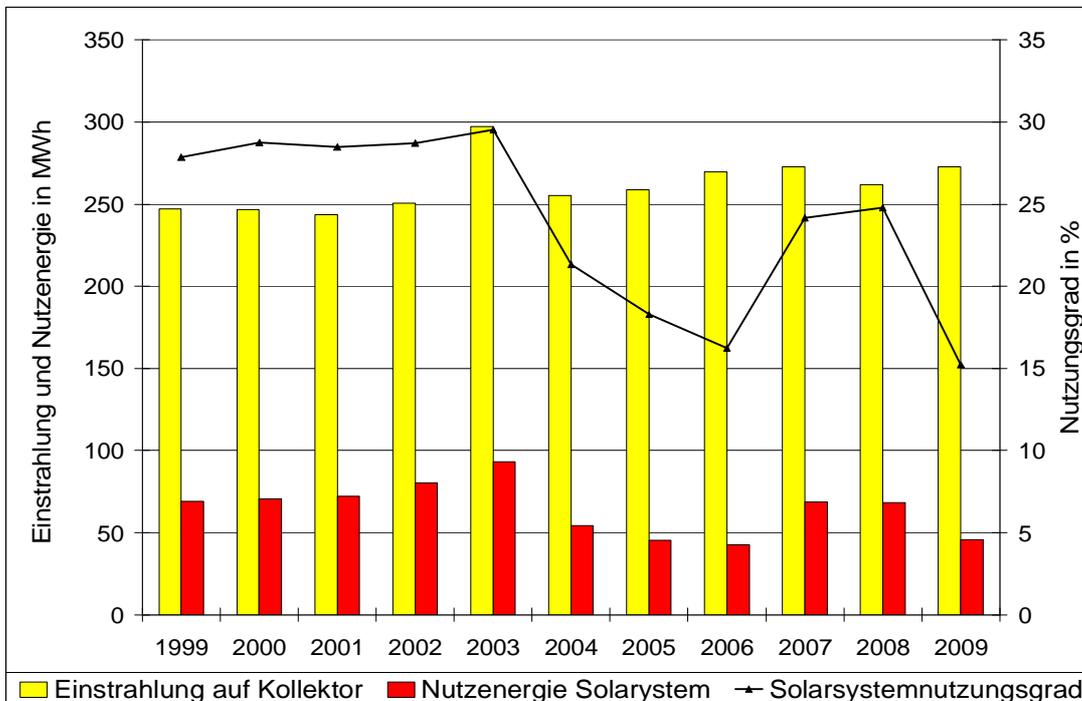


Abbildung 5: Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

### Energieverbrauch, Aufteilung der solaren Nutzenergie, Solarer Deckungsanteil

Abbildung 6 zeigt Jahressummen der solaren Nutzenergie und des Energieverbrauchs für das Warmwasserzapfvolumen. Die Relation aus solarer Nutzenergie und Energieverbrauch ergibt den solaren Zapfdeckungsanteil.

Die Energie für Zapfen liegt in einer Bandbreite von 140 bis 180 MWh ohne klare Tendenz. Ausnahme ist das hochgerechnete und dadurch etwas fehlerhaft bilanzierte Jahr 2009. Der Verlauf der Energie für Zapfen (grüner Balken) entspricht bei gleichbleibenden Warmwassertemperaturen naturgemäß dem des Warmwasserverbrauchs in Abbildung 4. Werden die Warmwassertemperaturen jedoch wie in 2004 bis 2006 erhöht, führt dies bei etwa gleich bleibenden Energieverbrauch zu einem geringeren Warmwasserverbrauch. Der solare Zapfdeckungsanteil erreicht in der Spitze 50% (2003) und als Tiefpunkt 30% (2006). Die oben schon diskutierten schlechten Nutzungsgrade des Solar-systems finden hier natürlich ihren Niederschlag beim solaren Deckungsgrad, so dass die Verläufe von Deckungsgrad und Nutzungsgrad im wesentlichen synchron sind.

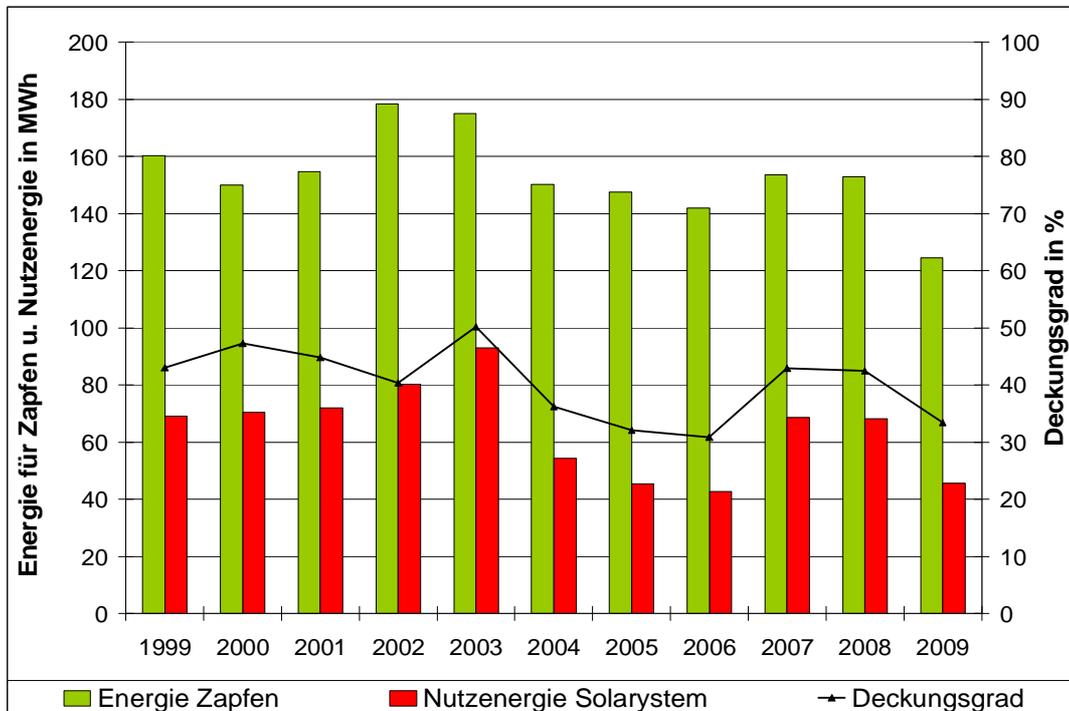


Abbildung 6: Energieverbrauch und solare Nutzenergie für Zapfen und Zirkulation; Deckungsanteil

## 5. Kosten, Energiebilanz, Wirtschaftlichkeit, Förderung

Der Installateur hat einen Energieertrag von 105 MWh/a bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten in den ersten zwei Garantiemessjahren eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahrens zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /1/ und /5/ ausführlich beschrieben). Dies zeigt, dass hinsichtlich des anfänglichen System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen, und diesbezüglich die Erwartungen erfüllt wurden. Durch diverse Änderungen im Systemaufbau ab 2004 konnte die Solaranlage jedoch ihre ursprüngliche Leistung nicht mehr erbringen. Wie in dieser Anlage sehr deutlich wird, lässt die Einhaltung des Garantieertrages keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Langzeit-Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu, wenn unbedachte Veränderungen im Systemkonzept durchgeführt werden.

Tabelle 1 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 105 MWh und Brutto-Systemkosten von 138.660 € (inkl. Planung und inkl. 15 % MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20-jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins, Plankosten für die Solarwärme von 0,115 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 11 Jahre hoch, ergeben sich 1155 MWh. Der tatsächliche jährliche Energieertrag liegt aufgrund der schwankenden Verbrauchswerte, Wetterbedingungen und vor allem der Umbauten zwischen 42 und 88 MWh, der 11-Jahresertrag (inkl. 2009 hochgerechnet) beträgt 687 MWh. Damit wird der 11-Jahres Garantiewert von 1155 MWh nur zu knapp 60 % eingehalten.

<b>Kosten</b> (1998) auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung Solarsystem inkl. Planung, inkl. 15 % MwSt.	138.660 € 680 €/m <sup>2</sup>	
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahren Lebensdauer und 6 % Zins (8,72 % Annuität)	12.091 €	
	pro Jahr	11-Jahressumme (11-Jahresmittelwert)
<b>Energieerträge</b> - garantierter Energieertrag - tatsächlicher Energieertrag 1999-2009	105 MWh 42–88 MWh	1155 MWh (515 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> ) 687 MWh (306 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
Relation tatsächlicher Ertrag / garantierter Ertrag (11 Jahre)		60 %
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für - tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag - tatsächl. Kosten und tats. Ertrag (11-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)	0,115 €/kWh 0,194 €/kWh	

Tabelle 1: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)

Es errechnen sich solare Wärmekosten von knapp 0,12 €/kWh (Garantie) bzw. 0,19 €/kWh (real). Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Gasmenge nicht gegengerechnet, zumal uns über den 11-jährigen Betrachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Gaskosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Die Anlage wurde als eine der ersten Pilotanlagen im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, durch das damals zuständige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) mit rd. 80.100 € (58 %) gefördert, die Messtechnik (incl. Schautafel) in Höhe von über 41.100 € zu 100 %. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 7 Cent pro kWh (bei optimal arbeitender Anlage), was im Bereich heutiger Gas-Wärmekosten liegt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 6. Zusammenfassung und Fazit

Die Solaranlage im Krankenhaus Burglengenfeld war eine der frühen Anlagen des 1994 aufgelegten Programms Solarthermie-2000, Teilprogramm 2. Das Systemkonzept der Trinkwasservorwärmung mit zwei Warmwassersträngen, zwei Entladewärmetauschern und zwei unterschiedlichen Entladestrategien (Vorwärmespeicher und Durchlauferwärmung) hat sich vom Prinzip als funktionell erwiesen. Es ist aber nicht unbedingt repräsentativ für andere Anlagen, sondern speziell an die örtlichen Gegebenheiten angepasst.

Die Entladeregulierung der Durchlauferwärmung war recht primitiv aufgebaut. Hier sind mittlerweile bessere Lösungen verfügbar. Nach einigen Anfangsschwierigkeiten im Probetrieb (s.o.) konnte die Anlage 5 Jahre ohne wesentliche Defekte und Ausfallzeiten die ihrer Auslastung entsprechenden Solarerträge liefern und hat damit die Erwartungen erfüllt.

Mit den ab 2004 erfolgten Änderungen in der Nutzung des 5000 l –Speichers konnte die Solaranlage nur noch suboptimal betrieben werden. Eine weitere Änderung in der Nutzung des 5000 l –Speichers ab 2007 hätte für die Solaranlage eine neue Entladeregulierung erfordert. Anhand der zuletzt verfügbaren Messdaten ist davon auszugehen, dass die Leistungsfähigkeit der Solaranlage nicht durch Alterungsanzeichen eingeschränkt ist.

Laut Information des Betreibers wird in 2010 die Wärmeerzeugung des Krankenhauses erneuert. Wir empfehlen dem Betreiber dringend, die Solaranlage mit einem durchdachten Regelkonzept in diese Umbauten zu integrieren. Nur so kann die Solaranlage zukünftig optimal betrieben werden. Ausgehend von der im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren /4/, kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb

mindestens weitere 10 Jahre eine Nutzenergie von jährlich etwa 75 MWh (ca. 360 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liefern kann (im Rahmen der üblichen Schwankung von Wetter und Verbrauch).

Die Tatsache, dass die Solaranlage trotz der vollständigen Durchmischung des Pufferspeichers aufgrund des Dauerlaufs der Pumpen auf beiden Seiten des Entladewärmetauschers, mehr Energie lieferte als mit einem geschichteten Puffer, der aber erst ab 70 °C entladen wird, zeigt wie wichtig eine optimale Systemtechnik ist.

Dem Betreiber empfehlen wir weiter ein besonderes Augenmerk auf die Regelung der Heizbänder an außenliegenden Rohrleitungen zu legen um mögliche Frostschäden zu vermeiden.

Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen des Förderprogramms zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von der ZfS verlassen kann.

Die Solaranlage kann bzgl. Systemschaltung, Dimensionierung und Zuverlässigkeit ihrer Rolle als Vorbildanlage für heute neu zu installierende Systeme nur mit der Einschränkung gerecht werden, dass ein Laderegler zur Durchlauferwärmung eingesetzt wird, der alle in /2/ und /3/ beschriebenen Anforderungen in einem Gerät erfüllt. Uns ist allerdings nicht bekannt, ob mittlerweile ähnlich optimal funktionierende Geräte am Markt verfügbar sind. Hier regen wir für Lade- und Entladeregler einen entsprechenden Gerätetest an.

Auch die regelmäßige Betriebsüberwachung durch den Betreiber oder ein externes Büro sollte für eine Vorbildanlage Stand der Technik sein.

Weitere Ergebnisse über andere Solaranlagen und über allgemeine Erfahrungen mit thermischen Großanlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus finden sich auf den Internetseiten der ZfS und der Förderprogramme /6/.

## Literatur

/1/ Croy, R.; Wirth, H. P.:

Solaranlage im Krankenhaus Burglengenfeld

Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 12.11.1998 bis 29.9.2001, Juni 2002

[http://www.zfs-energietechnik.de/data/docs/20081007125500\\_0.pdf?RND=23940](http://www.zfs-energietechnik.de/data/docs/20081007125500_0.pdf?RND=23940)

/2/ Croy, R.; Wirth, H. P.:

Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken

Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 26.6.1997 – 9.10.2003, Dezember 2003

[http://www.zfs-energietechnik.de/data/docs/20081007125048\\_0.pdf?RND=47055](http://www.zfs-energietechnik.de/data/docs/20081007125048_0.pdf?RND=47055)

/3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Wirth; H.P.; Filler, G.

Entladeregelung mit Anpassung des Volumenstroms der Entladepumpe an den Zapfvolumenstrom

13. OTTI - Symposium "Thermische Solarenergie" vom 14. – 16.5.2003

[http://www.zfs-energietechnik.de/data/docs/20050309161040\\_0.pdf?RND=17872](http://www.zfs-energietechnik.de/data/docs/20050309161040_0.pdf?RND=17872)

/4/ Peuser, F. A.; Remmers K-H.; Schnauss M.

Langzeiterfahrung Solarthermie; Solarpraxis; ISBN 3-934595-01-4

/5/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus

Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II

Abschlussbericht Juni 2009 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006)

[http://www.zfs-energietechnik.de/main.php?RND=17872&MANDANT\\_ID=1&ID=229](http://www.zfs-energietechnik.de/main.php?RND=17872&MANDANT_ID=1&ID=229)

/6/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)



## Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

### Kurzbericht zum Langzeitverhalten

### Solaranlage im Altenheim Hans-Sieber-Haus Manzostraße in München

Förderkennzeichen 032 9652 E

Berichtszeitraum: 11/1999 bis 06/2009

von Reiner Croy und Hans Peter Wirth



Abbildung 1: Teilansicht des Kollektorfeldes auf dem Dach des Altenheimes

#### 1. Objektbeschreibung

Das Altenheim wurde 1978 gebaut und liegt in einem Münchener Wohngebiet (Allach/Untermenzing) mit Ein- und Mehrfamilienhäusern. Das Heim beherbergt ca. 320 Bewohner und besteht aus mehreren Gebäudetrakten, die von einer zentralen Heizanlage mit Wärme versorgt werden. Die Solaranlage wurde i.R. des Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 gefördert und im Oktober 1999 in Betrieb genommen. Betreiber zum Zeitpunkt der Antragstellung war die Stadt München, während der Bewilligungsphase ging der Betrieb auf die Münchenstift GmbH über.

Das knapp 240 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld ist auf das rd. 1.000 m<sup>2</sup> große Flachdach eines Gebäudetraktes aufgeständert. Das Flachdach besteht aus einer ca. 1 m hohen statisch tragfähigen Holzständerkonstruktion, die auf der Betondecke des 2. OG befestigt ist. Die Aufständerungskonstruktion des Kollektorfeldes ist auf lose auf dem Dach liegende Betonschwellen geschraubt, die zum Schutz gegen Beschädigungen der Dachhaut mit einer Gummimatte unterlegt sind. Die übrige Solartechnik (Pufferspeicher, Wärmetauscher, Pumpen, Regelung) befindet sich in der ca. 100 m entfernten Heizzentrale des Heimes.

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Untersuchungen wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 2. Konzeption und Auslegung

Die Solaranlage ist zur Vorwärmung des Trinkwassers konzipiert. Die Verbrauchsmessung zur Planung der Solaranlage wurde mit einem bauseits vorhandenen Wasserzähler durchgeführt und ergab einen täglichen Warmwasserverbrauch (Mo. - Fr.) von 28 m<sup>3</sup> bei 60 °C.

Bei einer für Trinkwasser-Vorwärmanlagen üblichen Auslegung von rd. 1 m<sup>2</sup> Kollektorfläche pro 70 l Warmwasser und Tag ergibt sich eine Kollektorfläche (aktive Absorberfläche) von 400 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>, es wurden jedoch nur 239 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub> installiert, da sonst das Kollektorfeld auf zwei weitere unterschiedlich hoch gelegene Dachflächen hätte zergliedert werden müssen, worauf wegen des erhöhten Installations- und Regelungsaufwandes aus Kostengründen und technischen Gründen verzichtet wurde. Das Gesamtvolumen der drei 4,7 m<sup>3</sup> großen solaren Pufferspeicher beträgt 14,1 m<sup>3</sup> (59 l/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>).

## 3. Beschreibung der Solaranlage

### 3.1 Systemaufbau

Abbildung 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems. Ein detailliertes Schaltbild und umfangreiche Angaben zu den installierten Komponenten kann /1/ entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Hauptkomponenten:

- Kollektorkreis (239 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>); Hersteller Thermo Solar
- solare Pufferspeicher (14,1 m<sup>3</sup> (3 x 4,7 m<sup>3</sup>), Heizungswasser)
- Nachheizspeicher (2 x 1 m<sup>3</sup>, Trinkwasser, Erwärmung durch Gas-Brennwertkessel und BHKW)

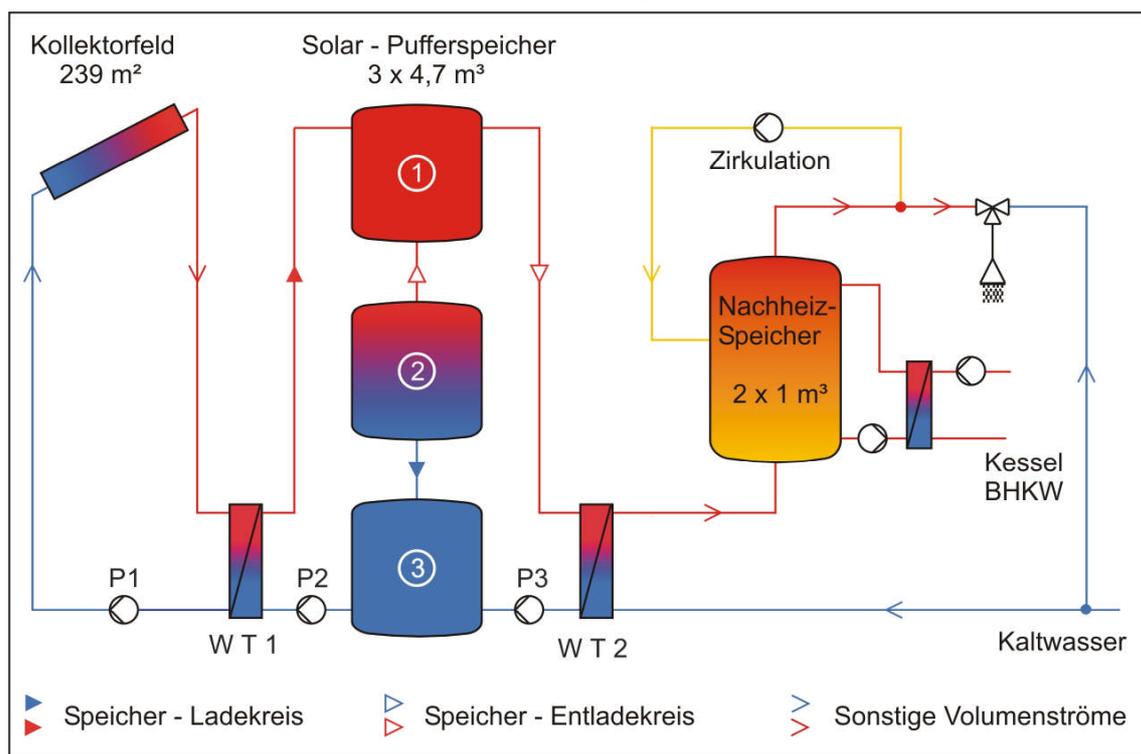


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Wärmeträgers (Gemisch aus Wasser und Frost-/Korrosionsschutzmittel) über die Pumpe P1, den Kollektorkreis-Wärmetauscher und die Pumpe P2 in die drei je 4,7 m<sup>3</sup> großen Solar-Pufferspeicher transportiert. Die Entladung der Pufferspeicher erfolgt über einen externen Entladewärmetauscher mit der Pumpe P3. In diesem Wärmetauscher wird das kalte Trinkwasser im Durchlauf erwärmt.

In den beiden Nachheizspeichern kann das Trinkwasser über zwei Gas-Brennwertkessel und ein BHKW nacherwärmt werden. Zusätzlich ist eine Anlage zur thermischen Desinfektion der Fa. Cete-therm in das Warmwassernetz integriert, mit der das Trinkwasser zunächst über 60 °C erwärmt und dann wieder abgekühlt wird. Die Einbindung dieser Anlage ist ausführlich in /1/ beschrieben.

### 3.2 Regelung

In diesem Kurzbericht erfolgt nur eine grundsätzliche Beschreibung des Regelprinzips und der durchgeführten Optimierungsarbeiten. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in /1/.

Regelgröße	Funktionsprinzip
ein/aus Kollektorpumpe P1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kollektortemperatur erreicht Mindestwert</li> <li>• <math>\Delta T</math> (Kollektorfühler – Pufferspeicher 3 unten)</li> <li>• P1 aus wenn Pufferspeicher 1 oben &gt; 90 °C</li> </ul>
ein/aus Pufferladepumpe P2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta T</math> (Primärseite Eintritt Kollektor-WT – Puffersp. 3 unten)</li> <li>• P2 aus wenn Pufferspeicher 1 oben &gt; 90 °C</li> </ul>
ein/aus Pufferentladepumpe P3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zapfvolumenimpuls ist vorhanden</li> <li>• <math>\Delta T</math> (Pufferspeicher 1 oben – Kaltwasser)</li> <li>• Begrenzung der Trinkwarmwassertemperatur auf 60 °C</li> </ul>

Die Regelfunktionen werden ausgeführt mit einem Temperaturdifferenzregler, einem Thermostat und einem Entladeregler, der den Volumenimpuls des gezapften Kaltwassers erfasst. Mit dem Entladeregler wird der Fördervolumenstrom der Pumpe P3 im Entladekreis so eingestellt, dass er gleich dem des gezapften Kaltwassers ist (über eine sog. Impulsbreitenregelung zur Variierung der Pumpenlaufzeit; siehe /1/). Für eine optimale Wärmeübertragung an das Trinkwasser, für möglichst niedrige Rücklauftemperaturen in den Solarpuffer und damit für eine optimale die Effizienz des Solarsystems ist es entscheidend, dass das durch die Verbraucher zufällig vorgegebene Zapfprofil von der Entladepumpe möglichst 1:1 nachgefahren wird.

### 3.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und Detailanalysen einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sekunden, die Pumpenlaufzeiten alle 2 Sekunden erfasst und als 5-Minuten-Mittelwert oder Summe abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Speicherintervalls abgespeichert, die zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben. Außerdem geben die Min/Max-Werte Aufschluss darüber, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern sind (weitere Details zur Messtechnik in /1/). Die wichtigsten Messwerte wurden im ersten Jahr auf eine Schautafel im Eingangsbereich übertragen. Nach dem Umbau der Heizzentrale (vgl. Kapitel 4) war das zugehörige Datenübertragungskabel nicht mehr aufzufinden und wurde trotz Drängen der ZfS auch nicht mehr erneuert.

### 4. Übersicht über die Messperioden / Jahressummen und Kennzahlen

Die Solaranlage wurde 7 Jahre lang von 1999 bis Ende 2006 messtechnisch betreut. Ab 2007 wurde die Betreuung eingestellt da eine erhebliche Minderleistung der Wärmetauscher und des Kollektorfeldes festgestellt wurde, jedoch keine Aussicht auf Ursachenforschung durch Detailanalysen bzw. Optimierung durch Austausch von Komponenten bestand. Die Messdaten liefen jedoch noch nach wie vor ungeprüft bei der ZfS auf und wurden erst im Zuge dieses Berichtes ausgewertet.

