



**Solarthermie2000plus: Wissenschaftlich-
technische Begleitung von Solargroßanlagen im
Südwesten Deutschlands**

Förderkennzeichen: 032 9601P

**Abschlussbericht zur Laufzeit
01.08.2006 bis 31.03.2012**

vorgelegt durch

**Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg**

Prof. Elmar Bollin

Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber

Offenburg

September 2012

INHALTSVERZEICHNIS

1	Solarthermie2000plus	3
1.1	Ziele	3
1.2	Förder- und Auswahlkriterien	5
2	Wissenschaftlich-technische Begleitung	5
2.1	Aufgaben	5
2.2	Organisation und Abwicklung	8
3	Durchgeführte Arbeiten	10
3.1	Objektbesichtigung und -bewertung	10
3.2	Anlagenbetreuung	11
3.3	LabVIEW Auswertetools zur Erstellung von Carpet-Plots und Quertabellen	20
3.4	Erstellung einer Infobroschüre	21
3.5	Öffentlichkeitsarbeit	21
4	Ergebnisse	31
4.1	Erzielte Ergebnisse	31
4.2	Nutzen und Verwertbarkeit	33
4.3	Veröffentlichungen	34
Anhang A: Presseartikel und Veröffentlichungen		
Anhang B: Flyer		
Anhang C: Zwischen-/Schlussberichte		
Anhang D: Kurzberichte		

1 Solarthermie2000plus

1.1 Ziele

Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit förderte im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung mit der Maßnahme „Solarthermie2000plus“ die langfristig angelegten Forschungsaktivitäten zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie im Niedertemperaturbereich. Die Maßnahme endete am 31.12.2011.

Ein langfristiges Ziel der Energiepolitik der Bundesregierung und somit des Energieforschungsprogramms ist es, die Nutzung erneuerbarer Energiequellen weiter zu entwickeln und deren Verbreitung zu fördern. Dabei wird besonders Wert auf die Wirtschaftlichkeit für Erzeuger und Verbraucher, die Schonung von Umwelt und Ressourcen, insbesondere der CO₂ Emissionsminderung und der Sicherheit der Energieversorgung gelegt.

Ausgehend von den bisher erreichten Ergebnissen konzentrierte sich die Fördermaßnahme zuletzt auf erweiterte und neue Lösungen in der Solarthermietechnik und den Abbau von rechtlichen und organisatorischen Markteintrittsbarrieren. Vorrangiges Ziel ist es, durch forschungsbegleitende Pilot- und Demonstrationsprojekte die wissenschaftlich-technischen und rechtlich-organisatorischen Voraussetzungen zu schaffen, dass die Solarthermie künftig einen deutlich höheren Beitrag am Wärmemarkt zur Substitution fossiler Brennstoffe leisten und damit auch ein wirksamer Klimaschutz erreicht werden kann.

Im Übrigen wird bezüglich des Gesamtzieles des Förderkonzeptes Solarthermie2000plus auf die entsprechenden Informationsschriften und die Homepage des Förderkonzeptes www.solarthermie2000plus.de verwiesen.

Bestandteil des Förderkonzeptes ist ein projektbegleitendes Messprogramm, damit die zur Beurteilung der Pilot- und Demonstrationsanlagen notwendigen Daten erfasst werden können. Dieses Messprogramm wurde in enger Zusammenarbeit von der „ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH“ in Hilden, dem „Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE)“ in Freiburg und einigen Hochschulen in den neuen Bundesländern sowie der Hochschule Offenburg im Südwesten Deutschlands durchgeführt.

Das hier beantragte Projekt deckt die wissenschaftlich-technische Begleitung der im Südwesten Deutschlands errichteten Pilot- und Demonstrationsanlagen ab und setzt die bisherige Begleitforschung durch die Hochschule Offenburg in Solarthermie2000plus und Solarthermie-2000 (FKZ: 0329601M, 0329601H und 0329601P) fort.