10/1999 bis 9/2000	Probetrieb (sehr langwierig wegen diverser Fehlströmungen im Trinkwassernetz und aufwändige Einstellung der Regelung)
10/2000 bis 5/2001	Beginn der 1. Intensivmessphase
6/2001 bis 4/2003	Stilllegung der Solaranlage wegen Umbau der Heizzentrale Entleerung des Kollektorfeldes; Demontage und Einlagerung der Wärmetauscher, Rohrleitungen, Pumpen, Armaturen; Messtechnik
5/2003	Wiederinbetriebnahme der Solaranlage mit den eingelagerten Bauteilen Beginn zweiter Probetrieb
10/2003 bis 9/2004	2. Intensivmessphase mit Detailuntersuchungen einzelner Komponenten Prüfung auf Einhaltung des solaren Garantiertrages und Energiebilanzierung
10/2004 bis 2006	Langzeitüberwachung
2009	Auswertung der bis Ende 2008 aufgelaufenen Messdaten

## Einstrahlung und solare Nutzenergie

Abbildung 3 zeigt Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad (Relation von solarer Nutzenergie zu Strahlungsenergie). Ausfallzeiten der Anlage aufgrund von Defekten und Umbauten wurden nicht korrigiert, eine derartige Korrektur erfolgte lediglich bei der Prüfung ob der solare Garantieertrag eingehalten wurde /1/. Hier ist dagegen die tatsächlich gelieferte Nutzenergie dargestellt. Von den Jahren 2001 bis 2003 liegen wegen des Umbaus der Heizzentrale und der notwendigen Demontage der Messtechnik keine Jahres-Strahlungssummen vor, es ist jedoch die bis Mai 2001 und ab Mai 2003 erzielte Nutzenergie dargestellt.

Die jährlich eingestrahlte Energie auf das Kollektorfeld liegt zwischen 314 und 336 MWh (1.312 bis 1.408 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>), die Jahres-Nutzenergie zwischen sehr niedrigen 28,0 und 85,2 MWh (117 bis 356 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Deutlich ist zu erkennen, dass die Nutzenergie ab 2004 kontinuierlich abnimmt, was hauptsächlich auf den abnehmenden Warmwasserverbrauch (s. Abbildung 4) zurückzuführen ist. Entsprechend sinkt auch der Jahres-Systemnutzungsgrad von 27,3 auf 8,5 % ab. Darüber hinaus entstanden Energieeinbußen aufgrund von Betriebsstörungen in den Jahren 2004 (Luft im Kollektorfeld), 2006 und 2007 (keine Pufferentladung an 22 bzw. 85 Tagen) sowie 2008 (Pufferladepumpe 12 Tage lang defekt, zeitweise Luft im Kollektorkreis).

## Warmwasserverbrauch / Auslastung

Der Warmwasserverbrauch war schon zum Beginn der Betriebsaufnahme im Jahr 2000 mit rd. 14 m<sup>3</sup>/d erheblich niedriger als der Auslegungsverbrauch (Abbildung 4). Die bei der Vorplanung gemessenen 28 m<sup>3</sup>/d wurden nur an wenigen einzelnen Tagen erreicht. Der Minderverbrauch im Jahre 2000 stand u.a. in Zusammenhang mit Fehlströmungen im Trinkwasser-Leitungsnetz sowie mit Problemen mit einer Ionisierungsanlage zur Trinkwasseraufbereitung, aufgrund derer das Trinkwasser zeitweise an der Solaranlage vorbei strömte (Details in /2/).

Die Ursache für den Rückgang des gemessenen Warmwasserverbrauchs ab 2004 ist unbekannt. Der Betreiber vermutete anfänglich einen Rückgang aufgrund geringerer Abnahme, was uns jedoch unwahrscheinlich erscheint, da der Rückgang auf inzwischen nur noch 2,4 m<sup>3</sup>/d (10 l/(d·m<sup>2</sup>)) kontinuierlich erfolgt. Auch ein Messfehler am Volumenzähler scheidet nahezu aus. Wir vermuten einen schleichenden Fehler. Derzeit untersucht der Betreiber das Warmwassernetz dahingehend, ob Kaltwasser über defekte Mischarmaturen in das Warmwassernetz einströmt. Das Beispiel zeigt, dass eine kontinuierliche Beobachtung der Solaranlage und bei Bedarf eine sorgfältige Ursachenforschung dringend gegeben ist. Ohne die Auswertung durch die ZfS wäre der Rückgang des Zapfverbrauches und dessen gravierender Einfluss auf die Effektivität vermutlich nicht entdeckt worden.

## Solarer Zapf- und Zirkulationsdeckungsanteil

Abbildung 5 zeigt den Verlauf des Energieverbrauchs für Zapfen in Relation zur solaren Nutzenergie. Der Energieverlauf für das gezapfte Warmwasser entspricht dem des Warmwasserverbrauchs. Trotz der sehr niedrigen Auslastung in den letzten vier Jahren liegt der solare Deckungsanteil bezogen auf das durch den Entladewärmetauscher geströmte Trinkwasser nur bei 38 bis 40 %, bzw. 2008 bei 50 %. Wie Detailanalysen gezeigt haben, liegen die Leistungen des Kollektorfeldes und Kollektorkreiswärmetauschers weit hinter den Sollwerten (Kap. 5.3), was als Hauptursache für den zu niedrigen Deckungsanteil zu sehen ist. Außerdem traten Defekte und Fehlfunktionen auf (s. o. und Kap. 5.3).

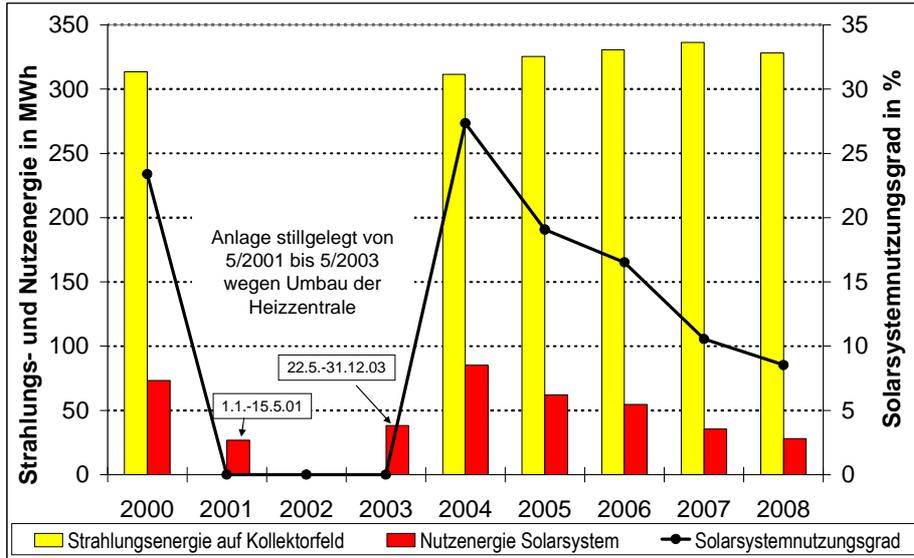


Abbildung 3 Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

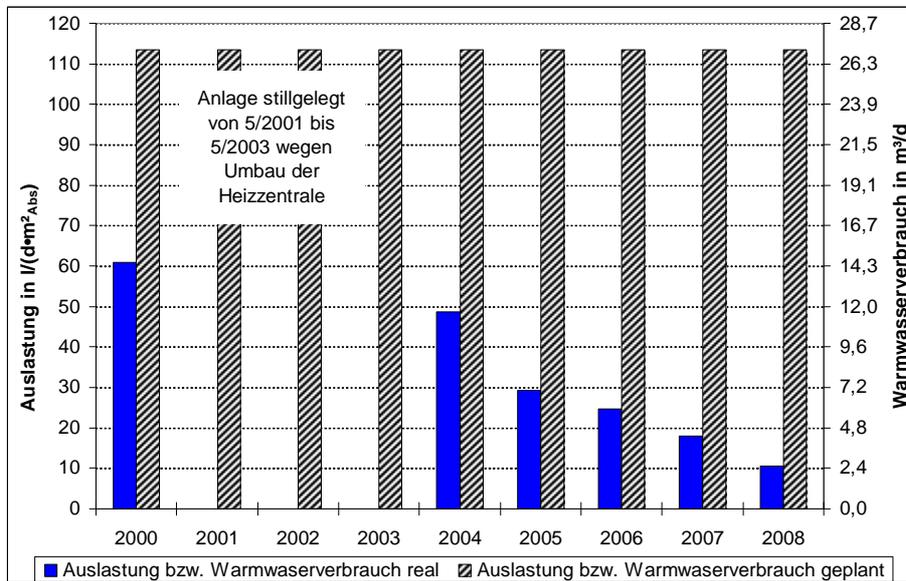


Abbildung 4 Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung

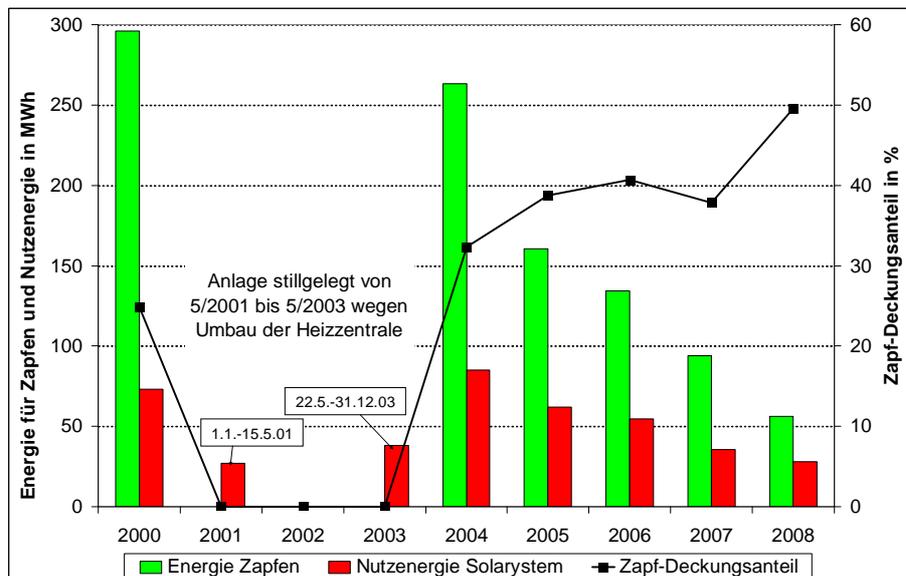


Abbildung 5 Energie für Zapfen; solare Nutzenergie; Zapf-Deckungsanteil

## 5. Betriebserfahrungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Betriebserfahrungen aus dem Probetrieb, der Intensivmessphase und der Langzeitbeobachtung zusammengefasst.

### 5.1 Hydraulischer Aufbau der Anlage

Der einfache und übersichtliche Aufbau der Anlage mit der Reihenschaltung der Solarpufferspeicher hat sich bewährt. Dies bezieht sich auch auf das Funktionsprinzip der Trinkwassererwärmung mit einem Entladewärmetauscher im Durchlaufsystem. Für Änderungen an der Verrohrung des Solar-systems bestand keine Veranlassung.

Als nicht optimal erachten wir jedoch, dass die Begrenzung der Austrittstemperatur des Trinkwassers aus dem Entladewärmetauscher auf 60 °C alleine durch die Reduzierung des Entladevolumenstroms erfolgt. Sinnvoller erscheint uns, eine Rücklaufbeimischung im Entladekreis vor dem Wärmetauscher, weil dadurch erhöhte Temperaturen an den Tauscherplatten vermieden werden und somit einer Verkalkung des Wärmetauschers vorgebeugt wird. Mit der derzeitigen Entladeregelung können bei voll erwärmten Pufferspeichern dagegen Heizwassertemperaturen von 90 °C an den Tauscherplatten auftreten.

Die dennoch vereinzelt aufgetretenen Probleme im Entladekreis betrafen die Regelung der Entladepumpe (s. u.), nicht jedoch den hydraulischen Aufbau. Mit der eingebauten Entladepumpe können Zapfprofile bis zu 4,5 m<sup>3</sup>/h in der Spitze nachgefahren werden. Seit dem Umbau der Heizzentrale, der mit Schließung eines Hallenbades und einer Sauna einherging, sind die Zapfspitzen etwa um den Faktor 2 niedriger, weshalb der maximale Fördervolumenstrom der Entladepumpe nun zu hoch ist.

### 5.2 Regelung

Die ursprüngliche Regelung wies einige Mängel auf und wurde auf Veranlassung der ZfS optimiert.

#### Laderegelung

Die Freigabe der Kollektorkreispumpe ab einer bestimmten Absorbtemperatur macht für eine Vorwärmanlage keinen Sinn, hier sollte alleine die Temperaturdifferenz zwischen Absorber und Puffer 3 unten maßgebend sein. Am Regler wurde deshalb der Freigabewert so niedrig eingestellt, dass die Pumpe immer einschaltet sobald eine ausreichende Temperaturdifferenz vorhanden ist.

Die richtige Position des Kollektor-Regelfühler war schwierig herauszufinden, da vom Kollektorhersteller werksseitig keine Anbindung vorgesehen war (z.B. Tauchhülse in einem Strömungskanal). Mit der Positionierung eines Anlegefühlers an ein Sammelrohr im Kollektor und schließlich auf das Absorberblech wurde so lange probiert, bis dass ein akzeptables (aber immer noch nicht optimales) Regelverhalten erzielt wurde. Ohne die Messtechnik wäre keine genaue  $\Delta T$ -Regelung möglich gewesen. Ein Kollektor ohne eindeutige Vorgabe der Fühlerposition ist für eine  $\Delta T$ -Regelung untauglich.

Ursprünglich wurde fälschlicherweise allein die Temperatur im Solarpuffer 3 unten für die Abschaltung der Kollektor- und Ladepumpe gemessen, obwohl die Temperatur im Pufferspeicher 1 oben maßgebend ist. Dieser regelungstechnische Strategiefehler wurde "überlistet", indem ein Thermostat in Puffer 1 oben nachgerüstet wurde, das die Pumpen bei 90 °C abschaltet. Gleichzeitig wurde die Abschalttemperatur in Puffer 3 unten so hoch gesetzt (auf 90 °C), dass sie als Ausschaltbedingung nie zum Einsatz kommen kann, da die Pumpe über den Fühler im oberen Speicher immer vorher abschaltet.

Nachteilig ist, dass die Hysteresen am Laderegler fest vorgegeben und nicht einstellbar sind, bzw. nur durch den Austausch von Widerständen veränderbar sind.

#### Entladeregelung

Die Entladepumpe P3 wurde ursprünglich erst freigegeben, wenn Pufferspeicher 1 oben eine Mindesttemperatur überschreitet. Auch diese Bedingung macht keinen Sinn, denn neben dem Vorhandensein eines Zapfsignals ist alleine die Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeicher 1 oben und Kaltwasser maßgebend. Da diese im Entladeregler fest eingebaute, unsinnige Bedingung nicht abgeschaltet werden kann, wurde sie ebenfalls durch Herabsetzen der Mindesttemperatur außer Kraft gesetzt und ein entsprechender Temperaturdifferenzregler nachgerüstet.

Im übrigen war der optimale Einstellwert für die Entladepumpenlaufzeit zum Abgleich des Fördervo-

lumens an den Zapfvolumenstrom schwierig zu finden und wäre ohne die vorhandene Messtechnik nicht zu ermitteln gewesen. Ähnlich wie beim Kollektor, ist auch eine derartig schwer einstellbare Regelung für einen breiten Praxiseinsatz untauglich.

### 5.3 Langzeitstabilität einzelner Komponenten

Während des Umbaus der Heizzentrale war das **Kollektorfeld** zwei Jahre außer Betrieb. Die Kollektoren waren in dieser Zeit nur mit Luft gefüllt. Nach Wiederinbetriebnahme der Solaranlage wurde eine Minderung des Kollektorkreiswirkungsgrades um 14% gegenüber dem 1. Betriebsjahr gemessen /1/.

Im Jahre 2004 war nach 5 Jahren eine Pressverbindung der Kollektorkreisverrohrung undicht.

Eine weitere Schwachstelle ist die Minderleistung des **Kollektorkreiswärmetauschers**. Laut Auslegung sollte der Wärmetauscher eine Leistung von  $84 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$  haben. Im 1. Betriebsjahr 2000 lag die Leistung im Bereich 40 bis  $60 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$ . Nach Wiederinbetriebnahme der Solaranlage (der Wärmetauscher war zwei Jahre lang eingelagert) lag sie zunächst bei  $35 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$  und fiel dann bis 2004 auf  $20 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$  ab /1/. Möglicherweise ist die Übertragungsleistung inzwischen noch schlechter. Außerdem war der geschraubte Wärmetauscher mehrmals undicht.

Die Gründe für die Leistungsabnahme des Kollektorfeldes und des Kollektorkreiswärmetauschers können nur durch Laboruntersuchungen (Kollektor- und Wärmetauschertest) herausgefunden werden. Die Übertragungsleistung des Entladewärmetauschers wurde nicht analysiert.

Zwei Defekte traten an **Pumpen** auf:

- Motorschütz der Entladepumpe P3 schaltete nicht (nach 3 Monaten (1999) und 8 Jahren (2007))
- Pufferbeladepumpe P2 war defekt und wurde ausgetauscht (nach 9 Jahren; 2008)

### 5.4 Anlagenspezifische Fehler

Manche Fehler waren anlagenspezifisch und in Ihrer Art untypisch für andere Solarsysteme. Sie zeigen jedoch, wie wichtig eine individuelle Überwachung von Solaranlagen ist:

- Kein Zapfvolumen (2000)  
Über zwei Monaten lang strömte kein oder nur ein vermindertes Zapfvolumen über die Solaranlage. Ursache waren hydraulische Probleme im Zirkulationsnetz sowie mit einer Ionisierungsanlage.
- Luft in den Solarpuffern (2000; 2003)  
Ein Haarriss an einem Puffer führt zur Undichtigkeit.  
Ursache für den Haarriss: bei der Aufstellung entstand an einem Speicher eine Delle  
Abhilfe: auf den Haarriss wurde eine Blende geschweißt.
- Reduzierte Temperatur des erwärmten Trinkwassers (2003)  
Aufgrund eines falsch gewählten Wasserzählers in einer Dosieranlage zur Enthärtung des Trinkwassers (Kalt- statt Warmwasserzähler) musste die Austrittstemperatur aus dem Entladewärmetauscher 4 Monate lang auf  $40 \text{ °C}$  begrenzt werden.

### 5.5 Langzeitstabilität der Messtechnik

Im Jahre 2000 war ein Volumenzähler defekt (vermutlich aufgrund von untypischer Vereisung weil die alten Kessel kalte Luft über den Boden ansaugten), zwei Mal fiel ein Impulskopf aus. Seit Mitte 2008 ist die Strahlungsmessung in der geneigten Ebene defekt. Weiterhin fiel der Außentemperaturfühler aus sowie zweimal der Temperatur-Messfühler im Kollektor zur Kontrolle der Kollektorkreisregelung. Keine Aussage können wir über die Genauigkeit der mittlerweile fast 10 Jahre alten Volumenzähler machen (davon 2 Jahre lang eingelagert). An den übrigen Temperaturfühlern traten keine Defekte auf, auch die Datenerfassung läuft weitestgehend robust und zuverlässig.

## 6. Kosten, Energiebilanz, Wirtschaftlichkeit, Förderung

Der Installateur hat einen Energieertrag von  $154 \text{ MWh/a}$  bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert, was einem spezifischem Ertrag von  $645 \text{ kWh}/(\text{a}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$  entspricht. Da das erste Messjahr wegen des Umbaus der Heizzentrale vorzeitig abgebrochen werden musste, konnte die Einhaltung

des garantierten Ertrages erst nach der Wiederinbetriebnahme der Anlage überprüft werden. Dieser Energieertrag wurde jedoch unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten nur zu 69 % eingehalten, und liegt damit deutlich unter dem tolerierten Mindestwert von 90 % (Details und Erläuterungen des Prüfverfahren zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /1; 3/ ausführlich beschrieben). Das der Wert nicht eingehalten wird liegt vermutlich an der Leistungsminde- rung des Kollektorfeldes und des Kollektwärmetauschers nach dem Umbau.

Tabelle 2 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 154 MWh und Brutto-Systemkosten von 230.500 € (inkl. Pla- nung und inkl. 16 % MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20-jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins, Plankosten für die Solarwärme von 0,131 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 7 Jahre hoch, ergeben sich 1.078 MWh.

Der tatsächliche Energieertrag beträgt in den 7 Betriebsjahren nur 405 MWh (die Erträge der "angeb- rochenen" Jahre 2001 und 2003 wurden zusammengefasst und der Ertrag in den an einem komplet- ten Jahr fehlenden 10 Tagen geschätzt). Der 7-Jahres-Garantiewert von 1.078 MWh wird somit nur zu 38 % eingehalten, was am niedrigen Zapfvolumen, den beschriebenen Ausfällen und Defekten sowie der Leistungsminde- rung liegt.

Die eingesparte Gasmenge beträgt mit den in Tabelle 2 getroffenen Annahmen 42.900 m<sup>3</sup>, was einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 90 t entspricht.

<b>Kosten (1999)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		171.700 €
- Planung ohne MwSt.		27.000 €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		71.600 €
<b>Solarsystem inkl. Planung, inkl. 16 % MwSt.<sup>1)</sup></b>		<b>230.500 €</b>
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6 % Zins (8,72 % Annuität)		20.100 €
	pro Jahr	7-Jahressumme (7-Jahresmittelwert)
<b>Energieerträge</b>		
- garantierter Energieertrag	154 MWh	1.078 MWh (645 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- tatsächlicher Energieertrag (7-Jahresmittel)	58 MWh	405 MWh (242 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
Relation tatsächlicher Energieertrag / garantierter Energieertrag		38 %
<b>Einsparung Gas und CO<sub>2</sub></b> bezogen auf tatsächlichen Energieertrag; Annahmen: Jahres-Kesselnutzungsgrad 0,9 unterer Heizwert Hu = 10,5 kWh/m <sup>3</sup> <sub>Gas</sub> Emissionsfaktor: 0,2 kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>Hu</sub>		42.900 m <sup>3</sup> 90 t
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,131 €/kWh
- tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (7-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)		0,347 €/kWh

<sup>1)</sup> 16 % MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

*Tabelle 2: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)*

Es errechnen sich solare Wärmekosten von 0,131 €/kWh (Garantie) bzw. 0,347 €/kWh (real). Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Gasmenge nicht gegengerechnet, zumal uns über den 7-jährigen Be- trachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Gaskosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Die Anlage wurde im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000, durch das damals zuständige Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) mit rd. 127.500 € (55,3 %) gefördert, die Messtechnik (incl. Schautafel) in Höhe von über 46.000 € zu 100 %. Für den Betreiber kostet die Solarwärme damit immer noch 19 Cent pro kWh, was erheblich über den heutigen Gas-Wärmekosten liegt. Voraussetzung für eine Verringerung der solaren Wärmekosten ist die Erhöhung der Auslastung, was bedingt, dass die Ursache des stark zurückgegangenen Zapfvolumens gefunden wird, denn wir gehen nicht davon aus, dass dieser Rückgang allein auf einem gesunkenen Warmwasserverbrauch resultiert.

## 7. Zusammenfassung und Fazit

Das Systemkonzept der Trinkwasservorwärmung mit einem Wärmetauscher im Durchflussbetrieb hat sich im Prinzip bewährt, die Einstellung des Entladereglers und die Anpassung der Pumpe an den Regler war jedoch nicht unproblematisch und ohne Überprüfung durch Messtechnik nicht praktikabel.

Der bei der Planung zugrunde gelegte Auslegungsverbrauch von täglich 28 m<sup>3</sup> bei 60 °C wurde zu keinem Zeitpunkt eingehalten. Derzeit strömen nur noch 2,4 m<sup>3</sup>/d über die Solaranlage. Wir vermuten, dass erhebliche Mengen Trinkwasser an der Solaranlage vorbeiströmen und direkt vom Kessel bzw. BHKW erwärmt werden. Die derzeit laufende Überprüfung des Trinkwassernetzes gibt hierüber hoffentlich Aufschluss.

Durch den großen Umbau der Heizzentrale und Sanierung vieler Bereiche des Heimes war die Solaranlage zwei Jahre außer Betrieb. Die Kollektoren waren während dieser Zeit ungefüllt und bis auf die Pufferspeicher wurden fast alle Komponenten demontiert und eingelagert. Inwieweit sich dies auf die Leistungsfähigkeit der Komponenten ausgewirkt hat, konnte nicht untersucht werden. Wir vermuten jedoch, dass die erheblichen Leistungseinbußen von Kollektorfeld und Kollektorzirkulationswärmetauscher nach der Wiederinbetriebnahme damit in Zusammenhang stehen.

Die reduzierte Leistung des Kollektorfeldes ist zwar bedauerlich, angesichts der Überdimensionierung jedoch kein Grund die Kollektoren auszuwechseln. Wir empfehlen jedoch den Austausch des Kollektorkreiswärmetauschers angesichts des sehr schlechten Übertragungsverhaltens (Leistungseinbuße von mindestens Faktor 3, möglicherweise auch inzwischen mehr). Falls das Zapfvolumen nicht wieder signifikant erhöht werden kann, wäre die solare Deckung von Zirkulationsverlusten noch eine Möglichkeit die Auslastung der Anlage zu erhöhen. Ein derartiger Umbau wurde in der Anlage der Jugendherberge Saarbrücken durchgeführt, die ähnlich wie diese Anlage aufgebaut ist. Der Umbau ist in /4/ ausführlich beschrieben.

Ausgehend von der im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren, kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb noch mindestens 10 bis 15 Jahre lang Energie liefern kann. Wichtige Voraussetzung ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen der ZfS-Betreuung zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von uns verlassen kann. Wenn Fehler auftreten, so sollten diese rasch und mit Nachdruck behoben werden.

Die Solaranlage kann ihrer Rolle als Vorbildanlage für heute neu zu installierende Systeme noch in Teilen gerecht werden (z.B. Art der Kollektoraufständigung, Pufferspeicherverschaltung in Reihe, Durchflussprinzip bei der Entladung). Auch das Regelkonzept ist noch zeitgemäß. Bezüglich der Regelgeräte erwarten wir, dass es heute Regler gibt, die alle die in /1/ ausführlich beschriebenen Regelfunktionen integriert haben, sodass man auf Nachrüstungen verzichten kann.

Nicht vorbildlich ist der derzeit geringe Zapfverbrauch in Relation zur Anlagengröße und das sehr schlechte Übertragungsverhalten des Kollektorkreiswärmetauschers.

Weitere Ergebnisse über andere Solaranlagen und über allgemeine Erfahrungen mit thermischen Großanlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus finden sich auf den Internetseiten der ZfS und der Förderprogramme /5/.

## 8. Literatur

- /1/ Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Solaranlage im Altenheim Hans-Sieber-Haus Manzostraße in München  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 1.11.1999 bis 30.9.2004, Dezember 2006; Bezug: ZfS
- /2/ Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Solaranlage im Altenheim Hans-Sieber-Haus Manzostraße in München  
Zwischenbericht – Berichtszeitraum: 1.11.1999 bis 31.10.2000, November 2000  
Bezug auf Anfrage bei ZfS
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II  
Abschlussbericht März 2008 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006); Bezug: ZfS
- /4/ Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Solaranlage in der Jugendherberge Saarbrücken  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 26.6.1997 - 9.10.2003, Dezember 2003
- /5/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus  
[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)  
Bezug aller ZfS-Berichte (außer /2/): [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)

## Kurzbericht zum Langzeitverhalten

### Solaranlage im Seniorenheim „M.A. Nexö“ in Leipzig

Förderkennzeichen 032 9602 K

Berichtszeitraum: 1/1998 bis 12/2008

Hans Peter Wirth



Abbildung 1: Ansicht eines der beiden Kollektorfelder auf dem Trakt 2

#### 1. Objektbeschreibung

Das Städtische Alten- und Pflegeheim "M. A. Nexö" ist eines der größten Altenheime Deutschlands. Es besteht aus einem Komplex von 5 parallel zueinander angeordneten Häusern, die durch 4 Querverbindungen, den so genannten "Trakten", miteinander verbunden sind. Alle Häuser und Trakte sind viergeschossig, die Firsthöhe beträgt ca. 18 m. Die Häuser und die Trakte sind mit Satteldächern abgeschlossen. Die Dachgeschosse aller Gebäude sind nicht ausgebaut. Das Objekt hatte vor der Sanierung 670 Plätze und wurde im Zeitraum von 1995 bis 2000 schrittweise mit Fördermitteln des Bundes und des Landes umfassend saniert. Dabei wurde eine Reduzierung der Belegung auf ca. 600 Plätze vorgenommen. Im Zuge der Sanierungsarbeiten entstand seitens der Stadt Leipzig die Idee, die Trinkwarmwasserbereitung mit einer thermischen Solaranlage zu unterstützen. Zum Anschluss an die Solaranlage wurden die Trakte 2, 3 und 4 und die Häuser 3 und 4 vorgesehen. Die Häuser 1, 2 und 5 sowie Trakt 1 blieben unberücksichtigt, da für diese im Rahmen der Sanierungsmaßnahmen keine Finanzmittel der Bauförderung bereitstanden. Die Solaranlage wurde 1997 installiert und im Rahmen des Teilprogramms 2 von Solarthermie-2000, gefördert und vermessen.

Die diesem Bericht zugrunde liegenden Untersuchungen wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) unter dem Förderkennzeichen 032 9601Q gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

## 2. Konzeption und Auslegung

Die Solaranlage ist zur Vorwärmung des Trinkwassers konzipiert und beinhaltet in der geplanten Schaltung s. /1/ und Abb.7) auch die solare Erwärmung der Zirkulation. Die solare Teildeckung der Zirkulation wurde bei der Auslegung der Solaranlage jedoch nicht berücksichtigt. Für die Auslegung wurde der Bedarf an Warmwasser im Jahr 1995 messtechnisch über knapp 3 Wochen ermittelt. Dies erfolgte mittels Volumenstromzählern, die in den Zulaufleitungen zu den Trinkwassererwärmern der Wohnbereiche und der Küche eingebaut wurden. Zusätzlich wurde die Temperatur am Speicherausstritt registriert. Während des Messzeitraums lag der durchschnittliche WW-Verbrauch im Wohnbereich (Häuser 3 und 4 sowie die Trakte 2, 3 und 4) bei 30.000 l pro Tag und in der Küche bei 4.700 l pro Tag. Die Durchschnittswerte beziehen sich auf eine Warmwassertemperatur von 48 °C. Während der Messphase waren laut Heimleitung 454 Bewohner im betreffenden Wohnbereich untergebracht. Daraus ergibt sich ein Pro-Kopf-Verbrauch an Warmwasser von rund 50 l/(Person·d) bei 60 °C. Dies erscheint nach heutiger Erfahrung mit ähnlichen Objekten relativ hoch (s. /2/ und /3/). Für die Auslegung der Solaranlage, konkret zur Dimensionierung der Kollektorfläche, wurde bei einer Planbelegung von 310 Bewohnern ein Standard-Warmwasserverbrauch von 19.500 l pro Tag bei 60 °C zugrunde gelegt.

Bei einer für Trinkwasser-Vorwärmanlagen empfohlenen Auslegung von rd. 1 m<sup>2</sup> Kollektorfläche pro 70 l Warmwasser und Tag ergab sich eine Kollektorfläche (aktive Absorberfläche) von 280 m<sup>2</sup><sub>Abs.</sub>. Das Volumen des solaren Pufferspeichers beträgt 14 m<sup>3</sup> (50 l/m<sup>2</sup><sub>Abs.</sub>).

## 3. Beschreibung der Solaranlage nach Umbau (s. a. Kap.5 Betriebserfahrungen)

### 3.1 Systemaufbau

Abbildung 2 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems nach dem Umbau ab 2003. Der Umbau wurde durchgeführt, weil die Solaranlage die vom Errichter garantierte Leistung nicht erbrachte (s. Kap. 5.1). Aufbau und Funktionsweise des ursprünglichen Solarsystems sowie umfangreiche Angaben zu allen installierten Komponenten können /1/ entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Komponenten:

- Kollektorfeld (294,4 m<sup>2</sup><sub>Abs.</sub>); Hersteller Sonnenkraft (wurde durch Umbau nicht verändert)
- solarer Pufferspeicher (14 m<sup>3</sup>, Heizungswasser) (wurde durch Umbau nicht verändert)
- Vorwärm-speicher (1,5 m<sup>3</sup>, Trinkwasser) mit thermischer Desinfektion zur Vorbeugung von Legionellenwachstum (erst nach Umbau vorhanden)
- Nachheizspeicher (1,5 m<sup>3</sup>, Trinkwasser, Erwärmung durch Fernwärme) (vor und nach Umbau vorhanden)

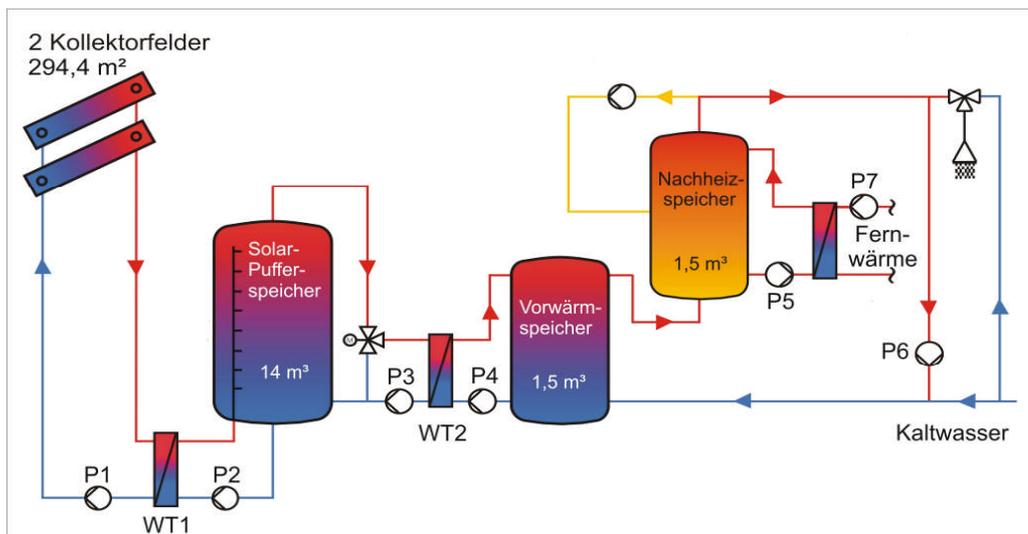


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema Solarsystem ab 2003

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Wärmeträgers (Gemisch aus Wasser und Frost-/Korrosionsschutzmittel) über die Pumpe P1, den Kollektorkreis-Wärmetauscher und die Pumpe P2 in den 14 m<sup>3</sup> großen Solar-Pufferspeicher transportiert. Die Entladung des Pufferspeichers erfolgt über einen externen Entladewärmetauscher mit der Pumpe P3. Zwischen dem Entladewärmetauscher und Kaltwasserzulauf ist ein 1,5 m<sup>3</sup> großer Trinkwasser-Vorwärmespeicher geschaltet, in dem über die Pumpe P4 das Trinkwasser (Kaltwasser) erwärmt wird. Zur Vorsorge gegen Legionellenwachstum wird der Vorwärmespeicher mittels Pumpe P6 über den Zirkulationsvorlauf 1 x pro Tag auf 60 °C erwärmt, sofern dies nicht durch die Pumpen P3 und P4 vom Solarpuffer her bereits erfolgt ist.

### 3.2 Regelung

In diesem Kurzbericht erfolgt nur eine vereinfachte grundsätzliche Beschreibung des Regelprinzips. Eine ausführliche Beschreibung findet sich in /4/.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<u>Ladung Pufferspeicher</u> ein/aus Kollektorpumpe P1 ein/aus Pufferladepumpe P2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>\Delta T</math> (Kollektorfühler - Pufferspeicher unten)</li> <li>• Pumpen sind aus: bei Erreichen von Maximaltemperaturen im Puffer (oben &gt; 90°C und unten &gt; 60 °C) oder am Kollektorfühler &gt;120°C</li> <li>• beide Pumpen werden zeitgleich geschaltet</li> </ul>
<u>Entladung Puffer / Belad. Vorwärmsp.</u> ein/aus Pufferentladepumpe P3 ein/aus Vorwärmsp.-ladepumpe P4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ein: <math>\Delta T</math> (Puffer oben – Vorwärmsp. oben)</li> <li>• Aus: <math>\Delta T</math> (Puffer oben – Vorwärmsp. unten) oder wenn Vorwärmsp. unten &gt; 50 bzw. 58 °C (s. /4/)</li> <li>• beide Pumpen werden zeitgleich geschaltet</li> </ul>
Legionellenschutzschaltung ein/aus Umladepumpe P6	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einschalten im Zeitfenster: 0:00 bis 4:00 Uhr</li> <li>• Abschalten bei Erreichen der Zieltemperatur von 58°C im Vorwärmespeicher (oben und unten)</li> </ul>

Die Regelfunktionen werden mit 2 separaten Reglern (Pufferladeregelung / Pufferentladeregelung) ausgeführt. Die Regelung der thermischen Desinfektion ist im Regler der Pufferentladung integriert.

### 3.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung der Energieströme, die Kontrolle der Regelung und Detailanalysen einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h), Temperaturen (in °C), sowie die Pumpenlaufzeiten erfasst und als 5-Minuten-Mittelwert oder -Summe abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Speicherintervalls abgespeichert, die zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten geben. Außerdem geben die Min/Max-Werte Aufschluss darüber, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern sind (weitere Details zur Messtechnik in /4/). Die wichtigsten Messwerte werden publikumswirksam auf das Schaubild einer Anzeigetafel im Foyer des Seniorenheims übertragen.

### 4. Übersicht über die Messperioden / Jahressummen und Kennzahlen

Die Solaranlage wurde 10 Jahre lang messtechnisch betreut. Von Mitte 1998 bis Ende 2001 von der TU Chemnitz und ab 2002 von der ZfS - Rationelle Energietechnik.

Ab 01/98	Inbetriebnahme der Anlage
04/1998 bis 12/1998	Probetrieb
12/1998 bis 12/2002	Intensivmessphase mit Detailuntersuchungen einzelner Komponenten, Prüfung auf Einhaltung des solaren Garantiertrages und Energiebilanzierung
12/2002	Umbau der Solaranlage auf ein System mit Vorwärmespeicher
03/2003 bis 03/2004	Messtechnische Überwachung des umgebauten Systems und Beginn einer erneuten Garantiemessung
04/2004 bis 12/2008	Langzeitüberwachung mit Energiebilanzierung

#### 4.1 Einstrahlung und solare Nutzenergie

Abbildung 3 zeigt die Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad (Relation von solarer Nutzenergie zu Strahlungsenergie). Ausfallzeiten der Anlage aufgrund von Defekten wurden nicht korrigiert, eine derartige Korrektur erfolgte lediglich bei der Prüfung, ob der solare Garantieertrag eingehalten wurde (vgl. Kapitel 5). Hier ist die tatsächlich gelieferte Nutzenergie dargestellt.

Die jährlich eingestrahlte Energie auf das Kollektorfeld schwankt über die Jahre zwischen 313 und 386 MWh (1.042 bis 1.313 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>).

Die solare Nutzenergie liegt in den Jahren vor dem Umbau (1999-2002) zwischen 63 und 77 MWh (214 bis 261 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). In diesen 4 Jahren ist ein leichter Anstieg der solaren Nutzenergie festzustellen. Dies liegt i. W. daran, dass sukzessiv Betriebsfehler beseitigt wurden (s.u. Kap. 4.2), die einen negativen Einfluss auf den Solarertrag hatten. Zusätzlich war im Jahr 2000 die höchste Auslastung der gesamten Messzeit, was sich insbesondere bei einem deutlich unter den Erwartungen liegenden Warmwasserverbrauch positiv auf den Solarertrag auswirkt.

In den Jahren 2003 bis 2008 nach dem Umbau des Solarsystems wurden deutlich höhere solare Erträge von 92 bis 123 MWh (311 bis 418 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) erzielt. Der geringste Ertrag von 92 MWh wurde in 2008 erreicht und ist auf eine deutlich reduzierte Auslastung zurückzuführen (s. Abb. 4). Im Mittel hat die neue Systemschaltung trotz etwas geringerer mittlerer Auslastung rund 55 % mehr Nutzenergie erzeugt als die vorherige Systemschaltung. Dies zeigt deutlich die große Bedeutung einer gut durchdachten Systemschaltung und gut funktionierenden Regelung.

Entsprechend stark ist auch der Jahres-Systemnutzungsgrad nach dem Umbau angestiegen. In den Jahren 1999 bis 2002 konnte dieser jedoch aufgrund defekter Strahlungsmessung nur für 2 Jahre ermittelt werden. Im Mittel lag der Jahres-Systemnutzungsgrad vor dem Umbau bei 22,5%, nach dem Umbau hingegen bei 30,7 % (s. Abb. 3). Der höchste Systemnutzungsgrad mit 33,8 % wurde im Jahr 2005 gemessen, als die Anlage weitgehend störungsfrei lief und zudem im Sommerhalbjahr eine gute Auslastung vorlag.

#### 4.2 Defekte und leistungsmindernde Betriebszustände

Sowohl vor dem Umbau als auch danach gab es Ertragseinbußen welche aus Defekten und leistungsmindernden Betriebszuständen resultierten (vgl. auch Kapitel 5: Betriebserfahrungen).

Die wichtigsten waren:

- 1999 Durchlaufende Pumpen der WÜG wegen loseem Regelfühler am Bereitschaftsspeicher. Dadurch ergab sich ein abgeschätzter Minderertrag von ca. 7 MWh. (s. /4/). Vom 5.5.-5.7.1999 war ein zu geringer Volumenstrom im Kollektorkreis vorhanden. Dadurch ergab sich ein abgeschätzter Minderertrag von ca. 7,5 MWh. (s. /4/).
- 2000 Durchlaufende Pumpen der WÜG wegen loseem Regelfühler am Bereitschaftsspeicher.
- 2002 Durch eine Verschmutzung hervorgerufen, kam es zu einem abnehmenden Volumenstrom bei der Beladung des Bereitschaftsspeichers und dadurch wieder zu durchlaufenden Pumpen der WÜG da die Warmwasser-Solltemperatur nicht erreicht werden konnte (s. Kap. 5.2).
- 2003: Mehrmals Störungen im Betrieb der Solaranlage durch Abblasen des Wärmeträgers (s. Kap. 5.3). Durch die zügige Reaktion des technischen Personals im Seniorenheim nach jedem Abblasen der Anlage konnten jedoch größere Ertragsausfälle vermieden werden.
- 2004: Vom 23.9. bis 4.10.04: Keine Entladung des Pufferspeichers, da Pumpe P3 defekt.
- 2006 Vom 18.11. bis 28.11.06: Kein Volumenstrom im Beladekreis Puffer
- 2008 Vom 20.11 bis 15.12.08: Wegen Wartungsarbeiten in der Fernwärmestation war die Solaranlage nicht am Trinkwassernetz angeschlossen.

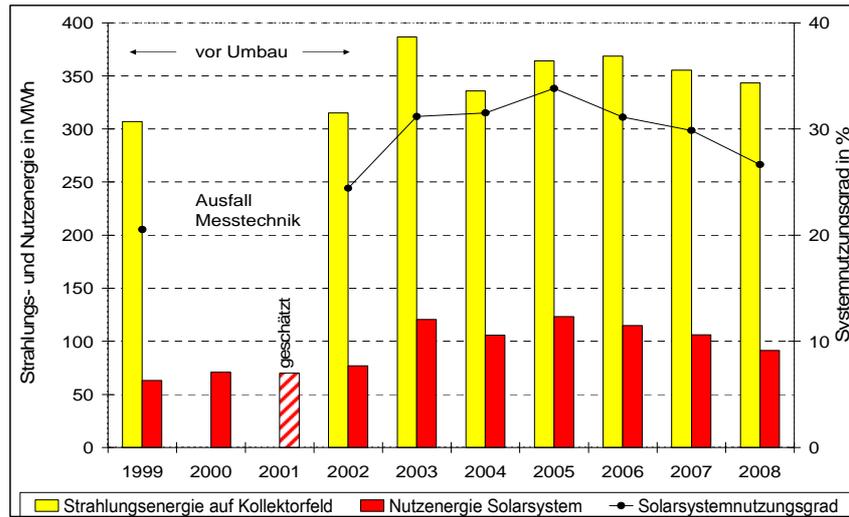


Abbildung 3: Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

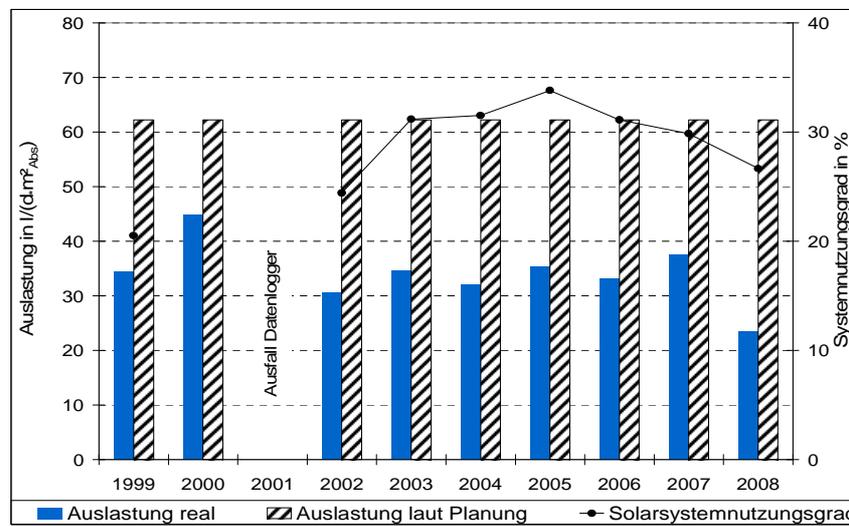


Abbildung 4: Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung; Systemnutzungsgrad

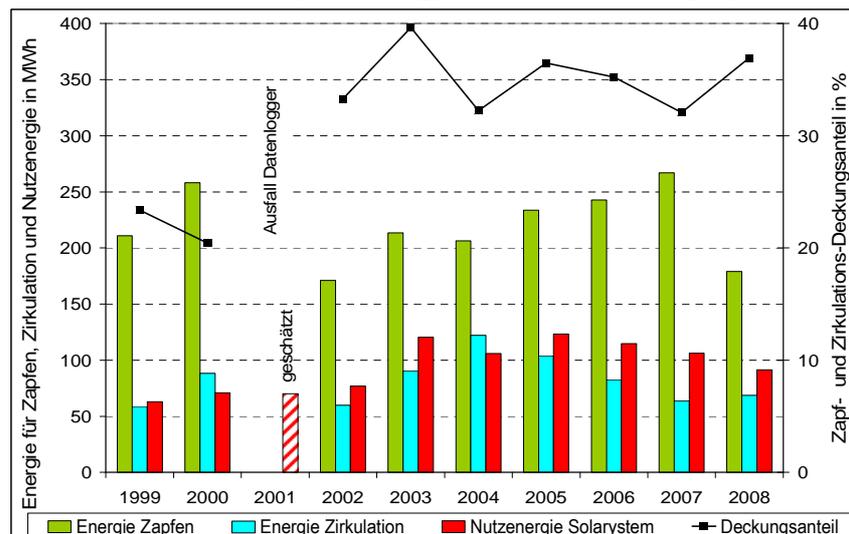


Abbildung 5: Energie für Zapfen, Zirkulation; solare Nutzenergie; Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil

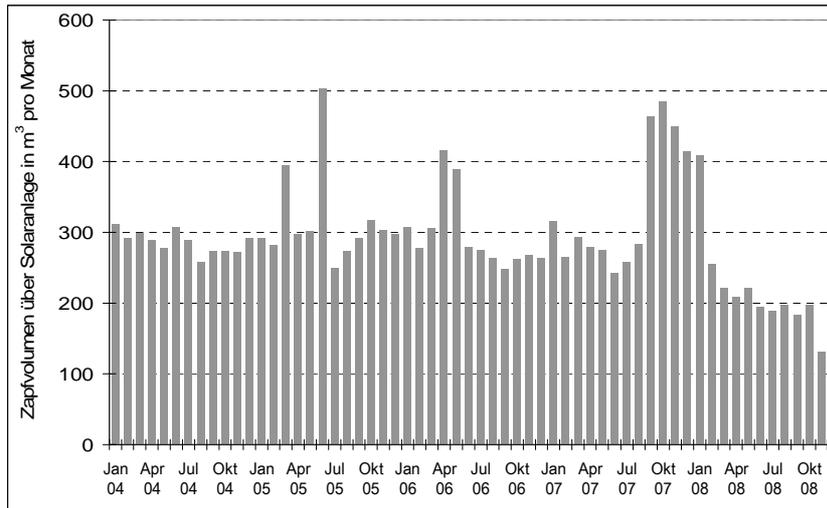


Abbildung 6: Monatssummen des solar vorgewärmten Trinkwarmwassers

### 4.3 Warmwasserverbrauch / Auslastung

Der Warmwasserverbrauch bzw. die Auslastung lag mit Ausnahme der Jahre 2000 und 2008 zwischen 30 und 38  $l/(d \cdot m^2_{Abs})$  und damit nur bei 50-60% des Planwerts von 62  $l/(d \cdot m^2_{Abs})$  (s. Abb. 4). Die monatlichen Schwankungen der Auslastung sind jedoch viel höher, was aus den Jahreswerten nicht direkt ersichtlich ist. Abbildung 6 zeigt für die Jahre 2004 bis 2008 den monatlichen Warmwasserverbrauch, welcher von der Solaranlage vorgewärmt wird. In manchen Monaten steigt das Volumen auf fast den doppelten Wert (400-500  $m^3$ ) wie in „normalen“ Monaten (250-300  $m^3$ ). Der Grund liegt in der Tatsache, dass zwischenzeitlich immer wieder Sanierungs- und Umbaumaßnahmen im Gebäudekomplex stattgefunden haben. Während dieser Zeit wurden dann zusätzliche Gebäude über die Fernwärmestation hinter der Solaranlage versorgt, was zwangsläufig zur einer höheren Auslastung der Solaranlage führte. Durch diesen Umstand kommt letztlich auch die hohe Jahresauslastung im Jahr 2000 zustande. Bezüglich der Auslegungskriterien von Solarthermie-2000 ist die Solaranlage mit einer durchschnittlichen Jahresauslastung von ca. 34  $l/(d \cdot m^2_{Abs})$  überdimensioniert. Wie es trotz vorheriger Verbrauchsmessung zu dieser Dimensionierung kam, lässt sich nachträglich nicht mehr vollständig klären. Vermutlich war jedoch u.a. ein Grund, dass während der im Jahr 1995 stattgefundenen Verbrauchsmessung sogenannte Notküchen innerhalb der Gebäude mitgemessen wurden. Diese Notküchen waren aber nur während der Sanierungsphase aktiv und entfielen danach (s. /4/ Kap. 14.1). Als weitere Erklärung für den reduzierten Pro-Kopf-Verbrauch wurde vom Betreiber ein verändertes Nutzerverhalten der Bewohner vermutet. Die Bewohnerstruktur änderte sich im Laufe der Zeit von völlig eigenständigen Bewohnern hin zu schweren Pflegefällen. Seit dem Jahr 2008 ist nun ein deutlicher Rückgang der Auslastung zu verzeichnen. Zum einen hat sich die Bewohnerzahl im letzten Jahr verringert und zum anderen war die Solaranlage vom 20.11 bis 15.12.2008 wegen Wartungsarbeiten in der Fernwärmestation nicht am Trinkwassernetz angeschlossen.