Im Rahmen des Programms Solarthermie2000plus wurde eine begrenzte Anzahl solarthermischer Pilot sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich modellhaft gefördert. Mit Solar-

ABSCHLUSSBERICHT

thermie2000plus führte das BMU im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung die langfristig angelegten Forschungsaktivitäten zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie des Förderkonzepts Solarthermie-2000 mit neuen Schwerpunkten fort. Gegenstand der Förderung im neuen Förderkonzept waren insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot- und Demoanlagen mit einer erforderlichen Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die Begleitforschung für:

- solar unterstützte, kombinierte Trinkwassererwärmungs- und Heizungsanlagen bei solaren Deckungsanteilen von mindestens 10 %,
- solar unterstützte Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicherung etwa 35 bis 60 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf,
- die Einbindung von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze,
- integrale Konzepte zur Einbindung von Solarwärme, Geothermie und Abwärme,
- die solar unterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Heizung,
- solare Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

Das Programm hat darüber hinaus folgende Ziele:

- Stärkung der Vorbild- und Multiplikatorwirkung für den Einsatz neuer, umweltfreundlicher Energietechniken
- Erweiterung des Erkenntnisstandes durch Einbindung in die Technologieverbreitung bei
 - den beteiligten Bundes-, Landes- und kommunalen Behörden sowie deren Einrichtungen
 - den lokalen Energieversorgungsunternehmen
 - den regionalen Handwerkskammern
 - dem produzierenden Gewerbe (Kollektor-, Speicherhersteller, etc.)
 - den Installationsfirmen (Sanitär, Heizung, etc.)
 - den planenden Architekten und Fachingenieuren
 - den Hochschulen und sonstigen wissenschaftlichen Einrichtungen
- Erarbeitung von Beispiellösungen zum Aufbau von Solarsystemen für die diversen Einsatzfälle und zu ihrer Integration in die konventionelle Energieversorgungstechnik
- Intensive Informationsvermittlung über die Möglichkeiten der Solartechnik an die breite Öffentlichkeit

1.2 Förder- und Auswahlkriterien

Gefördert wurden solarthermische Demonstrationsanlagen für bestehende oder neu zu errichtende Gebäude des Bundes und der Länder, einschließlich ihrer nachgeordneten Einrichtungen, Gebietskörperschaften einschließlich kommunaler Betreibergesellschaften, Stadtwerke, kommunale sowie eingetragene Wohnungsbaugenossenschaften, Anstalten und Stiftungen sowie Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft.

Die Bausubstanz, die konventionelle Energieversorgungstechnik sowie der Wärme- bzw. Warmwasserbedarf mussten gute Voraussetzungen für die Nutzung der Solartechnik bieten.

Bei bestehenden Gebäuden wurde davon ausgegangen, dass eine evtl. notwendige energie- bzw. haustechnische Anlagensanierung als Eigenleistung durch den Antragsteller vorlaufend oder zeitgleich erbracht wird.

Der Wärmebedarf musste die Errichtung einer Solaranlage mit einer Größe von mindestens 100 m² Kollektorfläche rechtfertigen. Eine geeignete Fläche für die Aufstellung der Kollektoren musste vorhanden sein.

Wesentlich für die Projektauswahl waren weiterhin die zu erwartenden Kosten der mit der Solaranlage bereitgestellten solaren Wärme. Maßstab war der Vergleich mit bereits realisierten Lösungen. Die solaren Nutzwärmekosten mussten dazu, je nach Anlagentyp und Größe sowie Anwendungsbereich, die in Abhängigkeit vom solaren Deckungsanteil festgelegten oberen Grenzwerte unterschreiten. Als Eckwerte waren 0,15 €/kWh bei 10 % und maximal 0,30 €/kWh bei 60 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf festgelegt (siehe Grenzkostenberechnung in den Erläuterungen zum Förderkonzept; vgl. auch www.solarthermie2000plus.de).

Maßgebend waren der Pilot- bzw. Demonstrationscharakter und die Multiplikatorwirkung der Vorhaben sowie eine ausgewogene Vielfalt von Nutzungs- und Anlagenvarianten zu den im Fördergegenstand genannten Anwendungsgebieten.

Die Antragsteller mussten sich zur Teilnahme am wissenschaftlichen Mess- und Auswerteprogramm über einen Zeitraum von mindestens fünf Jahren nach Errichtung der Anlage in Zusammenarbeit mit der dafür ausgewählten wissenschaftlichen Einrichtung bereit erklären und erforderliche Wartungs- und Optimierungsarbeiten mit eigenen Mitteln durchführen lassen.

2 Wissenschaftlich-technische Begleitung

2.1 Aufgaben

Die wissenschaftlich-technische Begleitung der solarthermischen Anlagen sollte durch kontinuierliche Messwerterfassung und -auswertung sowie Systemanalyse insbesondere Aussagen zum Energieertrag, zum Langzeitverhalten, zur Betriebssicherheit, zum Wartungsaufwand und damit zur Wirtschaftlichkeit der Solaranlagen liefern.