### 4.4 Solarer Zapf- und Zirkulationsdeckungsanteil

Abbildung 5 zeigt den Verlauf des Energieverbrauchs für Zapfen und Zirkulation in Relation zur solaren Nutzenergie. Der höchste Energieverbrauch wurde im Jahr 2000 mit 346 MWh gemessen, was sich darauf zurückführen lässt, dass in diesem Jahr auch die höchste Auslastung des gesamten Messzeitraums war. Von 2002 bis 2007 stieg der Zapfenergieverbrauch an, was zum einen auf eine leicht gestiegene Auslastung, zum anderen aber auf eine schrittweise Erhöhung der Warmwassertemperatur von 60°C bis auf 74°C zurückzuführen ist. Die Zirkulationsverluste schwankten in den einzelnen Jahren zwischen 60 und 120 MWh. Diese hohe Spreizung lässt sich u.a. durch die häufige Variation der angeschlossenen Gebäudeteile (s.o.) begründen.

Der solare Zapf+Zirkulationsdeckungsanteils (solare Nutzenergie bezogen auf die Energie für Zapfen und Zirkulation) erreichte in den Jahren nach dem Umbau Werte zwischen 32,2% und 39,6 %. In den Jahren 1999 und 2000 wurden dagegen nur Deckungsanteile von 20,4% und 23,4% erreicht. Dass

im Jahr 2002 mit dem ursprünglichen Solarsystem immerhin ein Deckungsanteil von 33,3% erreicht wurde, liegt darin begründet, dass hier ein vergleichsweise niedriger Energieverbrauch verzeichnet wurde und dass wesentliche Mängel des Solarsystems beseitigt waren (s.o). Der Grund für den niedrigen Energieverbrauch war, dass aufgrund einer mangelhaften Regelung die Warmwassersolltemperatur von 62°C nicht eingehalten wurde (s. /4/ Kap. 12.1.4).

## 5 Betriebserfahrungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Betriebserfahrungen aus dem Probebetrieb, der Intensivmessphase und der Langzeitbeobachtung zusammengefasst.

### 5.1 Hydraulischer Aufbau der Solaranlage vor dem Umbau

Das ausgeschriebene und bis 2003 installierte Solarsystem kann man vereinfachend als ein mit dem in Abb. 2 gezeigten Solarsystem vergleichen, bei dem der Vorwärm Speicher fehlt und die Nachheizung des Trinkwarmwasserspeichers seriell mit Hilfe einer kompakten Wärmeübergabestation (WÜG) geschieht (s. Abb. 7).

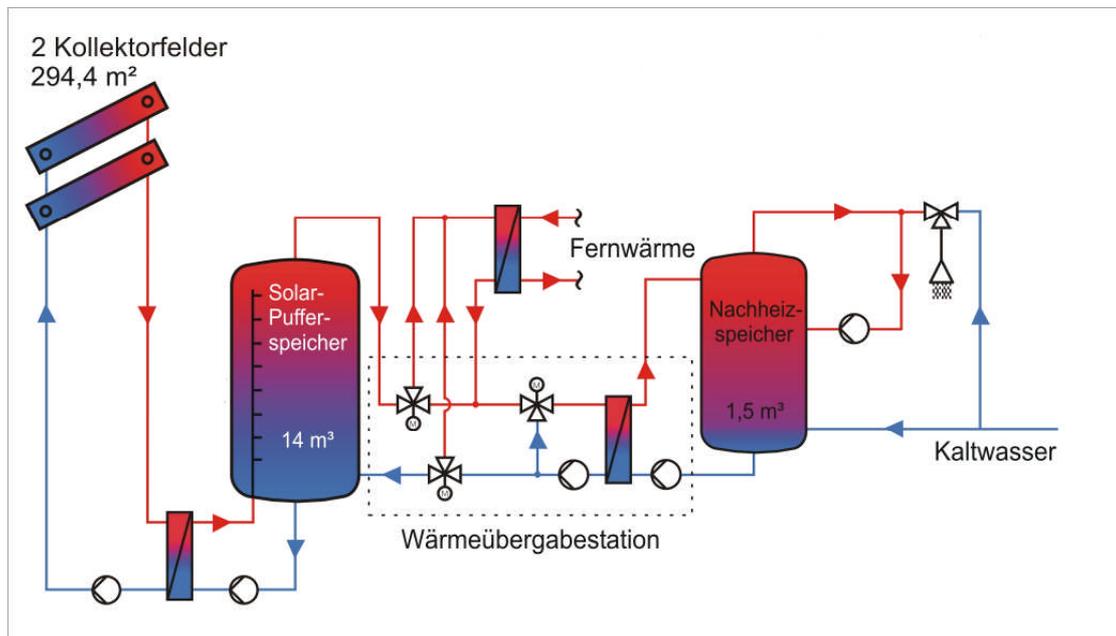


Abbildung 7: Vereinfachtes Schaltschema des Solarsystems vor 2003

Man erkennt eigentlich sofort, dass in einer solchen Schaltung für den Kollektorkreis kein effektiv nutzbares Kaltwasservolumen als Kältesenke zur Verfügung steht (wie bei einem System mit solarem Vorwärm Speicher), weil der Nachheizspeicher im unteren Bereich nie so stark abkühlen darf, wie ein Vorwärm Speicher. Die schlechte Leistungsfähigkeit eines solchen Systems wurde oben bereits gezeigt und in /4/ detailliert erläutert. Offensichtlich wurden die zu erwartenden Solarerträge für diesen ausgeschriebenen Systemaufbau vom Planer und den Anbietern viel zu optimistisch eingeschätzt. Die ZfS hatte die Höhe der Ertragsprognosen bereits damals bezweifelt. Diese Bedenken wurden bestätigt, als klar wurde, dass der vom Anbieter garantierte Solarertrag um 25% verfehlt wurde. Auch umfangreiche Simulationsrechnungen haben die begrenzte Leistungsfähigkeit dieser Systemschaltung gezeigt (s. /4/). Im Rahmen des Garantieverfahrens innerhalb des Solarthermie - 2000 Programms musste die Anlage nachgebessert werden. Da bei der ursprünglichen Anlagenschaltung kaum Optimierungspotential bestand, entschloss man sich die Anlage auf ein von der ZfS vorgeschlagenes Vorwärm Speichersystem nach Abb. 2 umzubauen. Mit diesem System wurde der garantierte Solarertrag zu 96% erreicht, womit die Garantie als erfüllt gilt. Die im Vergleich zum ursprünglichen System höhere Leistungsfähigkeit wurde oben bereits gezeigt und in /4/ detailliert geschildert. Der einfache und übersichtliche Aufbau der umgebauten Anlage hat sich auch an anderen Standor-

ten bewährt (s. /5/). Mittlerweile hat auch der Hersteller die alte Schaltung aus seinem Programm für Trinkwasservorwärmanlagen genommen und durch die Schaltung mit Vorwärm Speicher ersetzt.

### **Regelung**

Die messtechnische Überwachung der Solaranlage gestaltete sich in den ersten Jahren als problematisch. Dies lag zum einen daran, dass die kompakte WÜG patentrechtlich geschützt war und nicht intern vermessen werden durfte. Auch eine brauchbare Regelbeschreibung lag lange Zeit nicht vor. Dies erschwerte natürlich die Behebung von Regelungsfehlern (s. o.), so dass die Anlage in den ersten 2 Jahren nicht fehlerfrei funktionierte. Erst nach der deutlichen Verfehlung der solaren Garantie stimmte der Hersteller einer internen Vermessung der WÜG zu. Die Erstellung einer verständlichen und vollständigen Regelbeschreibung gestaltete sich äußerst mühsam. Auch die Bedienung der sehr komplexen Regelung mit Steckkarten war wenig komfortabel und zudem anfällig für Fehlbedienungen.

### **Warmwassertemperatur**

Im Jahr 2001 kam es nach einem städtischen Rohrbruch zu erheblichen Problemen mit der Warmwassertemperatur. Durch hohe Druckspitzen und Volumenströme wurde entweder Schmutz aus dem Wassernetz in das System verschleppt oder auch bereits im System vorhandener (abgelagerter) Schmutz gelöst und verwirbelt. Dieser Schmutz hatte möglicherweise eingebaute Schmutzfänger und den Wärmetauscher der WÜG zum Teil zugesetzt, wodurch die Übertragungsleistung der WÜG erheblich abnahm und nach einiger Zeit sogar die Warmwassertemperatur nicht mehr gehalten werden konnte (s. /4/ Kap 7.7). Im April 2002 wurde deshalb der Wärmetauscher der WÜG ausgetauscht und der Ladekreis des Bereitschaftsspeichers gespült. Eine nochmalige Spülung des Ladekreises und des Bereitschaftsspeichers erfolgte im Juni 2002. Im Speicher befand sich Schlamm und das Sieb des Volumenzählers im Ladekreis war zugesetzt. Es zeigte sich, dass die hier verwendete Systemschaltung im Gegensatz zu anderen Verschaltungen mit separaten Wärmetauschern für Solarwärme und Nachheizung für diesen Fehlerfall empfindlicher ist und im schlimmsten Fall den Ausfall der Warmwasserversorgung zur Folge hat!

## **5.2 System nach dem Umbau**

### **Antilegionellenschaltung**

Die Antilegionellenschaltung wird nachts in einem Zeitraum minimaler Zapfraten betrieben. Trotzdem zeigte sich, dass die zuerst verwendete Pumpe P6 eine zu geringe Förderleistung brachte. So wurde die Zieltemperatur für die thermische Desinfektion meistens nicht erreicht, da selbst geringe Zapfraten ausreichten, um den Vorwärm Speicher abzukühlen und so die Aufheizphase störte. Die Zieltemperatur von 58 °C im gesamten Vorwärm Speicher wurde allerdings auch deshalb nicht erreicht, weil das dazu notwendige Temperaturniveau im Bereitschaftsspeicher während der Antilegionellenschaltung nicht dauerhaft gehalten wurde. So konnte der gesamte Inhalt des Bereitschaftsspeichers auch während der thermischen Desinfektion auf 55 °C abkühlen, ohne dass eine Nachheizung erfolgte. Dies liegt daran, dass nur ein Regelfühler für die Nachheizung zuständig ist. Dieser sitzt im unteren Bereich des Bereitschaftsspeichers, sodass bei geringem Zapfverbrauch der obere Teil des Bereitschaftsspeichers über den Zirkulationsrücklauf abgekühlt wurde.

Erst nach Einbau einer stärkeren Pumpe P6 machten sich Störungen durch das Zapfen weniger bemerkbar. Durch den höheren Volumenstrom wird jetzt genügend kühles Wasser in den Bereitschaftsspeicher transportiert, wodurch die Nachheizung während dieser Phase "automatisch" gefordert wird. Das oben beschriebene "Auskühlen" des Bereitschaftsspeichers wird somit verhindert. Nach Einbau der neuen Pumpe und mit einer leichten Erhöhung der Warmwassersolltemperatur auf 62 °C, wird bei den derzeitigen nächtlichen Zapfraten eine gesicherte thermische Desinfektion im Vorwärm Speicher erreicht. Die generelle Problematik der Antilegionellenschaltung ist ausführlich in /6/ Kapitel 8.1.1.5 und 8.1.1.6 beschrieben. Eine sinnvolle und effektive Lösung dieser Problematik wäre dann gegeben, wenn die Antilegionellenschaltung in die Regelung der Nachheizung des Bereitschaftsspeichers integriert wäre. Zum damaligen Zeitpunkt war ein solcher Regler beim Hersteller nicht verfügbar. Diese Erfahrungen bekräftigen die Forderung nach gesamtheitlichen Regelungskonzepten an der Schnittstelle zwischen der Solaranlage und dem konventionellen System.

### **Mangelnde Eigensicherheit und deren Auswirkung auf die Funktion des Kollektorkreises**

Im ersten Halbjahr nach dem Umbau der Solaranlage kam es zu mehreren Störungen im Betrieb der Solaranlage durch Abblasen des Wärmeträgers. Diese Störungen wurden teilweise durch Fehlfunktion der Laderegelung ausgelöst (diese wurde deshalb ausgetauscht), aber auch durch reguläres Abschalten der Beladung bei Erreichen der maximalen Puffertemperatur. Hauptproblem war, dass im Stagnationsfall der Wärmeträger des Kollektorkreises abgeblasen wurde und der Kollektorkreis beim Abkühlen Luft zog, was anschließend einen verminderten Volumenstrom im Kollektor zur Folge hatte. Es zeigte sich, dass die Solaranlage nicht eigensicher geplant und ausgeführt war. Die gesamte Problematik wurde in /4/ Kap.12.2 ausführlich beschrieben. Dass es erst im Jahr 2003 zur Stagnation aufgrund des Erreichens der Abschalttemperatur im Puffer kam, zeigt die deutlich höhere Leitungsfähigkeit der Solaranlage nach dem Umbau. Durch die zügige Reaktion des technischen Personals im Seniorenheim nach jedem Abblasen der Anlage konnten größere Ertragsausfälle vermieden werden. Im Rahmen der Wartungsarbeiten wurden im November 2003 die Kollektorfelder entlüftet und ein zusätzliches Ausdehnungsgefäß mit 250 l Nennvolumen angeschlossen. Nach erfolgter Entlüftung wurde wieder der reguläre Volumenstrom im Kollektorkreis erreicht. Ein Abblasen ist seitdem nicht mehr aufgetreten.

### **Ladelanze Pufferspeicher**

Aus dem Vergleich mit anderen Solaranlagen kann man schließen, dass die Beladeeinrichtung die Einschichtung der unterschiedlichen Lade-Temperaturniveaus (besonders aber von hohen Temperaturen) nicht optimal unterstützt (s. /4/ Kap 7.5). Eine einfache Einspeisung in ca. 80 – 90 % Speichertiefe hätte wahrscheinlich keinen negativen Einfluss auf die Systemeffizienz. Eine gesteuerte Einspeisung an zwei Stellen dürfte sogar vorteilhafter sein als eine nicht gut arbeitende Ladeeinrichtung.

### **5.3 Langzeitstabilität einzelner Komponenten**

Insgesamt haben sich die Komponenten der Solaranlage als robust und langzeitstabil erwiesen. Folgende Wartungs- und Reparaturarbeiten waren ab dem Jahr 2002 (soweit bekannt) erforderlich:

Der Wärmetauscher der WÜG wurde wegen starker Verschmutzung im Jahr 2002 ausgetauscht.

Das Sicherheitsventil über dem Auffanggefäß tröpfelt ab einem Druck von 4 bar

Im November 2003: Anschluss eines zusätzlichen Ausdehnungsgefäßes im Kollektorkreis

Pufferentladepumpe P3 defekt (in 9/2004)

Wegen Druckverlust war eine Nachfüllung des Pufferkreises im Jahr 2006 notwendig

### **5.4 Langzeitstabilität der Messtechnik**

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiteten bisher überwiegend störungsfrei. Seit 2006 trat ein Defekt an einem der Speichertemperaturfühler auf. Bereits im Jahr 2000 ließ eine hohe Differenz bei der Wärmebilanz über den Kollektorkreiswärmetauscher vermuten, dass einer der zwei im Kollektorkreis vorhandenen Volumenzähler einen Defekt hatte (einer der Zähler war für die Regelung vorgesehen). Die hohe Differenz zwischen den Zählern wurde im Jahr 2002 durch direkten Vergleich beider Zähler verifiziert. Generell können wir jedoch keine Aussage über die Genauigkeit aller mittlerweile 10 Jahre alten Volumenzähler machen.

Seit dem Jahr 2008 zeigt eine der drei Strahlungsmessungen zu wenig an. Für eine Fehleranalyse wäre eine Überprüfung der an der Messkette beteiligten Bauteile vor Ort notwendig.

Zweimal musste ein Modul der Datenerfassung ausgewechselt werden. Im Jahr 2001 war das Zentralmodul über lange Zeit defekt, weshalb für dieses Jahr keine Energiebilanz erstellt werden konnte. Ein weiterer Defekt an einem Modul mit Analogeingängen wurde im Jahr 2003 vermutlich durch Blitzschlag ausgelöst.

## 6. Kosten, Energiebilanz, Wirtschaftlichkeit, Förderung

Der Bieter hat einen Energieertrag von 139446 kWh/a bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten erst im Garantiemessjahr nach dem Umbau zu rd. 98 % eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahrens zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /4/ und /6/ ausführlich beschrieben). Dies zeigt, dass hinsichtlich des jetzigen System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen. Allein die Einhaltung des Garantieertrages lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu.

Tabelle 1 zeigt einen Überblick über die Kosten, sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 139,5 MWh und Brutto-Systemkosten von 171.863 € (inkl. Planung und inkl. 15 % MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20-jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins Plankosten für die Solarwärme von 0,107 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 10 Jahre hoch, ergeben sich 1394 MWh.

Der tatsächliche jährliche Energieertrag liegt aufgrund der deutlich unter Planwert liegenden Auslastung – insbesondere aber auch aufgrund des 4-jährigen Betriebs mit dem ausgeschriebenen wenig effizienten Systemaufbau – zwischen 63 und 123 MWh. Der reale 10-Jahresertrag (2001 wurde geschätzt) beträgt ca. 942 MWh. Damit wird der 10-Jahres-Garantiewert von 1394 MWh nur zu 67,5 % eingehalten.

Die eingesparte Brennstoffmenge (als Beispiel: Gas) beträgt mit den in Tabelle 1 getroffenen Annahmen 100.000 m<sup>3</sup>, was einer CO<sub>2</sub>-Einsparung von 210 t entspricht.

<b>Angebote Kosten (1997)</b> auf 100 € gerundet, - Solarsystem ohne MwSt. - Planung ohne MwSt. - Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt. <b>Solarsystem inkl. Planung, inkl. 15 % MwSt.</b> <sup>1)</sup> <b>Tatsächliche Kosten inkl. Planung, inkl. MwSt.</b>	125.200 € 21.800 € 147.000 € <b>169.100 €</b> <b>171.863 €</b>	
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6 % Zins (8,72 % Annuität)	14.986 €	
	pro Jahr	10-Jahressumme
<b>Energieerträge</b> - garantierter Energieertrag - tatsächlicher Energieertrag	452 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> 214 - 418 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub>	1394 MWh 942 MWh
Relation tatsächlicher Energieertrag / garantierter Energieertrag		67,5 %
<b>Einsparung Gas und CO<sub>2</sub></b> bezogen auf tatsächlichen Energieertrag; Annahmen: Jahres-Kesselnutzungsgrad 0,9 unterer Heizwert Hu = 10,5 kWh/m <sup>3</sup> <sub>Gas</sub> Emissionsfaktor: 0,2 kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>Hu</sub> - Einsparung Gas - Einsparung CO <sub>2</sub>		100.000 m <sup>3</sup> 210 t
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für - tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag - tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (10-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)	0,107 €/kWh 0,159 €/kWh	

<sup>1)</sup> 15 % MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

Tabelle 1: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)

Es errechnen sich solare Wärmekosten von 0,107 €/kWh (Garantie) bzw. 0,159 €/kWh (real). Gemäß Definition des Rechengangs in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparten Wärmekosten nicht gegengerechnet, zumal uns über den 10-jährigen Betrachtungszeitraum weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Wärmekosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Die Solaranlage wurde als eine der ersten Pilotanlagen im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 durch das damals zuständige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) mit rd. 125.900 € (was einem Zuschuss von 73 % der Systemkosten entspricht) gefördert. Die Messtechnik in Höhe von 41.800 € wurde zu 100 % gefördert. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 4,3 Cent pro kWh, was bereits unterhalb heutiger Gas-Wärmekosten liegt. Zu berücksichtigen ist auch, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 7. Zusammenfassung und Fazit

Die Solaranlage im Seniorenheim M. A. Nexö ist klassisches Beispiel dafür, wie stark die System-schaltung auch bei guten Einzelkomponenten die Leistungsfähigkeit der Gesamtanlage beeinflusst. Es zeigte sich, dass sowohl der Hersteller als auch die Planer die Leistung der damals ausgeschriebenen Systemschaltung völlig überschätzt hatten. Nur durch die detaillierte Vermessung der Solaranlage im Programm Solarthermie-2000 konnten die Schwächen der Schaltung objektiv dargelegt werden. Durch eine neue Verschaltung des Pufferentladekreises konnte die Effizienz der Solaranlage deutlich verbessert werden und im Rahmen des Messprogramms nachgewiesen werden. Ohne diesen objektiven Beweis würde die ursprüngliche Schaltung vermutlich noch heute vermarktet und in vielen Objekten zu schlechten Erträgen führen. Insofern ist es auch für zukünftige Entwicklungen in der solarthermischen Systemtechnik wichtig, dass Anlagen von neutralen Institutionen vermessen werden, um belastbare Ergebnisse über die Effizienz von Solaranlagen zu erzielen.

Das nun im umgebauten System eingesetzte Konzept der Trinkwasservorwärmung mit solarem Trinkwasser-Vorwärmespeicher hat sich auch in dieser Anlage voll bewährt. Dazu beigetragen hat auch das vom Prinzip her relativ einfache und durchschaubare Regelkonzept.

Ausgehend von der im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren (s. /7/), kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb noch mindestens 10 bis 15 Jahre lang eine Nutzenergie in der Größenordnung von jährlich ca. 115 MWh (390 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liefern kann (im Rahmen der üblichen Schwankung von Wetter und Auslastung). Die Ertragszahlen der letzten Jahre lassen zumindest keine signifikanten Anzeichen für leistungsmindernde Degradationen erkennen. Wichtige Kennziffer ist hier jedoch die Auslastung, die möglichst auf dem jetzigen Niveau gehalten werden sollte.

### Hinweise für den Betreiber

Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen der ZfS-Betreuung zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von uns verlassen kann. Wenn Fehler auftreten, so sollten diese rasch und mit Nachdruck behoben werden.

Als wichtiger Punkt bei der regelmäßigen Betriebsüberwachung ist die Auslastung der Anlage zu beachten, denn mit der Auslastung steigt auch der Solarertrag. Die Auslastung sollte möglichst hoch gehalten werden, d.h. es sollten immer die Gebäudeteile mit hohem Warmwasserverbrauch an der mit der Solaranlage verbundenen Wärmeübergabestation hängen. Dies ist insbesondere bei zukünftigen Sanierungen oder bei einer Reduzierung der Bewohnerzahl zu berücksichtigen. Auch bei jeglichen Reparatur- und Wartungsarbeiten muss immer überprüft werden, ob die Solaranlage nach Abschluss der Arbeiten wieder ins Warmwassernetz integriert ist.

Weitere Ergebnisse über andere Solaranlagen und über allgemeine Erfahrungen mit thermischen Großanlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus finden sich auf den Internetseiten der ZfS und der Förderprogramme /8/.

## 8. Literatur

- /1/ Schirmer, Ulrich; Göring, Jens; Freitag, Thomas:  
Abschlussbericht für das Projekt: Solarunterstützte Brauchwassererwärmung im Städtischen  
Altenpflegeheim M. A. Nexö Leipzig; Oktober 2000  
TU Chemnitz, Professur Technische Thermodynamik, Projektgruppe Solarthermie-2000
- /2/ VDI 6002 Blatt 2, Solare Trinkwassererwärmung; Anwendungen in Studentenwohnheimen,  
Seniorenheimen, Krankenhäusern, Hallenbädern und auf Campingplätzen
- /3/ Peuser, F. A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth H. P.:  
Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen – Praktische Erfahrungen  
Herausgeber: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV Verlag 1999; ISBN 3-8249-0541-8;  
167 Seiten;
- /4/ Wirth, H. P.:  
Solaranlage im Seniorenwohnheim „M. A. Nexö“ Leipzig  
Abschlussbericht Juli 2004; Bezug: ZfS
- /5/ Croy, R.; Wirth, H. P.:  
Solaranlage im Mehrfamilienhaus Baumgartner-/Ganghoferstraße in München  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 17.7.1997 – 30.9.2003, November 2003; Bezug: ZfS
- /6/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II  
Abschlussbericht März 2008 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006); Bezug: ZfS
- /7/ Peuser, F. A.; Remmers K-H.; Schauss M.  
Langzeiterfahrung Solarthermie; Solarpraxis; ISBN 3-934595-01-4
- /8/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus  
[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)  
Bezug aller ZfS-Berichte: [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)

**Förderprogramm „Solarthermie2000/Solarthermie2000plus“**

**Kurzbericht zum Langzeitverhalten  
Neubaugebiet „Badener Hof“ Heilbronn**

**Förderkennzeichen 032 9652M**

**Berichtszeitraum: bis Juli 2009**

**von Ulrich Rehrmann und Michael Mies**



*Abbildung 1: Ansicht Heizhaus*

## **1 Objektbeschreibung**

Auf dem Gelände einer ehemaligen Kaserne am östlichen Stadtrand von Heilbronn sollen auf einem Areal von 6,7 Hektar insgesamt 540 Wohneinheiten errichtet werden. Einer Information der Stadt Heilbronn von Anfang 2009 kann entnommen werden, dass von 128 Bauplätzen rund 60 % verkauft und viele davon bebaut und bezogen sind. Für die Bebauung hatte sich die Stadt Heilbronn gegen eine Vergabe des gesamten Gebietes an einen einzigen Bauträger oder Generalunternehmer entschieden und verkaufte die Grundstücke stattdessen an einzelne Bauherren. Der Bau der Häuser, ihre Gestaltung und die Abwicklung bleiben den Bauherren überlassen. Der Bebauungsplan sah eine Mischbebauung aus Einfamilienhäusern (EFH), Doppelhäusern (DH), Reihenhäusern (RH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) vor.

## 2 Konzeption und Auslegung

Um das Gebiet energieeffizient mit Wärme für Warmwasserbereitung und Heizung zu versorgen, wurden die Stadtwerke Heilbronn beauftragt, im „Badener Hof“ ein Nahwärmenetz aufzubauen und zu betreiben. Schon in den Kaufverträgen für die Grundstücke wurden die Käufer sowohl auf einen Anschluss an dieses Netz als auch auf dessen Benutzung verpflichtet. Auch die Versorgungsbedingungen der Stadtwerke waren bereits in den Kaufverträgen geregelt. Im Hinblick auf einen niedrigen Energieverbrauch mussten die Bauherren außerdem einen überdurchschnittlichen Wärmeschutz der Gebäude gewährleisten. Der Wärmeverbrauch im Wohngebiet unterschreitet deshalb die Maximalwerte aus der zurzeit der Genehmigungsphase geltenden Wärmeschutzverordnung um 25 %.

Zur Bereitstellung der benötigten Wärme betreiben die Stadtwerke zwei Gaskessel mit 1,0 bzw. 0,7 MW und einen Ölkessel mit 1,4 MW. Beide Kessel sind in einem ehemaligen Kasernengebäude untergebracht, das jetzt als Heizzentrale genutzt wird. Zur Unterstützung der beiden konventionellen Heizkessel ist außerdem eine thermische Solaranlage auf dem Dach der Heizzentrale in die Wärmeversorgung integriert, die die gewonnene Solarwärme in zwei ebenfalls in der Heizzentrale aufgestellte Pufferspeicher einspeist. Die Solarwärme dient zur Temperaturerhöhung des rücklaufenden Fernheizwassers, wodurch ein Teil des Wärmebedarfs für die Warmwasserbereitung und Heizung gedeckt werden kann. Ein in der Planungsphase zusätzlich vorgesehener Hackschnitzelkessel wurde nicht realisiert.

Der konventionelle Teil der Heizzentrale wurde von IBS Ing.-Büro Schuler, Bietigheim-Bissingen geplant, für die Dimensionierung von Nahwärmenetz, Solaranlage und Wohnungsübergabestationen (WÜG) in den Häusern zeichnete das Steinbeis-Transferzentrum, Stuttgart verantwortlich. Zur Übertragung der Wärme aus dem Netz in die Gebäude wurden alle Wohnungen unabhängig vom Gebäudetyp mit indirekten WÜG (Heizkreise sind vom Nahwärmenetz durch einen Wärmetauscher getrennt) ausgestattet. Die Warmwasserbereitung erfolgt über Bereitschaftsspeicher mit Schichtenladesystem und externem Wärmetauscher, die geringere Rücklauftemperaturen ermöglichen als Speicher mit innen liegenden Wärmetauschern. Der Hersteller der WÜG wurde von den Stadtwerken Heilbronn ausgesucht und den Bauherren verbindlich vorgeschrieben. Anschaffung und Wartung oblag aber den Bauherren.

Die folgenden Angaben sind der Projektbeschreibung des Steinbeis-Transferzentrums vom Januar 1998 entnommen.

Technische Parameter des Wärmeverteilnetzes (Plan):

Anzahl Gebäude:	129
Max. Anzahl WE:	538
Max. Anzahl Personen:	1.004
Max. Heizleistungsbedarf	ca. 2.100 kW (1.400 kW Öl + 700 kW Gas)
Max. Anschlussleistung WW-Bereiter:	2.505 kW
Max. Wärmebedarf für Gebäudeheizung:	2.908 MWh/a
Max. Wärmebedarf für WW-Bereitung:	808 MWh/a
Max. Nutzwärmebedarf (Heizung + WW):	3.716 MWh/a
Wärmenetzverlust:	552 MWh/a (14,8 %)
Max. Wärmebedarf ab Heizzentrale:	4.268 MWh/a

Die aufgeführten Daten stellen Maximalwerte dar, die bei der hydraulischen Auslegung des Wärmeverteilnetzes zugrunde gelegt wurden. Das Wärmeverteilnetz wird in konstant/gleitender Fahrweise betrieben. In Abhängigkeit von der Außentemperatur garantieren die Stadtwerke eine Netzvorlauf-temperatur zwischen 65 °C und 80 °C.

Die Rücklauftemperatur aus den Heizungskreisen der WÜG wird netzseitig auf max. 45 °C begrenzt. Der einzuhaltende Grenzwert variiert ebenfalls in Abhängigkeit von der Außentemperatur zwischen 45 (bei Temperaturen  $\leq -12$  °C) und 35 °C (bei Temperaturen  $\geq +15$  °C). Eine ähnlich niedrige Temperaturbegrenzung im netzseitigen Rücklauf für die Wärmetauscher der Trinkwarmwasserbereiter ist wegen des erforderlichen Schutzes vor Legionellenbefall nicht möglich.

## 2.1 Beschreibung der Solaranlage

Die ausgeführte Kollektorfläche beträgt 376 m<sup>2</sup> (Aperturfläche) in 2 Kollektorfeldern auf dem Dach des Heizhauses. Ursprünglich war eine Kollektorfläche von 678 m<sup>2</sup> (Aperturfläche) vorgesehen. Ein zusätzliches Kollektorfeld mit 291 m<sup>2</sup>, das auf einem (noch zu errichtenden) Nachbargebäude installiert werden sollte, wurde jedoch bis jetzt nicht realisiert. Für die Gesamtkollektorfläche von 678 m<sup>2</sup> war ein Pufferspeichervolumen von 42 m<sup>3</sup> vorgesehen. Im Hinblick auf die ggf. später noch hinzukommende Kollektorfläche wurden die kompletten 42 m<sup>3</sup> als 2 Speicher mit einem Volumen von jeweils 21 m<sup>3</sup> auch ausgeführt.

Die Kollektorfelder auf dem Heizhausdach (aktive Fläche: oberes Feld: 239,4 m<sup>2</sup>, unteres Feld: 136,8 m<sup>2</sup>) geben über einen Kreislauf mit Wärmeträger und einer gemeinsamen Kollektorkreispumpe (P1) die Solarenergie über einen externen Plattenwärmetauscher an den Pufferspeicherladekreis ab. Wenn sich eine nutzbare Temperaturdifferenz zwischen Kollektorkreisvorlauf und dem unteren Bereich des Pufferspeichers 2 ausgebildet hat, wird die Solarenergie in die Pufferspeicher geladen.

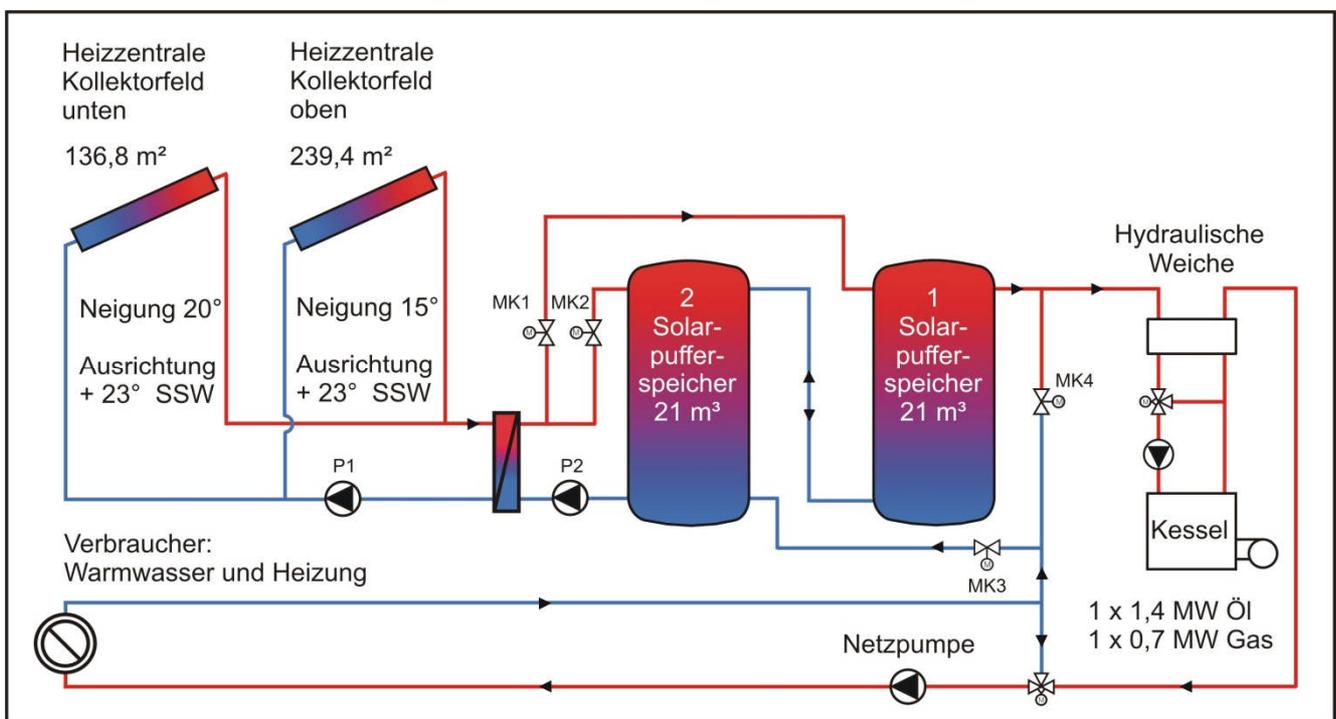


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema

Mit Hilfe von 2 Motorventilen (MK1, MK2) kann die Solarwärme je nach erreichtem Temperaturniveau entweder in die Speicher 1 und 2 (in Reihe) oder nur in den Speicher 2 eingespeist werden.

Auf der Entladeseite kann der Rücklauf des Nahwärmenetzes entweder an den Pufferspeichern vorbei (Rücklauf wärmer als die Temperatur im 1. Pufferspeicher oben, Energieaustrag nicht möglich) oder direkt durch die Pufferspeicher (Rücklauftemperatur niedriger als die Temperatur im 1. Pufferspeicher oben, Energieaustrag möglich) geleitet werden. Die Umgehung der Pufferspeicher wurde allerdings erst im Mai 2004 mit Einbau von zwei Motorventilen (MK3, MK4) ermöglicht. Vorher wurden die Pufferspeicher ständig vom Netzzrücklauf durchflossen und hatten deshalb immer, also auch dann, wenn keine Solarenergie eingebracht wurde, mindestens das Temperaturniveau des Netzzrücklaufs. Dies verursachte vermeidbare Verluste, die aber bei der Planung in Kauf genommen wurden, um eine einfache Anlagenschaltung zu ermöglichen und Baukosten zu sparen. Die Anschaffungs- und Einbaukosten eines Bypassventils inkl. Regelungskomponenten waren lt. Planer damals höher als die zusätzlich durch Solarenergie einzusparenden Brennstoffkosten.

Spätere Nachrechnungen, die in 2004 schließlich auch zum Umbau führten, haben gezeigt, dass der zusätzliche Energieverlust infolge der Einschleppung von konventioneller Energie in die Pufferspei-

cher so groß ist, dass die Nachrüstung zweier Motorventile auch in wirtschaftlicher Hinsicht eine lohnende Investition darstellte.

Sofern die Solarwärme nicht ausreicht, um den Rücklauf auf die erforderliche Netzvorlauftemperatur anzuheben, wird über die Heizkessel nachgeheizt. Eine hydraulische Weiche sorgt für eine Entkopplung von Heizkreis und Nahwärmenetz.

Zu hohe Netzvorlauftemperaturen, die z.B. infolge sehr hoher Temperaturen im Solarspeicher auftreten könnten, werden mit Hilfe einer Rücklaufbeimischung zum Netzvorlauf vermieden.

## 2.2 Regelung

Die Regelung der Solaranlage, der Be- und Entladung der Pufferspeicher und des Nahwärmenetzes wird hier nur vereinfacht beschrieben, Details sind dem Abschlussbericht zu entnehmen.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<b>Kollektorkreis/Ladekreis</b> Kollektorpumpe P1 Ladekreispumpe P2	Ein: Strahlung > 200 W/m <sup>2</sup> , Aus: Strahlung < 150 W/m <sup>2</sup> Ein: $\Delta T$ zwischen Koll.kreis und PS 2 unten > 5 K, Aus: < 2 K
<b>Beladung Pufferspeicher</b> Beladung Pufferspeicher 1 Beladung Pufferspeicher 2	MK1 auf, MK2 zu: $\Delta T$ zw. Ladekreis und PS1 oben > +2 K MK1 zu, MK2 auf: $\Delta T$ zw. Ladekreis und PS1 oben < -2 K
<b>Entladung Pufferspeicher</b> Entladung Bypass	MK3 auf, MK4 zu: $\Delta T$ zw. PS1 oben und PS2 unten > -5 K MK3 zu, MK4 auf: $\Delta T$ zw. PS1 oben und PS2 unten < -7 K
<b>Nahwärmenetz</b> Regelung Vorlauftemperatur	Vorlauf = 80 °C bei -12 °C Außentemperatur und tiefer Vorlauf = 65 °C bei +6 °C Außentemperatur und höher Zwischenwerte gleitend durch lineare Interpolation

Tabelle 1: Regelbedingungen

Für die nachträglich implementierte Pufferumgehung wurden bereits vorhandene Regelfühler verwendet, die aufgrund ihrer Positionierung allerdings nur sehr bedingt zur Formulierung der erforderlichen Regelbedingungen geeignet sind. Hierauf wird in Kap. 4.1 Betriebserfahrungen noch genauer eingegangen.

## 2.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und eine Detailanalyse einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät (Logger) werden neben den meteorologischen Messgrößen Einstrahlung und Temperatur alle relevanten Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h) und Temperaturen (in °C) sowie Pumpenlaufzeiten und Ventilstellungen im zeitlichen Abstand von etwa 3 - 4 Sekunden erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Mittelungsintervalls abgespeichert, woraus sich zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten gewinnen lassen. Min- und Maxwerte erleichtern außerdem die obligatorische Prüfung, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern und somit belastbar sind. Die zum Einsatz kommenden Messsensoren verfügen ausnahmslos über eine hohe Genauigkeit und haben sich seit vielen Jahren in den von der ZfS betreuten wissenschaftlichen Messprogrammen bewährt.

Um die Anlagenfunktion und das momentane Anlagenverhalten auch für Passanten in knapper und übersichtlicher Form transparent machen zu können, werden die wichtigsten Messwerte zusätzlich per Datenbus an eine Schautafel vor dem Heizhaus übertragen und dort dargestellt.

### **3 Messperioden**

Die messtechnische Betreuung umfasst insgesamt 7 Messjahre vom 4.11.2001 bis zum 26.8.2008. Die Intensivmessphase, in der sowohl die Anlage als Ganzes als auch sämtliche Anlagenkomponenten hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens detailliert auf Schwachstellen untersucht und ggf. optimiert werden, in der aber auch überprüft wird, ob die Anlage den garantierten solaren Energieertrag erwirtschaftet, umfasst für die Anlage Badener Hof 4 Jahre bis einschließlich 2004. Danach wurde die Anlage in die Langzeitbetreuung übernommen, während der zwar noch aussagekräftige und belastbare Energiebilanzen erstellt in der Regel aber keine Detail- bzw. Komponentenuntersuchungen mehr vorgenommen werden.

#### **Einstrahlung und solare Nutzenergie**

Die Darstellung der gewonnenen Jahresmesswerte für Einstrahlung, Solarertrag und Energiebedarf für das Nahwärmenetz sowie die daraus abzuleitenden Größen Kollektornutzungsgrad, Systemnutzungsgrad und Deckungsanteil in Diagrammen soll das Verhalten der Anlagen über mehrere Jahre hinweg aufzeigen.

In Abbildung 3 ist die Einstrahlung auf die Kollektorfläche, die Energie aus dem Kollektorkreis, sowie der sich daraus ergebende Kollektorkreisnutzungsgrad dargestellt. In 2003 ist eine besonders hohe Einstrahlung zu verzeichnen gewesen (Jahrhundertsommer), entsprechend hoch war auch die gewonnene Energie aus dem Kollektorkreis sowie der Kollektorkreisnutzungsgrad (ca. 31 %). In 2004 ist dann ein deutliches Absinken des Kollektorkreisnutzungsgrades auf 27 % festzustellen, was hauptsächlich durch eine in diesem Jahr höhere Netzurücklauf Temperatur verursacht wurde. Lässt man die ungewöhnlich hohe Netzurücklauf Temperatur im Jahre 2004 und den Jahrhundertsommer 2003 außer Betracht, so erkennt man bei etwa gleich Jahreseinstrahlungswerten ab 2005 ein leichtes Absinken des Kollektorkreisnutzungsgrades. Die Ursache hierfür liegt vermutlich in einer zunehmenden Verschattung des Kollektorfeldes durch die vor dem Heizhaus stehenden Bäume.

#### **Energiebedarf für das Nahwärmenetz**

Abbildung 4 zeigt den Verlauf des Energiebedarfs für das Nahwärmenetz. Deutlich ist das Ansteigen der Energie in den Jahren 2002 bis 2005 zu sehen, danach reduzieren sich die Zuwächse. In den ersten Jahren verursacht die voranschreitende Bebauung des Badener Hofes einen steigenden Energiebedarf, der ab 2006 abzufallen beginnt. Unterschiede auf Grund klimatisch nicht gleicher Jahre sind sicherlich auch vorhanden, werden aber in den Jahren von 2002 bis 2006 vom Zuwachs des Energiebedarfs deutlich überdeckt. Da sich die Energie aus dem Solarsystem nur geringfügig verändert hat, sinkt der solare Deckungsanteil von etwa 7 % in den ersten beiden Jahren auf unter etwa 4 % in 2008 ab.

#### **Volumenstrom im Nahwärmenetz, Vor- und Rücklauftemperaturen**

In Abbildung 5 ist der Zusammenhang zwischen Energie für das Nahwärmenetz, dem Volumenstrom im Netz sowie den Vor- und Rücklauftemperaturen dargestellt. Mit steigendem Energiebedarf steigt auch der Volumenstrom im Netz an. Zu beobachten ist auch ein Zusammenhang zwischen Volumenstrom, Vor- und Rücklauf Temperatur. Durch Erhöhung der Netzurücklauf Temperatur in 2004 stiegen der Volumenstrom und die Netzurücklauf Temperatur an. Diese Maßnahme wurde in 2005 wieder rückgängig gemacht.