ABSCHLUSSBERICHT

Grundlegende Aufgaben im wissenschaftlich-technischen Begleitprogramm waren dabei:

- Informationsstelle für Interessenten: Auskünfte zu Förderkonzept, Förderverfahren, Förderkriterien, Vorantrag (Fragebogen), etc.,
- Bewertung der eingehenden Fragebögen auf Basis der Förder- und Auswahlkriterien und Weiterleitung an die ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH in Hilden bzw. das Fraunhofer ISE in Freiburg,
- Detailüberprüfung des Objektes vor Ort und Stellungnahme an PtJ (Objektbewertung),
- Vorbereitende Messungen des Warmwasser und Energieverbrauchs,
- Grobdimensionierung und Entwurfsplanung des Solaranlagensystems,
- Intensive Beratung des Planers bei der Planung des Solaranlagensystems und bei der Erstellung des Leistungsverzeichnisses,
- Erstellen der Randbedingungen zum Leistungsverzeichnis mit Vorgaben u.a. zur Anlagendimensionierung, den für die Anlagensimulation benötigten Warmwasserzapfprofilen, Datentabellen für die Anlagenkomponenten und den maximalen Wärmekosten,
- Begutachtung der vorhandenen Anlagentechnik bzgl. Festlegung der Messstellen,
- Erstellen des Messkonzeptes und des Messtechnik-Leistungsverzeichnisses,
- Prüfung der eingehenden Angebote auf Vollständigkeit (ausgefüllte Datentabellen, Energiegarantie, etc.) und Eignung der angebotenen Komponenten,
- Prüfung der evtl. eingereichten Alternativvorschläge zum ausgeschriebenen Solaranlagenkonzept,
- Nachrechnung der vom Bieter abgegebenen Energiegarantie,
- Stellungnahme zum Vergabevorschlag des Planers bzw. Betreibers an PtJ,
- Programmierung des Messdatenloggers und des Anlagenschemas für Vor-Ort-PC,
- Konzeptionierung der Solaranlagen-Anzeigetafel,
- Erstellen von Flyern mit Informationen zu den jeweiligen Solaranlagen,

ABSCHLUSSBERICHT

- Überwachung der Anlageninstallation in Zusammenarbeit mit dem Planer und Überwachung der Messtechnikinstallation,
- Teilnahme an Baubesprechungen,
- Installation des Messdatenloggers,
- Funktionsprüfung der installierten Messtechnik und Erstellen einer Mängelliste für Planer,
- Prüfung der Anlageninstallation (Hydraulik) und der Anlagenkomponenten und Erstellen einer Mängelliste für Planer,
- Probetrieb der Anlage zur Feststellung der prinzipiellen Funktionstüchtigkeit der Solaranlage,
- Dokumentation des Probetriebs durch Ermittlung von Systemkennzahlen (Tabellen) und durch Diagramme,
- Erarbeiten von Verbesserungsvorschlägen bei festgestellten Funktionsmängeln und Diskussion dieser Vorschläge in Besprechungen,
- Freigabe der Solaranlage zur Abnahme,
- Teilnahme an der Abnahme der Anlage durch Planer und/oder Betreiber,
- Festlegung des Beginns der einjährigen ersten Intensivmessphase (nach erfolgreichem Probetrieb),
- Tägliches Auslesen der Messdaten der einzelnen zu betreuenden Anlagen per Modem,
- Kontrolle, Aufbereitung und Sicherung der Messdaten,
- Auswertung der Messdaten mittels Berechnung von Systemkennzahlen und Diagrammen,
- Zeitnahe Funktionskontrolle der Anlagen und deren Messtechnik,
- Regelmäßige Ergebnismitteilung an Betreiber, Planer, Installateur und ZfS,
- Fehleranalyse und Information an Betreiber, Planer und Installateur,
- Optimierungsvorschläge erarbeiten und mit Beteiligten diskutieren,
- Durchführung von Reparaturen an der Messtechnik vor Ort,

ABSCHLUSSBERICHT

- Anpassung des Messsystems und -programms bei Änderungen an der Solaranlage,
- Erstellen von Halbjahresberichten zu jeder der betreuten Anlagen,
- Hochrechnungen zum zu erwartenden Jahresenergieertrag,
- Nachrechnung der abgegebenen Ertragsgarantien durch Anlagensimulation mit realen Messdaten,
- Erstellen von Jahresdatensätzen für Solaranlagenstandorte: Einstrahlung, Außentemperatur und Warmwasserverbrauch,
- Veröffentlichung der Anlagendaten, Messergebnisse und Erfahrungen in Zwischenberichten (jährlich), Internet (fgnet.hs-offenburg.de), Fachzeitschriften, Postern, Messen, Vorlesungen und Seminaren.