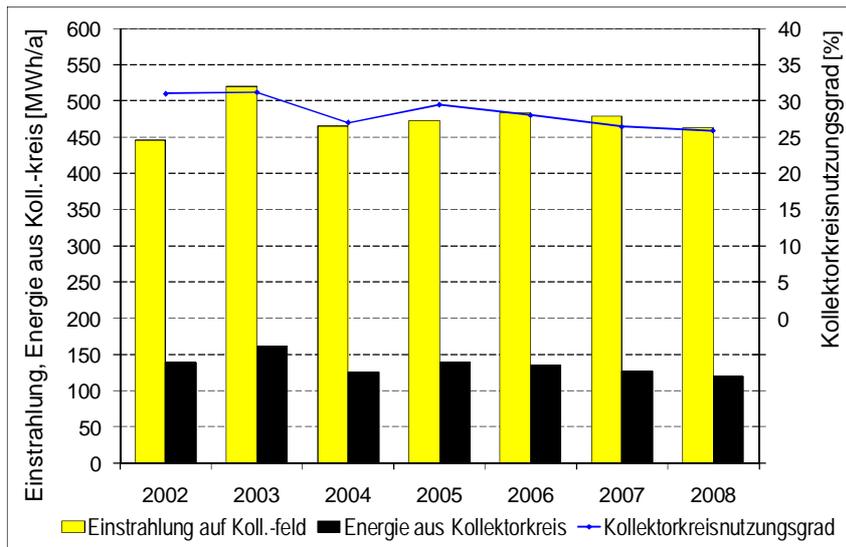


Abbildung 3: Einstrahlung auf Kollektorfeld, Energie aus Kollektorkreis, Kollektorkreisnutzungsgrad

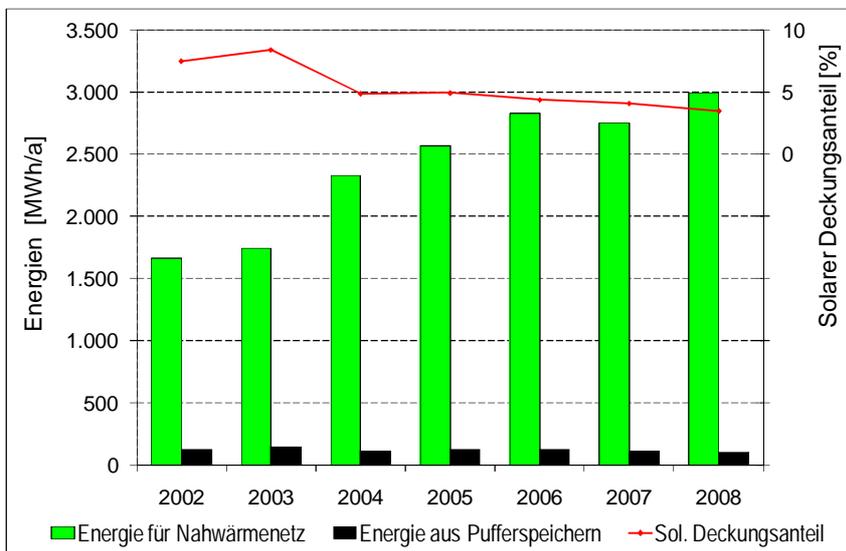


Abbildung 4: Energie für Nahwärmenetz und aus Pufferspeichern, sol. Deckungsanteil Netzbedarf

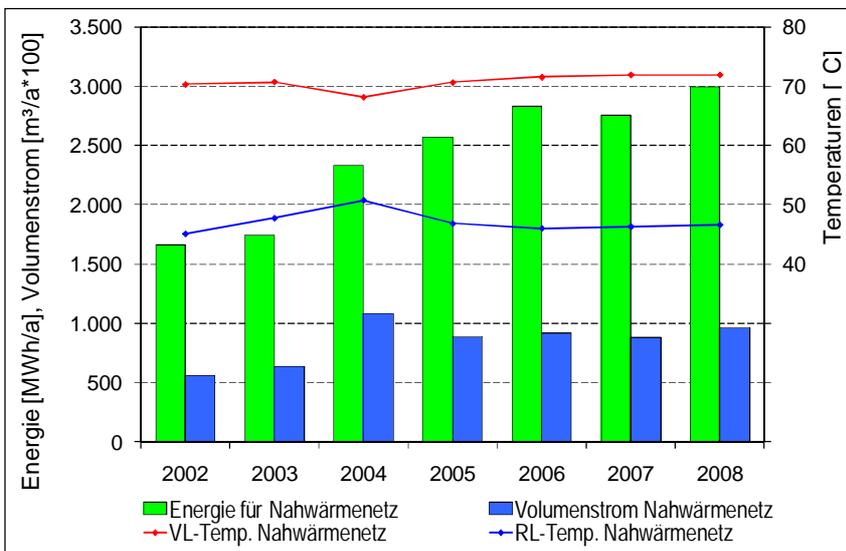


Abbildung 5: Energie für und Volumenstrom im Nahwärmenetz, VL- und RL-Temp. Nahwärmenetz

## 4 Betriebserfahrungen

Die Anlagenschaltung hat sich bewährt, grundlegende konzeptionelle Mängel im hydraulischen Aufbau konnten nicht festgestellt werden. Lediglich für die Pufferspeicher wurde eine Umgehung nachgerüstet, um in der strahlungsarmen Jahreszeit Verluste an konventioneller Energie durch die stets vom Netzurückfluss auf etwa 45 °C aufgeheizten Pufferspeicher zu vermeiden. Diese Schaltung wurde bei der Planung der Anlage bewusst in Kauf genommen, um eine einfache Anlagenschaltung zu ermöglichen und Baukosten zu sparen. Die Anschaffungs- und Einbaukosten wurden seinerzeit vom Planer höher als die zusätzlichen durch die Solarenergie einzusparenden Brennstoffkosten abgeschätzt.

### 4.1 Regelung

Die Regelung blieb bis zum Ende des Berichtszeitraums (Juli 2009) von größeren Störungen verschont. Sofern kleinere Probleme auftraten, wurden diese vom Personal vor Ort stets kurzfristig erkannt und beseitigt, sodass es weder zu kritischen Betriebszuständen kam noch nennenswerte Ausfälle zu beklagen waren.

Da der Netzurücklauf vor dem Umbau stets in den Pufferspeicher eingeleitet wurde, gab es keine Möglichkeit einer Bypassschaltung für den Fall, dass die Netzurücklaufauftemperatur höher als die Temperatur im Pufferspeicher war. In diesem Fall trat dann eine Aufladung des Pufferspeichers mit konventioneller Energie aus dem Nahwärmenetz ein, was zu unnötigen Verlusten führte. Abschätzungen ergaben, dass diese unnötigen konventionellen Verluste etwa 3 MWh/a betragen. Berücksichtigt man auch noch die Auswirkungen des erhöhten Temperaturniveaus aufgrund der nicht vorhandenen Bypassschaltung auf die Effizienz der Solaranlage, so konnten zusätzliche Verluste an Solarenergie von etwa 3 MWh/a abgeschätzt werden.

Im Mai 2004 wurden für die Pufferumgehung zwei Motorventile nachgerüstet, sodass die Pufferspeicherguppe nicht mehr ständig vom Netzurücklauf durchströmt wird, sondern je nach Betriebssituation (Netzurücklauf wärmer oder kälter als Pufferspeicher 1 oben) entladen oder hydraulisch umgangen werden kann. Um den Umbauaufwand möglichst gering und kostengünstig zu halten, wurden bereits vorhandene Regelfühler verwendet – Fühler T6 in Puffer 1 unterhalb des Rohranschlusses der Entladeleitung und Fühler T3 in Puffer 2 unten (siehe Abbildung 6). Dabei wurde in Kauf genommen, dass die Fühler für eine optimale Regelung zur Entladung der Pufferspeicher in Abhängigkeit von der Netzurücklaufauftemperatur nur behelfsmäßig herangezogen werden können. Die Suche nach der optimalen Einstellung der Regelparameter war entsprechend schwierig und langwierig (Details in /1/).

Zur Ansteuerung der Motorklappen MK3 und MK4 wäre es besser, einen Temperaturvergleich zumindest zwischen der Temperatur T6 im Pufferspeicher 1 und einem neuen Fühler im Netzurücklauf (T7) vorzunehmen. Idealerweise könnte auch noch ein Fühler T8 im Pufferspeicher 1 oben auf Höhe des Rohranschlusses der Entladeleitung (T8) montiert werden.

Diese Fühler müssten nachgerüstet werden. Zumindest der Einbau von Fühler T7 in der Netzleitung wäre nach unserer Einschätzung ohne allzu großen Aufwand machbar. Inwieweit sich in die Behälterwand des Pufferspeichers mit vertretbarem Aufwand (Druckbehälterverordnung, TÜV) noch eine Bohrung mit aufgeschweißtem Nippel zur Aufnahme einer Tauchhülse mit Temperaturfühler setzen lässt, ist dann zu überprüfen. Ggf. ist es einfacher, einen Stutzen in einen der oben am Pufferspeicher 1 abgehenden Rohrbögen zu setzen.

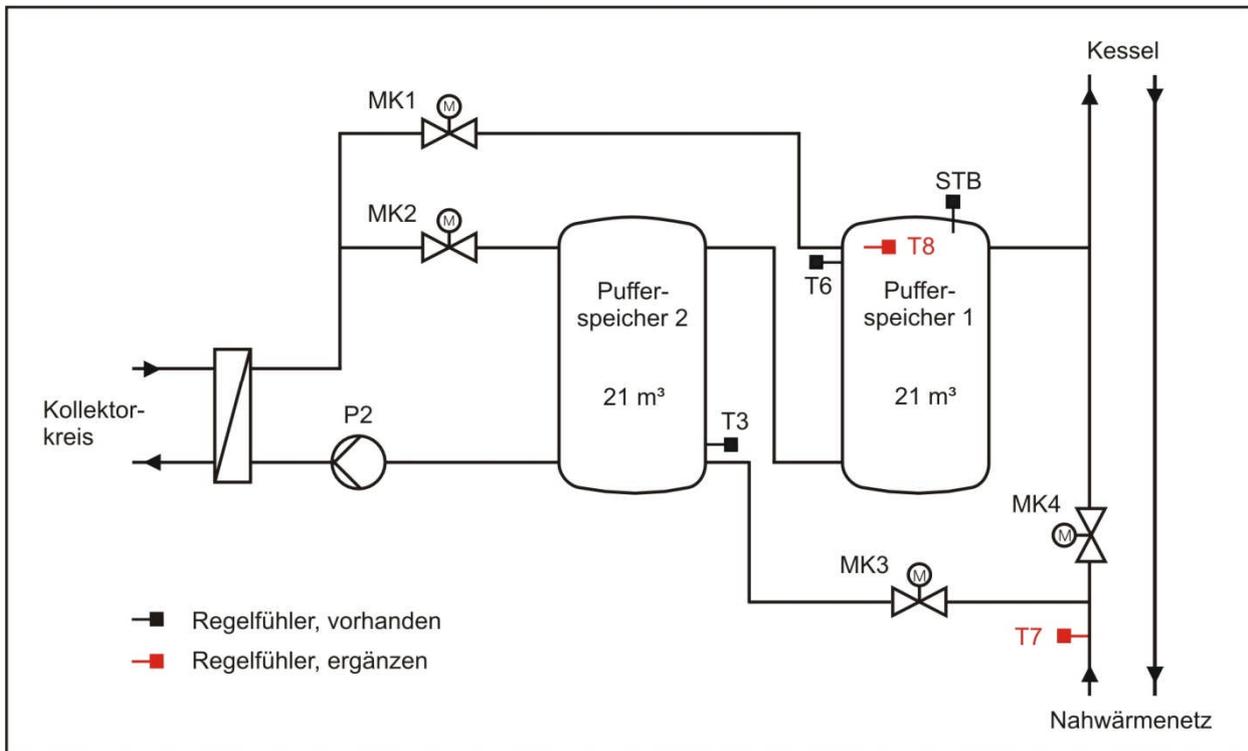


Abbildung 6: Ergänzung von Regelfühlern zur Verbesserung der Pufferspeicherentladung

## 4.2 Langzeitstabilität einzelner Komponenten

Ein auffälliger Verschleiß von Komponenten konnte von der ZfS nicht festgestellt werden. Beobachtet werden sollte die Verschattung durch die Bäume vor der Heizzentrale, ggf. muss hier durch Baumschnitt eingegriffen werden. Auch die Dichtigkeit der mit Kollektoren bestückten Dachhaut über dem Heizhaus muss weiter unter Beobachtung bleiben. Hier ist es mehrfach zu Durchregnungen gekommen, sodass die Gefahr einer Schädigung des Dachstuhls besteht. Für das Gebäude besteht insofern keine Gefahr, da das ursprüngliche jetzt überbaute Flachdach noch vorhanden und voll funktionsfähig (dicht) ist.

## 4.3 Langzeitstabilität Messtechnik

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiteten ebenfalls zuverlässig und waren von keinerlei Ausfällen betroffen. Allerdings kam es in 2004 zu einem Ausfall des Mess-PCs, der das Messprogramm zur Steuerung des Datenloggers beinhaltet und auf dem alle gewonnenen Messdaten gespeichert werden. Zur Reparatur musste das Gerät zum Hersteller eingeschickt werden, was zu einem Datenausfall von ungefähr 3 Wochen führte.

## 5 Kosten, Energiebilanz und Wirtschaftlichkeit

Der Bieter hat einen Energieertrag von 167 MWh/a bzw. 431 kWh/(m²\*a) bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Da das Kollektorfeld ggf. später noch erweitert werden sollte, wurde im Gegensatz zu anderen Anlagen im Förderprogramm ST2000 der solare Ertrag ab Wärmetauscher Kollektorkreis und **nicht** ab Pufferspeicher garantiert.

Der garantierte Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten im Messjahr 2001/2002 zu rd. 96 % eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahren zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in /1; 2/ ausführlich beschrieben), in den übrigen Messjahren z.T. etwas niedriger. Dies zeigt jedoch insgesamt, dass hinsichtlich des System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen, und diesbezüglich die Erwartungen erfüllt wurden. Allein die Einhaltung des Garantieertra-

ges lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu.

Tabelle 2 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie die garantierten und gemessenen Energieerträge. Damit die Werte aus der Anlage in Heilbronn mit Werten aus anderen im Programm „Solarthermie-2000“ betreuten Anlagen verglichen werden können, wird in dieser Tabelle ein fiktiver garantierter Solarertrag **ab Pufferspeicher** gebildet (150 MWh/a), der mit dem vom Bieter ab Wärmetauscher Kollektorkreis garantierten Wert (167 MWh/a) und einem abgeschätzten Pufferspeicherverlust von 10 % berechnet wird.

<b>Kosten Solarsystem (2003 abgerechnet)</b>		
- Solarsystem mit Statik ohne MwSt.	175.816 €	
- Planung ohne MwSt.	26.392 €	
- Solarsystem inkl. Planung u. Statik, ohne MwSt.	202.207 €	
<b>Solarsystem inkl. Planung u. Statik, inkl. 16 % MwSt.<sup>1)</sup></b>	<b>234.561 €</b>	
<b>Jährliche Kapitalkosten Solarsystem</b> bei 20 Jahre Lebensdauer, 6 % Zins (8,72 % Annuität) und abgerechneten Kosten	20.454 €	
	pro Jahr	7 Jahressumme
<b>Solare Energieerträge</b>		
- garantierter Energieertrag ab Pufferspeicher (167 MWh abzüglich 10 % Speicherverluste)	150 MWh	1.050 MWh
- tatsächlicher (gemessener) Energieertrag ab Pufferspeicher	104 - 146 MWh	847 MWh
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag / garantierter Energieertrag ab Pufferspeicher		80,7 %
<b>Einsparung Gas und CO<sub>2</sub></b> bezogen auf tatsächlichen Energieertrag <b>ab Pufferspeicher</b> mit den Annahmen: Jahres-Kesselnutzungsgrad 0,9; $H_u = 10,5 \text{ kWh/m}^3_{\text{Gas}}$ Emissionsfaktor: $0,2 \text{ kgCO}_2/\text{kWh}_{\text{Gas}}$		
- Einsparung Gas		90.000 m <sup>3</sup>
- Vermeidung CO <sub>2</sub>		190 t
<b>Wärmepreis (für Solarenergie ab Pufferspeicher)</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- abgerechnete Kosten und garantierten solaren Ertrag	0,136 €/kWh	
- abgerechnete Kosten und tatsächlichen solaren Ertrag im 7Jahresmittel (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)	0,169 €/kWh	

Tabelle 2: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung nicht berücksichtigt)

Mit Berücksichtigung von 10 % Speicherverlusten errechnet sich ein **garantierter** Solarertrag von 150 MWh. Bei abgerechneten Brutto-Systemkosten von rd. 234.560 € (inkl. Planung und inkl. 16 % MwSt.) ergibt sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins ein solarer Wärmepreis von 0,136 €/kWh. Wird das 7-Jahresmittel des **tatsächlichen** solaren Energieertrages von 121 MWh (847 MWh / 7 Jahre) in Relation zu den abgerechneten Kosten gesetzt, so steigt der Preis für die solare Wärme auf 0,169 €/kWh. Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Gasmenge nicht gegengerechnet, zumal uns über den 7jährigen Betrachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Gas/Ölkosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme. Durch den Einsatz der Solarenergie konnten in 7 Jahren 90.000 m<sup>3</sup> Gas eingespart werden, was einer CO<sub>2</sub>-Vermeidung von etwa 190 t entspricht.

Die Anlage wurde im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 durch das damals zuständige Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) mit rd. 96.900 € (47,9.%) gefördert, die Messtechnik (inkl. Schautafel) in Höhe von 46.100 € zu 100 %. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 8,9 Cent pro kWh, was noch leicht über den heutigen Gaswärmekosten liegt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 6 Zusammenfassung und Fazit

Bei der Konzeption der Solaranlage ergab sich die Möglichkeit, das bereits existierende Heizhaus auf dem Baugelände "Badener Hof" mit einem nachträglich aufgesetzten und nach Südsüdwesten ausgerichteten Pultdach zu ergänzen. Es konnte so eine Kollektorfläche von 376 m<sup>2</sup> in unmittelbarer Nähe der solaren Pufferspeicher (und damit auch zum Einspeisepunkt in den Rücklauf des Nahwärmenetzes) geschaffen werden. Die Pufferspeicher mit einem Volumen von insgesamt 42 m<sup>3</sup> konnten problemlos in das großzügig dimensionierte Heizhaus eingebaut werden. Bei anderen (von der ZfS betreuten) Anlagen mit solar unterstützter Nahwärme ist die bauliche Ausgangslage weitaus ungünstiger. Bei den ST2000-Anlagen in Stuttgart und Hennigsdorf /3; 4/ fehlen beispielsweise geeignete Flächen, um ein angemessen großes Kollektorfeld in der Nähe der Pufferspeicher aufbauen zu können. Bei beiden Anlagen mussten mehrere, bis zu 400 m von der Heizzentrale entfernt, auf Wohngebäuden installierte Kollektorfelder über Verlust bringende erdverlegte Leitungen an den Pufferspeicher angeschlossen werden (in Stuttgart 3, in Hennigsdorf 5 Kollektorflächen mit separaten Kollektorkreisen). Auch die Aufstellung der Pufferspeicher war dort nur in eigens dafür gebauten Gebäudehüllen möglich.

Durch die Konzentration der Kollektorfläche auf nur einen Aufstellort benötigte man in Heilbronn nur einen Wärmetauscher zwischen Kollektorkreis und Ladekreis und auch nur jeweils eine Umwälzpumpe für diese Kreise. Dies vereinfachte die Systemtechnik, die Wartung und auch die Überwachung der Anlage im Vergleich zu den beiden oben genannten Anlagen deutlich. Nicht unerwähnt bleiben soll, dass auch die Messtechnik entsprechend einfach mit nur einem Logger im Heizhaus ohne entfernt aufgestellte Satellitenlogger realisiert werden konnte.

Die Anlagenschaltung hat sich bewährt, grundlegende konzeptionelle Mängel wurden nicht festgestellt. Lediglich für die Pufferspeicher wurde eine Umgehung nachgerüstet, um in der strahlungsarmen Jahreszeit Verluste an konventioneller Energie durch die stets vom Netzurückfluss auf etwa 45 °C aufgeheizten Pufferspeicher zu vermeiden. Die Regelung der Pufferspeicherentladung ist im jetzigen Zustand nicht optimal ausgeführt, da die für einen Temperaturvergleich herangezogenen Fühler nicht dafür vorgesehen waren. Hier ist die Nachrüstung mit mindestens einem, besser zwei zusätzlichen optimal platzierten Regelfühlern zu empfehlen.

Die Temperatur des Netzurücklaufs lag mit etwa 45 – 50 °C im Jahresmittel bis zu 6 K über der nach Planung max. zulässigen Rücklauftemperatur aus den Gebäudeheizkreisen (45 °C bei einer Außentemperatur von -12 °C und tiefer). Die Solaranlage arbeitet dadurch auf einem deutlich höheren Temperaturniveau als vorgesehen. Dies führte dazu, dass der garantierte Solarertrag von 150 MWh/a ab Pufferspeicher nur in der Messperiode 2002/2003 (Jahrhundertsummer!) mit 146 MWh/a fast erreicht wurde. In den übrigen Messperioden wurden dagegen lediglich Werte zwischen 104 und 126 MWh/a gemessen. Die Nachrechnung der solaren Ertragsgarantie, in der die tatsächlichen Werte für Strahlung und Netzurücklauftemperatur berücksichtigt werden, ergab in der 1. Messperiode eine Garantiefüllung von 96,1 %, in den drei folgenden Perioden von 90 bzw. knapp 90 %. Die solare Ertragsgarantie des Bieters gilt damit entsprechend den Vorgaben des Förderprogramms "Solarthermie-2000" als erfüllt. Dennoch könnte die Solaranlage eine höhere Effizienz erreichen, wenn es gelänge, die Netzurücklauftemperatur auf das geplante Niveau deutlich unter 45 °C abzusenken.

Die geringeren Werte für die solare Garantie in den Messperiode 2 und 3 gegenüber den 96 % aus 2001/02 sind darauf zurückzuführen, dass die vor dem Heizhaus stehenden Bäumen eine zunehmende Verschattung der (unteren) Kollektorfläche verursachten. In 2005 wurden die Bäume zurückgeschnitten, was in Messperiode 4 wieder zu einer Steigerung der Systemeffizienz und des erreichten Anteils am Garantiertrag gegenüber Messperiode 3 führte. Der Betreiber ist deshalb aufgerufen, das Baumwachstum auch weiterhin regelmäßig zu kontrollieren und falls erforderlich die Bäume erneut zu beschneiden, um so die Effizienz der Solaranlage auf einem möglichst hohen Niveau zu halten. Be-

sonderer Aufmerksamkeit bedarf die aufgesetzte Dachhaut mit den Kollektoren über dem Heizhaus. Hier ist es mehrfach zu Durchregnungen gekommen, sodass die Gefahr einer Schädigung des als Aufständigung dienenden Dachstuhls besteht. Die Gebäudesubstanz des Heizhauses wird davon nicht beeinträchtigt, da das ursprüngliche, jetzt überbaute Flachdach in seiner ursprünglichen Form erhalten und in vollem Umfang funktionstüchtig (dicht) blieb.

Im Hinblick auf eine im Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesene Anlagenlebensdauer von 20 bis 25 Jahren, kann man davon ausgehen, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb und nicht allzu hohen Netzurücklauftemperaturen noch mindestens 15 Jahre lang eine Nutzenergie in der Größenordnung von jährlich 120 MWh liefern wird (im Rahmen der üblichen Schwankung von Wetter und Verbrauch). Anzeichen für leistungsmindernde Degradationen sind nicht erkennbar. Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist, dass die Funktion der Anlage regelmäßig (mindestens 1 x pro Woche an einem sonnigen Tag) überprüft wird, da sich der Betreiber mit dem Auslaufen der ZfS-Betreuung zukünftig nicht mehr auf Fehlermeldungen von uns verlassen kann. Wenn Fehler auftreten, so sollten diese rasch und mit Nachdruck behoben werden.

## 7 Literatur

- /1/ Mies, M.; Rehrmann, U.; Szablinski, D.:  
Neubaugebiet „Badener Hof“ Heilbronn  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 04.11.2001 – 03.11.2005
  - /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth H.P.:  
Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus  
Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3)  
Abschlussbericht Juni 2009 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006)
  - /3/ Peuser, F.A.; Mies, M.; Rehrmann, U.:  
Wohnsiedlung Burgholzof Stuttgart  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 05.08.1996 – 31.12.2006
  - /4/ Mies, M.; Rehrmann, U.:  
Cohnsches Viertel Hennigsdorf  
Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 02.06.1999 – 31.12.2005
- Bezug aller ZfS-Berichte: [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)



**Förderprogramm „Solarthermie2000/Solarthermie2000plus“**

**Kurzbericht zum Langzeitverhalten  
Solaranlage Cohnsches Viertel Hennigsdorf**

**Förderkennzeichen 032 9603P**

**Berichtszeitraum: Januar 2003 bis Dezember 2009**

**von Ulrich Rehrmann und Michael Mies**



*Abbildung 1: Ansicht Kollektorfeld eines Altbaus von der Gartenseite*

## **1 Objektbeschreibung**

Das Wohngebiet "Cohnsches Viertel" in Hennigsdorf wurde in den Jahren 1940 bis 1960 mit Mehrfamilienhäusern bebaut (ca. 1.300 Wohneinheiten). Seit dem Jahr 2000 wird ein Teil der Häuser einer komplexen gebäude- und haustechnischen Sanierung unterzogen. Gleichzeitig werden vorhandene Baulücken durch Neubauten geschlossen. Für etwa 460 WE (sanierte Altbauten und Neubauten), die sich alle im Besitz der Hennigsdorfer Wohnungsbaugesellschaft mbH (HWB) befanden, wurden der Anschluss an die Fernwärmeversorgung der Stadtwerke Hennigsdorf (SWH) sowie der Einbau unterstützender Solaranlagen vorgesehen. Nur für diese 460 WE der HWB bestand zurzeit der Projektierung der Solaranlage bezüglich etwaiger Rückgabeansprüche von Alteigentümern Planungssicherheit. Es wurde demzufolge von einem Endausbau mit ca. 460 WE (bei insgesamt 26.900 m<sup>2</sup> Wohnfläche und 1.150 Bewohnern) ausgegangen, die über dezentrale Hausstationen aus dem Nahwärmenetz versorgt werden sollten. Die Inbetriebnahme von Nahwärmeversorgung und Solarsystem erfolgte im Oktober 2001. Bis 2003 waren 376 WE an das Nahwärmenetz angeschlossen, Ende 2005 wurden 574 WE mit etwa 1.440 Personen erreicht.

Da die Eigentumsrechte im Cohnschen Viertel inzwischen zunehmend geklärt werden konnten, sehen neuere Planungen vor, weitere 600 WE an das Nahwärmenetz anzuschließen, sodass dann eine Gesamtzahl von ca. 1.170 angeschlossenen WE erreicht würde.

Im Gartenbereich an der Nauenerstraße wurde ein Lehrpfad angelegt, auf dem die Sanierung des Wohngebietes und die Solartechnik erläutert werden. Für Vorträge und Führungen steht ein kleiner Seminarraum neben der Heizzentrale zur Verfügung.

## **2 Konzeption und Auslegung**

Das Wärmeversorgungsnetz im Cohnschen Viertel wird als Masche des Fernwärmenetzes Hennigsdorf betrieben. Nach erfolgter Sanierung der Häuser kann es aufgrund der verbesserten Gebäudesubstanz gegenüber dem Hauptnetz mit reduzierter Vorlauftemperatur betrieben werden.

Regelung der Netzvorlauftemperatur im Nahwärmenetz:

65 °C für Außentemperatur >5 °C;

von 65 auf 95 °C linear steigend für Außentemperaturen 5 bis -14 °C

Berechnete Netzrücklauftemperaturen im Nahwärmenetz:

Winter max. 36 °C; Sommer max. 41 °C

Als Jahres-Gesamtwärmebedarf wurden in der Planung (also bezogen auf etwa 460 WE) ca. 4.040 MWh berechnet, davon 2.760 MWh für Gebäudeheizung, 940 MWh für Warmwasserbereitung mit Gebäudezirkulation und 340 MWh für Netzverluste. Die Solaranlage mit einer Kollektorfläche von 856 m<sup>2</sup> soll 360 MWh/a liefern. Dies ergibt einen (geplanten) solaren Deckungsanteil von rund 9 % am Gesamtwärmebedarf.

Die Wärmetauscher sowie die Regelung für das Ladesystem zur Trinkwassererwärmung in den Gebäuden wurden so ausgelegt, dass bei einer minimalen Netzvorlauftemperatur (im Sommer) von 65 °C und einer Kaltwassertemperatur von (im Sommer) 14 °C die Temperatur im Bereitschaftsspeicher auf 60 °C gehalten werden kann. Der Zirkulationsrücklauf wurde mit 55 °C vorgesehen.

### **2.1 Beschreibung der Solaranlage**

Das Solarsystem (Abbildung 2) besteht aus 5 Kollektorkreisen mit Solarübergabestationen, Ladekreis zum Pufferspeicher, Pufferspeicher und Entladekreis zum Nahwärmenetz. Auf den Dächern von 4 Altbauten sowie auf den Sheddächern eines Neubaus sind insgesamt 856 m<sup>2</sup> Kollektorfläche installiert, wobei die Kollektorflächen auf den einzelnen Gebäuden zwischen 151 m<sup>2</sup> und 188 m<sup>2</sup> variieren. Pufferspeicher und entferntestes Kollektorfeld (Anlage 5) liegen mit etwa 350 m verhältnismäßig weit auseinander. Dies ergab sich aus der Auswahl der Gebäude, in die die Kollektoren integriert werden sollten, da zum einen Aspekte des Denkmalschutzes (Kollektoren sollten nicht von der Straßenseite aus sichtbar sein), zum anderen Einschränkungen, die aus den bestehenden Eigentumsverhältnissen (Gebäude nicht im Besitz der HWB) resultierten, berücksichtigt werden mussten.

Auf dem Neubau bilden die Kollektoren die Dachhaut der Sheddächer. Auf den Altbauten ist bei der Sanierung ein Teil der Dachpfannen durch Kollektoren ersetzt worden, zusätzlich wurden weitere Kollektoren als Überdachung für die neu errichteten Balkone auf der Gartenseite der Altbauten verwendet. Bautechnisch bedingt beträgt die Neigung der Kollektoren auf dem Neubau 20°, während die Neigung der Kollektoren auf den Altbauten etwa 30 bis 32° beträgt.

Das in den Kollektoren erwärmte Wasser-Glykol-Gemisch wird über wärmeisolierte Rohrleitungen in die Hausanschlussräume der Gebäude geleitet. Dort ist je Anlage eine Solarübergabestation mit einem Plattenwärmetauscher installiert, der den Wärmeübergang vom Kollektorkreis in den Ladekreis ermöglicht. Die Anschlussstationen sind für alle 5 Solaranlagen gleich aufgebaut, es gibt lediglich geringe Unterschiede in der Größe der Wärmetauscher und der Kollektorkreisumpen. Die 5 in den Kollektorkreisen installierten Pumpen werden zentral von der DDC bei Überschreiten einer Strahlungsschwelle von 200 W/m<sup>2</sup> ein- und bei Unterschreiten von 150 W/m<sup>2</sup> mit 10 min Nachlaufzeit wieder ausgeschaltet.

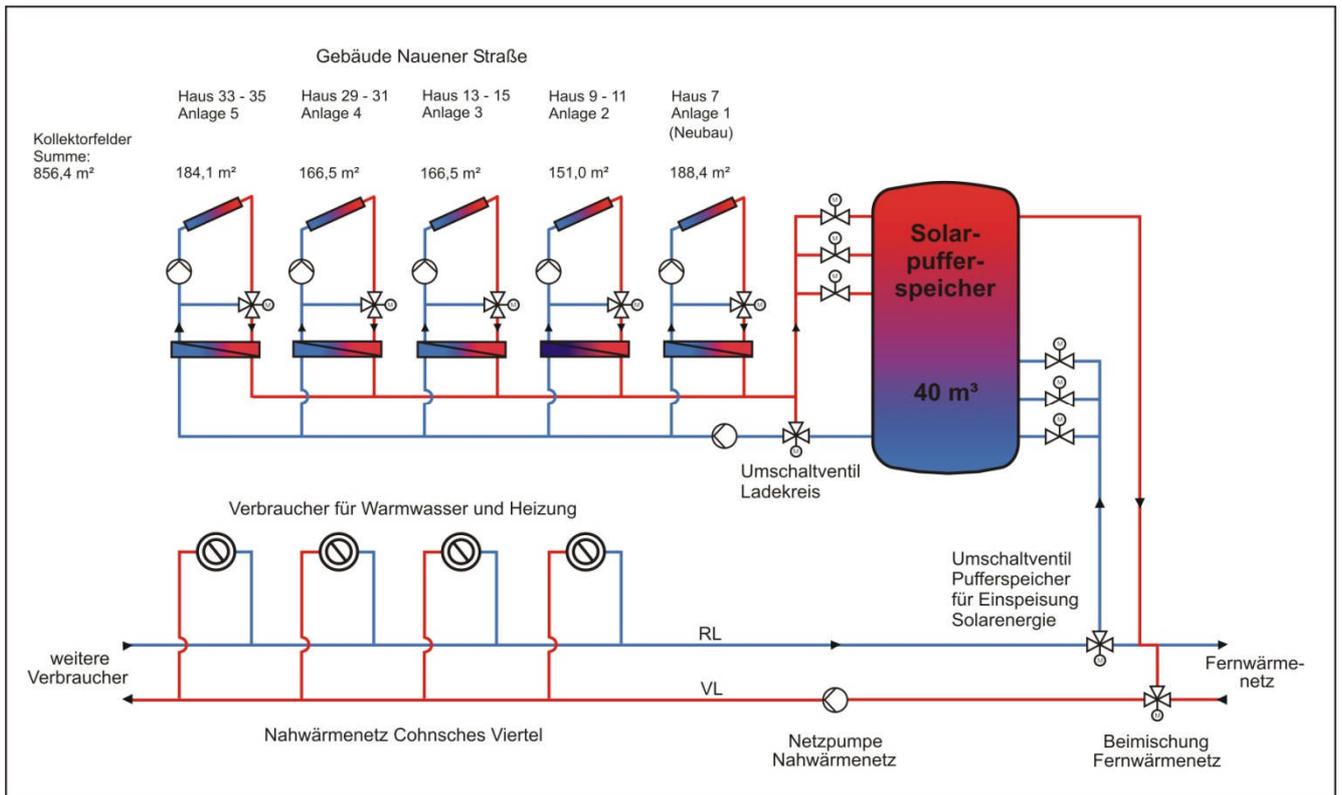


Abbildung 2: Vereinfachtes Schaltschema

Die Solarstationen sind über zwei erdverlegte Leitungen mit dem Pufferspeicher (40 m<sup>3</sup>) verbunden. Nahwärmeleitungen und solarer Ladekreis bilden somit ein 4-Leiter-Netz. Der Ladekreis wird durch eine Umwälzpumpe angetrieben, die in der Heizzentrale installiert ist. Dies ist insofern bemerkenswert, da es auch Ausführungen ähnlicher Anlagen mit mehreren verteilt positionierten Kollektorfeldern gibt, dort aber jedes Kollektorfeld mit jeweils einer eigenen Umwälzpumpe auf der Sekundärseite des Wärmetauschers ausgerüstet ist. Man hat sich bei der Planung für Hennigsdorf für diese Schaltung entschieden, da eine große Pumpe kostengünstiger als 5 kleine war, die Regelung einfacher wurde und hydraulische Probleme weitgehend ausgeschlossen werden konnten.

Die Anbindung des Ladekreises an den Pufferspeicher (Vorlauf Ladekreis) erfolgt über drei höhenversetzte Anschlüsse, die über Umschaltventile angesteuert werden und so eine geschichtete Beladung ermöglichen. Die Entladung des Pufferspeichers in den Rücklauf des Nahwärmenetzes geschieht durch Umschalten eines Motorventils, sobald sich eine Temperaturdifferenz zwischen oberem Bereich des Pufferspeichers und dem Netzurücklauf ausgebildet hat. Der Netzvolumenstrom wird dann, ähnlich wie auf der Ladekreisseite, mit Hilfe von höhenversetzten Ventilen temperaturrichtig in den Pufferspeicher geführt, sodass die vorhandenen Temperaturschichtung weitgehend erhalten bleibt.

Reicht die Solarenergie aus dem Pufferspeicher nicht aus, um die gemäß Heizkurve erforderliche Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes zu erzielen, so wird über ein Mischventil an der Koppelstelle zum vorgeschalteten Fernwärmenetz wärmeres Medium in der benötigten Menge zugespeist (das Nahwärmenetz Cohnsches Viertel wird als separate Masche des Fernwärmenetzes Hennigsdorf betrieben), bis die gewünschte Vorlauftemperatur erreicht ist.

## 2.2 Regelung

Die Regelung der Solaranlage, der Be- und Entladung der Pufferspeicher und des Nahwärmenetzes wird hier nur vereinfacht beschrieben, Details sind dem Abschlussbericht /1/ zu entnehmen.

Regelgröße	Funktionsprinzip
<b>Kollektorkreis</b> Kollektorkreisumpen (Anlage 1 - 5)  Umschaltventil Kollektorkreis (Anlage 1)  Umschaltventile Kollektorkreis (Anlage 2 - 5)	Ein: Strahlung > 200 W/m <sup>2</sup> , Aus: Strahlung < 150 W/m <sup>2</sup> + 10 min  Durchgang: $\Delta T$ zwischen Koll.-kreis und Pufferspeicher unten > 6 K Bypass: $\Delta T$ zwischen Koll.-kreis und Pufferspeicher unten < 2 K  Durchgang: $\Delta T$ zwischen Koll.-kreis und RL aus Pufferspeicher > 6 K Bypass: $\Delta T$ zwischen Koll.-kreis und RL aus Pufferspeicher < 2 K
<b>Beladung Pufferspeicher</b> Ladekreispumpe  Umschaltventil Ladekreis  Geschichtete Beladung vom Ladekreis	Ein: $\Delta T$ zwischen <b>einem</b> der 5 Kollektorkreise und dem Pufferspeicher unten > 6 K Aus: $\Delta T$ zwischen <b>allen</b> 5 Kollektorkreisen und dem Pufferspeicher unten < 2 K  Beladung: Temperatur Vorlauf Ladekreis höher als Temperatur Pufferspeicher unten Bypass: Temperatur Vorlauf Ladekreis niedriger als Temperatur Pufferspeicher unten  Durch Temperaturvergleiche zwischen Ladekreis und 2 Messstellen im oberen Pufferspeicherbereich wird der Ladestrom in eine temperaturgleiche Schicht im Pufferspeicher eingespeist
<b>Entladung Pufferspeicher</b> Umschaltventil Netzzrücklauf  Geschichtete Einspeisung des Netzzrücklaufs	Entladung: Temperatur Pufferspeicher oben > Temperatur Rücklauf Nahwärmenetz + 6 K Bypass: Temperatur Pufferspeicher oben < Temperatur Rücklauf Nahwärmenetz + 2 K  Durch Temperaturvergleiche zwischen Entladekreis und 2 Messstellen im unteren oberen Pufferspeicherbereich wird der Netzzrücklauf in eine temperaturgleiche Schicht im Pufferspeicher eingespeist
<b>Nahwärmenetz</b> Regelventil zum Fernwärmenetz	Kann die Vorlauftemperatur des Nahwärmenetz nach Temperaturkurve nicht gehalten werden, erfolgt Zumischung von Heißwasser aus dem Fernwärmenetz

Tabelle 1: Vereinfachte Regelbeschreibung

## 2.3 Messtechnik

Die Solaranlage ist mit einer umfangreichen Messtechnik ausgestattet, die die Bilanzierung aller Energieströme, die Kontrolle der Regelung und eine Detailanalyse einzelner Komponenten ermöglicht. In einem Datenerfassungsgerät (Logger) werden neben den meteorologischen Messgrößen Einstrahlung und Temperatur alle relevanten Leistungen (in kW), Volumenströme (in m<sup>3</sup>/h) und Temperaturen (in °C) sowie Pumpenlaufzeiten und Ventilstellungen im zeitlichen Abstand von etwa 3 - 4 Sekunden erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte abgespeichert. Bei vielen Messgrößen werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des 5-Minuten-Mittelungsintervalls abgespeichert, woraus sich zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten gewinnen lassen. Min- und

Maxwerte erleichtern außerdem die obligatorische Prüfung, ob die abgespeicherten Mittelwerte frei von Messfehlern und somit belastbar sind. Da die Anlage in Hennigsdorf über 5 Teilkollektorfelder verfügt, die in erheblicher Entfernung voneinander errichtet wurden, musste auch die Datenerfassung als System aus mehreren Satellitenloggern konzipiert werden, die die Messwerte kontinuierlich über einen Datenbus an den zentralen Mess-PC in der Heizzentrale liefern. Die zum Einsatz kommenden Messsensoren verfügen ausnahmslos über eine hohe Genauigkeit und haben sich seit vielen Jahren in den von der ZfS betreuten wissenschaftlichen Messprogrammen bewährt.

Um die Anlagenfunktion und das momentane Anlagenverhalten auch für Passanten in knapper und übersichtlicher Form transparent machen zu können, werden die wichtigsten Messwerte zusätzlich per Datenbus an eine Anzeigetafel von dem Heizhaus übertragen und dort dargestellt.

### **3 Messperioden**

Die messtechnische Betreuung umfasste insgesamt 7 Messjahre vom 01.01.2003 bis zum 31.12.2009. Die Intensivmessphase, in der sowohl die Anlage als Ganzes als auch sämtliche Anlagenkomponenten hinsichtlich ihres Betriebsverhaltens detailliert auf Schwachstellen untersucht und ggf. optimiert wurden, in der aber auch überprüft wurde, ob die Anlage den garantierten solaren Energieertrag erwirtschaftete, umfasste für die Anlage in Hennigsdorf drei Jahre bis einschließlich 2005. Danach wurde die Anlage in die Langzeitbetreuung übernommen, während der zwar noch aussagekräftige und belastbare Energiebilanzen erstellt, in der Regel aber keine Detail- bzw. Komponentenuntersuchungen mehr vorgenommen wurden.

#### **Einstrahlung und solare Nutzenergie**

Die Darstellung der Jahresmesswerte für Einstrahlung und Solarertrag sowie die daraus abzuleitenden Größen Kollektorkreisnutzungsgrad und Systemnutzungsgrad in Diagrammen zeigt das Verhalten der Anlagen über mehrere Jahre hinweg. Da die Kollektoren auf 5 Gebäuden installiert sind, ist für die Darstellung in den Diagrammen die Einstrahlung in alle Kollektorflächen zu einem Gesamtwert zusammengefasst worden. Ebenso ist in den Diagrammen die Solarenergie aus den 5 Kollektorkreisen, die über die Kollektorkreiswärmetauscher an den gemeinsamen Ladekreis abgegeben worden ist, zu einem Gesamtertrag aufaddiert worden.

In Abbildung 3 sind die Einstrahlung in die Kollektorflächen und die Energie aus den Kollektorkreisen sowie der daraus sich ergebende Kollektorkreisnutzungsgrad dargestellt. In 2003 ist eine besonders hohe Einstrahlung zu verzeichnen gewesen (Jahrhundertssommer), entsprechend hoch war auch die gewonnene Energie aus den Kollektorkreisen. Von 2004 bis 2008 wurden normale Einstrahlungswerte registriert. Der Kollektorkreisnutzungsgrad bewegt sich in allen Messjahren etwa um 30%.

Abbildung 4 zeigt ebenfalls die Einstrahlung in die Kollektorflächen, hier jedoch in Relation gesetzt zur Energie, die aus dem Pufferspeicher an das Nahwärmenetz abgegeben wurde. Der daraus gebildete Systemnutzungsgrad beträgt im Mittel der betrachteten Jahre etwa 24 %. Durch die unvermeidbaren Verluste des Ladekreises (Erdleitungen) und des Pufferspeichers sind dies etwa 6 %-Punkte weniger als beim Kollektorkreisnutzungsgrad von im Mittel der Messjahre 30 %.

#### **Nahwärmenetz**

Der Energiebedarf für das Nahwärmenetz ist messtechnisch nicht erfasst worden, es wurden lediglich die Netzvorlauf- und -rücklauftemperaturen gemessen. Aus diesem Grund lässt sich auch kein solarer Deckungsanteil am Energiebedarf des Nahwärmenetzes bestimmen. Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Vor- und Rücklauftemperaturen im Netz, dargestellt im Jahresmittel. Die Vorlauftemperatur lag im Bereich von 68 bis 70 °C, die Netzzücklauftemperatur im Bereich von 50 bis 52 °C. In der Planung war eine Netzzücklauftemperatur im Wochenmittel max. 40,2 °C vorgesehen worden. Mehrfach wurde versucht, die Netzübergabestationen mit dem Ziel einzuregeln, die Netzzücklauftemperatur zu senken. Dass dadurch keine deutliche Absenkung der Rücklauftemperatur erreicht werden konnte, ist vermutlich auf Einflüsse aus dem Gesamtnetz zurückzuführen. Da die Netzzücklauftemperatur im realen Anlagenbetrieb deutlich über den geplanten Werten liegt, führt dies zu einem erheblichen Minderertrag der Solaranlage. So konnte im Mittel der Messjahre nur ein Systemnutzungsgrad von etwa 24 % erreicht werden, die Planung sah hier 38,5 % vor.

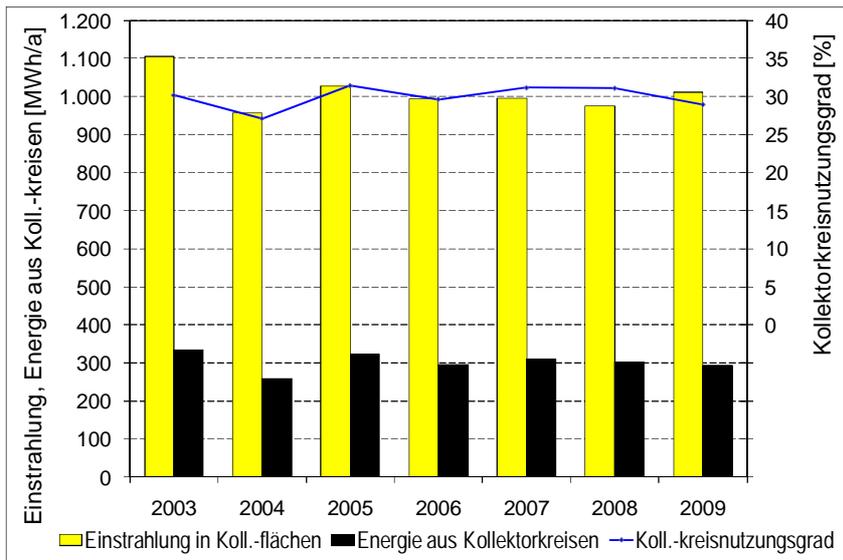


Abbildung 3 Einstrahlung auf Kollektorflächen, Energie aus den Kollektorkreislagen, Kollektorkreisnutzungsgrad

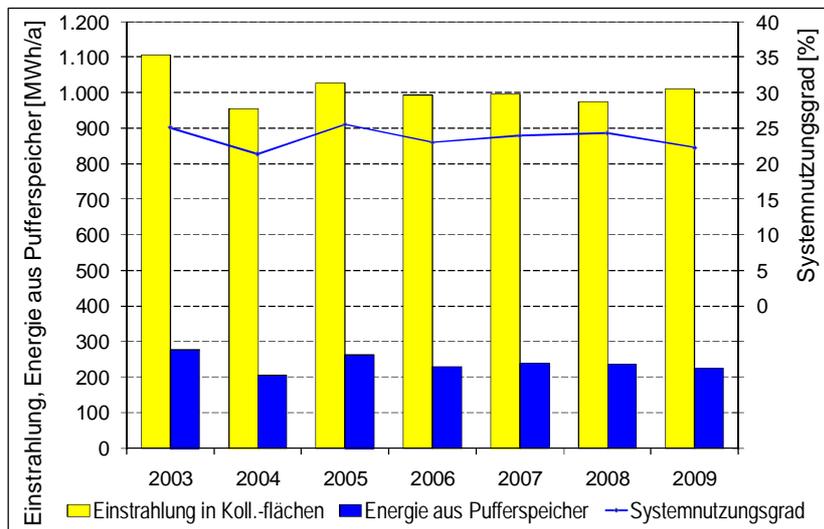


Abbildung 4 Einstrahlung auf Kollektorflächen, Energie aus Pufferspeicher an Netz, Systemnutzungsgrad

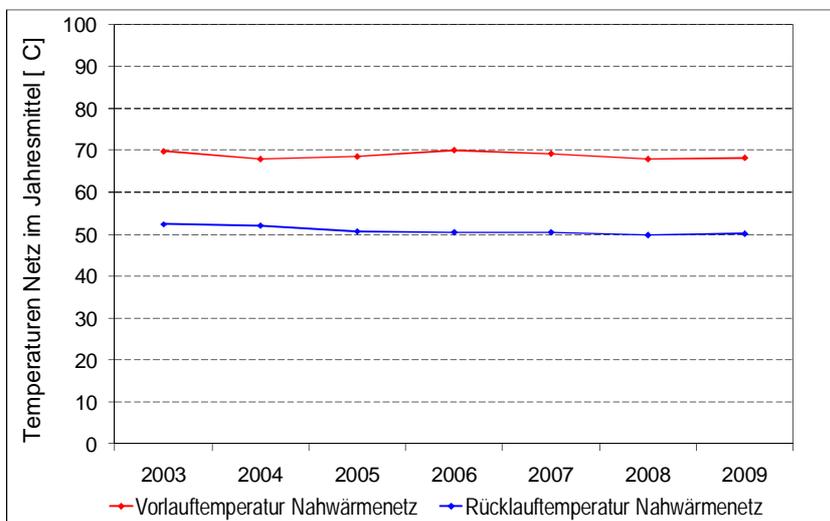


Abbildung 5 Vor- und Rücklauftemperaturen Nahwärmenetz im Jahresmittel

## 4 Betriebserfahrungen

Bei der Planung der Solaranlage zur Unterstützung des Nahwärmenetzes im Cohnschen Viertel in Hennigsdorf musste auf die durch die Altbausubstanz vorgegebenen Rahmenbedingungen, Restriktionen durch den Denkmalschutz und die zurzeit der Planung bestehenden Eigentumsverhältnisse Rücksicht genommen werden. Zusätzlich wurde die Planung der Anlage auch dadurch erschwert, dass es zum damaligen Zeitpunkt kein einfach zu bedienendes Simulationsprogramm gab, das solar unterstützte Nahwärmenetze berechnen konnte. Die Anwendung des Simulationsprogramms TRNSYS wäre zwar möglich gewesen, war aber für die anbietenden Installationsunternehmen wegen der Komplexität der Handhabung nicht zumutbar. Im vorliegenden Fall wurde die Berechnung mit dem einfach zu bedienenden Simulationsprogramm T°SOL durchgeführt, das aber für die Berechnung eines solar unterstützten Nahwärmenetzes zur Zeit der Angebotsabgabe nicht geeignet war. Infolgedessen kam es zur Abgabe eines sehr hohen garantierten Solarertrages (361 MWh/a entsprechend 421 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) ab Pufferspeicher) durch den Installateur.

Die Anlagenschaltung, insbesondere das Konzept mit einer zentralen Ladepumpe für den Pufferspeicher hat sich bewährt. Hydraulische Probleme durch den Anschluss von 5 Kollektorkreisen an das 2-Leiter-Beladesystem sind nicht aufgetreten. Allerdings sind die thermischen Verluste in der Erdleitung größer als es die T°SOL-Rechnung und auch die spätere Nachrechnung mit TRNSYS ergeben haben. Aus dieser Erfahrung ist zu empfehlen, die thermischen Verluste der Erdleitungen bei einer Anlagenauslegung nicht zu knapp zu kalkulieren und zudem prinzipiell Erdleitungen mit Wärmedämmeigenschaften besser als Standardqualität einzusetzen.

Potenzial für eine Optimierung bietet die ausgeführte Einkoppelung des Pufferspeichers in den Rücklauf des Nahwärmenetzes. Diese war zunächst - äußerst einfach - so realisiert worden, dass der Netzurücklauf immer dann vollständig durch den Pufferspeicher geführt wurde (um ihn zu entladen), wenn die Temperatur im Speicher oben höher war als die des Netzurücklaufs. Dies führte dazu, dass die Netzvorlauftemperatur des Nahwärmenetzes im Sommer bei geringem Wärmebedarf und gleichzeitig großem solarem Angebot erheblich über der gemäß Heizkurve vorgesehenen Solltemperatur lag. Die Situation wurde daraufhin entschärft, indem die Entladung des Speichers nun nicht mehr in das Nahwärmenetz sondern in das größere Fernwärmenetz erfolgt, sobald die Temperatur im Speicher die Vorlauftemperatur im Fernwärmenetz übersteigt. Auf diese Weise kann die Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes zumindest auf die Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes begrenzt werden. Erreicht wurde dies einzig durch eine verbesserte Regelung; ein Umbau der Verrohrung war dafür nicht erforderlich. Trotzdem erfolgt die Pufferspeicherentladung nach wie vor ungeregelt. Um auch bei vollem Pufferspeicher eine korrekte Einstellung der Vorlauftemperatur im Nahwärmenetz vornehmen zu können, muss die Pufferspeicherentladung geregelt, z. B. in Form einer Rücklaufbeimischung erfolgen. Nur so lässt sich ein unnötiger Anstieg der Rücklauftemperatur mit der damit verbundenen schlechteren Kollektoreffizienz vermeiden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass sich das in Hennigsdorf realisierte Gesamtkonzept einer solaren Nahwärmeunterstützung bewährt hat und auch für weitere Anlagen empfohlen werden kann.

### 4.1 Langzeitstabilität Kollektoren

Bei den detaillierten Untersuchungen der Anlagenkomponenten standen die Sonnenkollektoren besonders im Fokus. An Hand von Messwerten wurde nachgewiesen, dass die in den Prüfberichten für die verwendeten Kollektoren angegebenen Leistungen für die kompletten Kollektorkreise einschließlich Verrohrung (unter Berücksichtigung der dort auftretenden zusätzlichen und unvermeidlichen Verluste) in der Praxis erreicht werden. Eine nachhaltige Alterung (d.h. Verschlechterung der Kollektorleistung) während der Messperioden konnte nicht beobachtet werden. Glasbrüche, Undichtigkeiten im Kollektorfeld oder Undichtigkeiten an der Dacheindeckung wurden ebenfalls nicht festgestellt.

## 4.2 Wärmetauscher Kollektorkreis

Neben den Kollektoren sind die Wärmetauscher (WT) zwischen Kollektorkreis und dem Speicherladekreis zum Pufferspeicher wichtige Komponenten, die bei einem ungenügenden Übertragungsverhalten die Leistungsfähigkeit einer Solaranlage erheblich negativ beeinflussen können. Die Problematik liegt darin, dass sich bei einem nicht ausreichend bemessenen oder ein sich in der Leistungsfähigkeit verschlechternder Wärmetauscher die (unvermeidbare) Temperaturdifferenz zwischen Primär- und Sekundärseite vergrößert und dadurch die Temperatur im Kollektorkreis unnötig ansteigt. Dies führt zu einer Verringerung des Kollektorwirkungsgrades und damit auch zu einer Verringerung der Leistungsfähigkeit des Solarsystems.

Basierend auf diesen Überlegungen haben sich in den letzten Jahren für die Auslegung eines externen Plattenwärmetauschers im Kollektorkreis folgende Werte als guter Kompromiss zwischen Gerätekosten und Leistungsfähigkeit herausgestellt:

- Wärmedurchgang im Wärmetauscher:  
 $k \cdot A$ -Wert  $\approx 100 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ , KF = Kollektorfläche
- Mittl. log. Temperaturdifferenz am Wärmetauscher  
 $(\Delta T_{\text{log}}) \approx 5 \text{ K}$  (bei einer spez. Wärmeleistung von 500 W pro  $\text{m}^2$  Kollektorfläche)

Wie in Tabelle 2 unter „Planwerte“ zu erkennen ist, sind die von der ZfS empfohlenen Werte für die Auslegung der Wärmetauscher bei der Planung der Anlage gut eingehalten worden ( $k \cdot A$ -Werte  $> 100 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ ,  $\Delta T_{\text{log}} = 5 \text{ K}$ ).

		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5
Kollektorfläche		188,38	151,01	166,49	166,49	184,06
Wärmetauscher-TYP		SWEP B45Hx81	SWEP B45Hx61	SWEP B45Hx69	SWEP B45Hx69	SWEP B45Hx73
Schaltung		2-wegig	2-wegig	2-wegig	2-wegig	2-wegig
<b>Planwerte</b>						
Durchfluss primär	$\text{m}^3/\text{h}$	2,826	2,265	2,497	2,497	2,761
Durchfluss sekundär	$\text{m}^3/\text{h}$	2,637	2,114	2,331	2,331	2,577
Log. $\Delta T$ am WT	K	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Leistung WT	kW	112	85	90	90	102
$k \cdot A$ -Wert bez. auf Koll.fläche	$\text{W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$	118,9	112,6	108,1	108,1	110,8
<b>Messwerte vom 24.06.08, 12:00 h</b>						
Durchfluss primär	$\text{m}^3/\text{h}$	2,792	2,408	2,900	2,839	3,008
Durchfluss sekundär	$\text{m}^3/\text{h}$	3,391	2,552	3,115	2,816	3,499
Log. $\Delta T$ am WT	K	5,74	4,65	8,54	7,63	7,15
Leistung WT	kW	82,7	77,8	85,9	85,4	99,2
$k \cdot A$ -Wert bez. auf Koll.fläche	$\text{W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$	76,53	110,7	60,40	67,30	75,35

Tabelle 2: Planwerte und Messwerte für die Wärmetauscher Kollektorkreis

Im Betrieb der Anlage stellte sich dann heraus, dass die Wärmetauscher nicht die theoretisch berechneten Leistungen erbrachten. In Anlage 2 wurde daraufhin der WT ausgebaut und einer materialkundlichen Untersuchung zugeführt. Als eine Ursache für die Minderleistung konnte festgestellt werden, dass sich sekundärseitig (netzseitig) Ablagerungen an den Tauscherplatten gebildet hatten, die den Wärmeübergang verschlechterten. Nach Einbau eines unbenutzten Wärmetauschers gleichen Typs in Anlage 2 im Juni 2005 verbesserte sich das Übertragungsverhalten und es wurden die Auslegungswerte (Tabelle 2, Messwerte vom 24.06.08) erreicht. Es ist geplant, den WT in Anlage 3 auszutauschen. Wir erwarten, dass sich dann auch hier das Übertragungsverhalten verbessert und die Planwerte erreicht werden.

### 4.3 Regelung

Die Regelung funktioniert seit Inbetriebnahme der Anlage im Oktober 2001 weitgehend ohne Störungen. Erwähnenswert sind lediglich Schwierigkeiten bei der Übertragung von Stellsignalen aus der DDC zu den außerhalb der Heizzentrale aufgebauten Teilkollektorfeldern über den Datenbus. So wurde beispielsweise das Strahlungssignal zum Ein- bzw. Ausschalten der Kollektorkreisumpen gelegentlich nicht an die lokalen Regler der Teilsolaranlagen weitergeleitet und wodurch die Kollektorkreisumpen trotz ausreichender Strahlung nicht ein- bzw. abends bei Sonnenuntergang nicht ausschalteten. Die erste Teilanlage in unmittelbarer Nähe der Heizzentrale, die statt über einen dezentralen Regler direkt von der DDC geregelt wird, war von dieser Fehlfunktion nie betroffen. Erst im April 2004 konnte der Fehler lokalisiert und beseitigt werden.

Ein weiterer Fehler trat erstaunlicherweise erst im dritten Betriebsjahr auf und betraf die Regelung der Speicherladepumpe, die sporadisch nicht gemäß Regelbedingungen ein- und ausschaltete, z. T. auch in Dauerbetrieb versetzt wurde. Ursächlich waren kollidierende Regelbedingungen zur Speicherbeladung und zum Frostschutz der Erdleitungen im Speicherladekreis. Nach Änderung der entsprechenden Regelnweisungen erfolgte die Speicherbeladung zuverlässig regelkonform und ohne weitere Störungen.

Erwähnt werden muss außerdem ein Soft- und Hardwarefehler des Reglers zur Einstellung der Vorlauftemperatur im Nahwärmenetz. Der Fehler bewirkte, dass das Beimischventil zum Fernwärmenetz falsch angesteuert und der solar vorgewärmte Rücklauf des Nahwärmenetzes nicht mehr auf die erforderliche Solltemperatur aufgeheizt wurde. Infolgedessen wurde der Pufferspeicher bei deutlich erhöhtem Netzvolumenstrom immer weiter entladen bis schließlich Speicher und Netzvorlauf dieselbe Temperatur aufwiesen wie der Netzurücklauf. Der Regler wurde ausgetauscht, woraufhin das Problem nicht mehr auftrat.

Eine Reihe weiterer kleinerer Defekte, die sich im Laufe der vergangenen 8 Betriebsjahre ereigneten und für die zunächst auch Fehler in der Regelung verantwortlich schienen, konnten letztlich ausnahmslos auf fehlerhafte Bauteile wie beschädigte bzw. falsch angeklebte Zeitrelais, undichte Differenzdruckmesser oder fest sitzende Ventile zurückgeführt werden.

Von Mitte 2005 bis zum Frühjahr 2009 traten bezüglich der Regelung keine nennenswerten Probleme mehr auf. Auch davor wurden erkannte Fehler vom Personal vor Ort immer kurzfristig beseitigt, so dass eine Störung in der Regelung weder zu kritischen Betriebszuständen noch zu Ausfällen an gewonnener Solarenergie führte. Ab April 2009 kam es dann wieder zu mehreren Störungen im Regelablauf (vermutlich Alterung von Regelkomponenten), die zu nicht nachvollziehbaren Pumpenlaufzeiten und Ventilöffnungen führten. In Folge trat u.a. eine Entladung des Pufferspeichers nachts über das Kollektorfeld auf. Bis zur Erstellung des Berichtes waren diese Störungen weitgehend behoben.

### 4.4 Langzeitstabilität Messtechnik

Die in der Anlage eingebauten Messsensoren arbeiteten weitgehend störungsfrei. Abgesehen von einem Impulskopf für einen Volumenzähler (Kabelbruch direkt am Gehäuse des Messkopfs) mussten keine Temperaturfühler, Volumenzähler oder Strahlungsmesser ausgetauscht werden. Zweimal gab es allerdings Probleme mit dem Datenlogger selbst. Beide Male war mit unterschiedlichen Ursachen die Übertragung der Messwerte per Datenbus zum Mess-PC betroffen. Nachdem der jeweilige Fehler ermittelt war, sorgte der Loggerhersteller umgehend für eine Reparatur, sodass der Datenausfall hinsichtlich einer belastbaren Jahresbilanzierung in noch vertretbarem Rahmen blieb.

## 5 Kosten, Energiebilanz und Wirtschaftlichkeit

Der Bieter hat einen Energieertrag ab Pufferspeicher von 361,0 MWh/a bzw. 421 kWh/(m<sup>2</sup>\*a) bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten in den Messjahren von 2003 bis 2005 nur zu rund 69 % erreicht. Die Analyse der Messwerte zeigte, dass die deutlich über den Planwerten liegenden Netzurücklauf-temperaturen (ca. 14 K höher) wie auch die gegenüber der Planung verminderte Leistung der 5 Wärmetauscher in den Kollektorkreisen die Effizienz der Solaranlage so negativ beeinflusst haben, dass es zu diesen großen Diskrepanzen zwischen erwarteten und gemessenen Ertragswerten kam. Beim Verfahren zur Feststellung, ob der vom Bieter garantierte Solarertrag auch bei realen Wetter- und Verbrauchsdaten erreicht worden ist, werden die tatsächlichen Betriebsbedingungen im Vergleich mit den Randbedingungen aus der Planung berücksichtigt, sodass dem Bieter aus Abweichungen zwischen dem realen Betriebsbetrieb und den Randbedingungen weder ein Vorteil noch ein Nachteil erwächst (Details und Erläuterungen des Prüfverfahrens zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in den Abschlussberichten /1, 2/ ausführlich beschrieben). Da vom Bieter die Minderleistung der Wärmetauscher zzt. der Angebotsabgabe nicht vorhergesehen werden konnte, wurde nachträglich die solare Ertragsgarantie um 3,5 % von 361,0 auf 348,4 MWh/a korrigiert. Mit dieser abgesenkten solaren Ertragsgarantie wurde der im Förderprogramm vorgegebene Mindestwert von 90 % erfüllt.

<b>Kosten Solarsystem (abgerechnet)</b> - Solarsystem ohne MwSt. - Planung ohne MwSt. - Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt. <b>Solarsystem inkl. Planung, inkl. 16 % MwSt.</b>	408.582 € 65.185 € 473.767 € <b>549.570 €, davon 52,4 % Förderung</b>	
<b>Jährliche Kapitalkosten ohne Förderung</b> Solarsystem bei 20 Jahre Lebensdauer, 6 % Zins (8,72 % Annuität) und abgerechneten Kosten	47.923 €	
	pro Jahr	7 Jahressumme
<b>Solare Energieerträge</b> - garantierter Energieertrag des Bieters - garantierter korrigierter Energieertrag des Bieters - tatsächlicher (gemessener) Energieertrag - geschätzter Energieertrag ohne Minderertrag WT	361,0 MWh 348,4 MWh 204 - 278 MWh 211 - 288 MWh	2.527 MWh 2.439 MWh 1.672 MWh ca. 1.731 MWh
Relation tatsächlicher Energieertrag/ garantierter korrigierter Energieertrag		68,6 %
Garantierfüllung unter Berücksichtigung der tatsächlichen Betriebsbedingungen, jedoch bei korr. Ertragsgarantie		90,1 bis 91,2 % von 2003 bis 2005
<b>Einsparung Gas und CO<sub>2</sub></b> bezogen auf tatsächlichen Energieertrag; Annahmen: Jahres-Kesselnutzungsgrad 0,9; Hu = 10,5 kWh/m <sup>3</sup> <sub>Gas</sub> , Emissionsfaktor: 0,2 kgCO <sub>2</sub> /kWh <sub>Gas</sub> - Einsparung Gas - Vermeidung CO <sub>2</sub>		176.900 m <sup>3</sup> 372 t
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung und MwSt. für - tatsächliche Kosten und garantierten korrigierten Ertrag - tatsächliche Kosten und tatsächl. Ertrag (7 Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)		0,138 €/kWh ohne Förderung 0,200 €/kWh, mit Förderung 0,096 €/kWh

Tabelle 2: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis

Setzt man den (nachträglich korrigierten) garantierten Solarertrag ab Pufferspeicher von 348,4 MWh/a an, so lassen sich mit den abgerechneten Brutto-Systemkosten von rd. 549.570 € (inkl. Planung und inkl. 16 % MwSt.) unter Annahme der in Solarthermie - 2000 festgelegten 20jährigen Lebensdauer und 6 % Kapitalzins die Plankosten für die Solarwärme (solare Nutzwärmekosten) zu 0,138 €/kWh berechnen.

Für den tatsächlich gemessenen Energieertrag aus dem Solarsystem über 7 Jahre von in Summe 1.672 MWh ergeben sich bei gleicher Rechnung solare Nutzwärmekosten von 0,200 €/kWh. Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden weder Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt, noch die eingesparte Gasmenge gegengerechnet, da hierzu keine Zahlen aus dem 7jährigen Betrachtungszeitraum vorliegen. Diese Faktoren können die Kosten der Solarwärme ggf. erhöhen bzw. vermindern. Durch den Einsatz der Solarenergie konnten in 7 Jahren 176.900 m<sup>3</sup> Gas eingespart werden, was einer CO<sub>2</sub>-Vermeidung von etwa 372 t entspricht.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der reale Ertrag (239 MWh/a im Mittel von 7 Messjahren) gegenüber dem Planwert (d.h. gegenüber dem schon wegen der geringeren Übertragungsleistung der Wärmetauscher korrigierten Garantiewert von 348,4 MWh/a) wegen der erhöhten Netzurücklauftemperaturen und der Überschätzung des Solarertrages durch die Berechnung der Anlage mit einem nicht geeigneten T\*SOL-Typ zu einem Minderertrag von über 100 MWh/a bzw. gut 30 % gekommen ist.

Das Solarsystem ohne Messtechnik wurde im Teilprogramm 2 von Solarthermie-2000 durch das damals zuständige Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) mit rd. 287.900 € gefördert, was unter Berücksichtigung von 16 % MwSt. einer Förderquote von 52,4 % entspricht. Die Messtechnik (inkl. Anzeigetafel) wurde mit 72.800 € gefördert. Für den Betreiber kostet die Solarwärme demnach nur 9,6 Cent pro kWh, was im Bereich heutiger Gaswärmekosten liegt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die solaren Wärmekosten künftig keiner Preissteigerung unterliegen.

## 6 Zusammenfassung und Fazit

Das als 4-Leiter-Netz (Vor- und Rücklaufleitungen für die Beladung des Pufferspeichers aus den Solaranlagen und Vor- und Rücklaufleitungen zu den Verbrauchern) ausgeführte Nahwärmesystem mit solarer Unterstützung im Cohnsches Viertel arbeitet seit seiner Inbetriebnahme im Oktober 2001 zufriedenstellend und ohne größere Ausfälle. Systembedingte Fehler oder konzeptionelle Schwachpunkte wurden nicht festgestellt. Insbesondere verursachte der Betrieb des Ladekreises mit nur einer zentralen Pumpe, die die aus den 5 angeschlossenen Kollektorkreisen gewonnene Wärme zum Pufferspeicher transportieren soll, keinerlei hydraulische Probleme. Allerdings wurde anhand der Messergebnisse festgestellt, dass die Erdleitungen von den Solaranlagen zum Pufferspeicher deutlich höhere Verluste verursachten als nach den Simulationsrechnungen mit T°SOL und TRNSYS zu erwarten war. Aufgrund dieser Erfahrungen sollte künftig bei ähnlichen Projekten erdverlegten Leitungen besondere Aufmerksamkeit gewidmet und dort grundsätzlich eine über Standardqualität hinausgehende Wärmedämmung vorgesehen werden. Aber selbst, wenn dies berücksichtigt wird, sollten die bei der Auslegung des Gesamtsystems zu berücksichtigenden Erdleitungsverluste nicht zu knapp angesetzt werden.

Die temperaturabhängige Einkoppelung des Pufferspeichers in den Rücklauf des Nahwärmenetzes war zu einfach konzipiert, was in den strahlungsreichen Monaten durch die unregelmäßige Entladung zu höheren Netzvorlauftemperaturen führte als nach der Heizkurve vorgesehen war. Dieses Problem konnte ohne Umbau an der Verrohrung durch eine verbesserte Regelung, bei der überschüssige Solarwärme in das Fernwärmenetz geleitet wird, entschärft werden. Bei einer Neuplanung sollte an dieser Stelle aber eine aufwändigere Lösung in Form einer geregelten Pufferspeicherentladung (z. B. durch Beimischung) angestrebt werden, damit auch bei vollem Pufferspeicher eine Einstellung der Sollvorlauftemperatur möglich ist. Eine überhöhte Netzvorlauftemperatur führt in der Regel auch zu einem unnötigen Anstieg der Rücklauftemperatur und damit zu einer Verschlechterung der Kollektoreffizienz.

Die tatsächliche Leistung der in der Anlage zum Einsatz kommenden Kollektoren entsprach im Wesentlichen dem im zugehörigen Prüfbericht niedergelegten Wert, wenn man die unvermeidlichen, im Kollektorkreis entstehenden Verluste berücksichtigt. Eine signifikante Alterung war im Laufe der

messtechnischen Betreuung nicht zu beobachten. Auch Schäden an einzelnen Kollektoren (Glasbruch) oder Undichtigkeiten im Kollektorfeld traten seit Inbetriebnahme der Anlage in 2001 nicht auf.

Die gelöteten Plattenwärmetauscher erreichten nicht die durch Berechnung in der Planungsphase geforderten Leistungen. Ursache war hier ein auf der Netzseite (Sekundärseite) auftretender Belag, der die Übertragungseigenschaften der Wärmetauscher verschlechterte.

Die Regelung einer Anlage, deren verschiedene Teilsysteme bis zu 350 m voneinander entfernt sind (von der Zentrale mit Regelungseinrichtung bis zum letzten Kollektorkreis), stellt besondere Anforderungen an die sichere Übertragung der Regelsignale. Hier ist es gelegentlich zu Störungen im Datenbus gekommen, die sich aber im Laufe der Zeit lokalisieren und damit beheben ließen. Insgesamt lässt sich sagen, dass sich das Regelkonzept bewährt hat.

Aufgrund der Minderleistungen der gelöteten Plattenwärmetauscher, die dem Bieter nicht angelastet werden können, ist die solare Ertragsgarantie des Bieters nachträglich um 3,5 % gesenkt worden. Die im Förderprogramm vorgegebene solare Ertragsgarantie von mindestens 90 % wurde damit zwar erfüllt, gegenüber dem Planwert (d.h. gegenüber dem korrigierten Garantiewert von ca. 348 MWh/a) fehlen beim realen Ertrag (ca. 239 MWh/a im 7-Jahresmittel) trotzdem ca. 100 MWh/a oder gut 30 %, was durch eine zu hohe Netzurücklauftemperatur und eine Überschätzung des Solarertrages bei Abgabe des Angebotes zu erklären ist.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Nahwärmenetz mit solarer Unterstützung in Hennigsdorf in den vergangenen 7 Jahren solide gearbeitet und sich das zugrunde liegende Gesamtkonzept auch im Hinblick auf die Realisierung weiterer Anlagen bewährt hat. Bei künftigen Anlagen sollte allerdings darauf geachtet werden, dass das Heizwasser aus dem Pufferspeicher (bis 90 °C) nicht unregelmäßig in den Netzvorlauf eingespeist wird, sondern durch Netzurücklaufbeimischung auf die Netz-solltemperatur eingestellt wird.

## 7 Literatur

/1/ Mies, M.; Rehrmann, U.:

Cohnsches Viertel Hennigsdorf

Abschlussbericht – Berichtszeitraum: 01.01.2003 – 31.12.2005, Bezug: ZfS

/2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Mies, M.; Rehrmann, U.; Wirth, H.P.:

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus

Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II

Abschlussbericht Januar 2009 (Projektlaufzeit: 01.11.2000 bis 31.12.2006); Bezug: ZfS

/3/ Peuser, F.A.; Rememrs, K-H.; Schnauss, M.

Langzeiterfahrung Solarthermie; Solarpraxis; ISBN 3-934595-01-4

/4/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus

[www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de)

Weitere Langzeitberichte über von uns betreuten Solaranlagen sind auf unserer Internetseite zu finden.

Bezug aller ZfS-Berichte: [www.zfs-energietechnik.de](http://www.zfs-energietechnik.de)