2.2 Organisation und Abwicklung

Die Hochschule Offenburg erhielt vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) den Auftrag, für den Zeitraum 01.08.2006 bis 31.07.2009 die wissenschaftlich-technische Begleitung von Anlagen im Südwesten der Alten Bundesländer im Rahmen des Projektes Solarthermie2000plus, zu übernehmen.

Das Projekt wurde zuerst kostenneutral bis zum 31.08.2010 verlängert. Durch einen Antrag zur Aufstockung der Fördermittel wurde die Projektlaufzeit nochmals bis zum 31.12.2011 verlängert, welche nochmals kostenneutral bis 31.03.2012 verlängert werden konnte.

Projektleiter des Projektes Solarthermie2000plus an der Hochschule Offenburg war Prof. Dipl.-Ing. Elmar Bollin Leiter des Instituts für Energiesystemtechnik (INES), des Instituts für Angewandte Forschung (IAF) sowie der Forschungsgruppe nachhaltige energietechnik (net)

Vom 01.08.2006 bis 31.03.2012 war Herr Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber, Absolvent der Hochschule Offenburg im Studiengang Verfahrens- und Umwelttechnik, für das Projekt angestellt. Zu Beginn arbeitete Herr Huber mit einer 100 % Stelle, die ab dem 01.09.2010 auf 80 % reduziert wurde.

Herr Daniel Jödicke war ab September 2007 bis Mai 2010 mit einer Pause vom März 2009 bis September 2009 mit einer 50 % Stelle beschäftigt. Herr Jödicke belegte neben seiner Tätigkeit an der Hochschule Offenburg den Masterstudiengang Energy Conversion & Management (ECM) und unterbrach seine Tätigkeit im Projekt zur Erstellung der Master Thesis. Frau Eva Scheck wurde ab April 2008 bis Juni 2011 mit einer 50 % Stelle beschäftigt. Frau Scheck ist Absolventin der Hochschule Offenburg im Studiengang Verfahrens- und Umwelttechnik.

Die Hochschule Offenburg, University of Applied Sciences, umfasst aktuell ca. 4.000 Studierende. Diese teilen sich auf vier Fakultäten auf, welche wiederum zahlreiche Studiengänge be-

ABSCHLUSSBERICHT

inhalten. Seit dem Wintersemester 2005/06 gibt es den Bachelor Studiengang Verfahrenstechnik mit der Vertiefungsrichtung Energietechnik der den ausgelaufenen Diplomstudiengang Versorgungstechnik ersetzt. In diesem Bereich verfügt der Studiengang über zahlreiche Laboreinrichtungen wie Heizungs-, Raumluft- und Regelungstechnische Labore. Seit Wintersemester 2000/01 wird der englischsprachige Masterstudiengang Energy Conversion and Management angeboten.

Mit dem Bachelorstudiengang Energiesystemtechnik wurde im Wintersemester 2010/11 ein weiterer Studiengang im Bereich Energietechnik eingerichtet.

Im August 2012 wurde das Institut für Energiesystemtechnik (INES) auf dem Gelände der Georg Dietrich Logistik u.a. von der Forschungsgruppe net bezogen. Im April 2012 fand die formale Gründung des Instituts statt und Prof. Bollin zu dessen Leiter gewählt. Aktuell sind 7 Mitarbeiter am Institut tätig.

Im Nebengebäude befindet sich, für den Aufbau von Versuchs- und Messständen im Bereich der Energiesystemtechnik, ein großräumiges Technikum. So ist in nächster Zukunft geplant die Brennstoffzellen für den Einsatz in Versuchsfahrzeugen dort zu lagern und zu testen. Auf dem Freigelände vor dem Institut soll noch in 2012 eine Wasserstoffsystemeinheit mit Druckelektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle als chemische Speicheroption für Smartgridanwendungen erstellt werden. Die Erzeugung von Strom aus regenerativen Energiequellen für Smartgridanwendungen soll ebenfalls im Institut umgesetzt und im Smartgrid erprobt werden.

Anfang 2013 wird eine Klimakammer im Technikum installiert. Die Klimakammer kann verschiedene Temperatur und Feuchtebedingungen abbilden. Sie dient zum Test von Elektronikbauteilen und weiteren Materialtests im Bereich Automotive. Die Kammer ist so ausgelegt, dass komplette Fahrzeuge der Kammer zugeführt und darin getestet werden können. In einer zweiten Bauphase wird die Klimakammer auf eine Doppelklimakammer erweitert. Mit dieser Erweiterung ist es möglich Raumklimata in Echtzeit zu simulieren. Mit dieser Erweiterung ist es möglich Fassadenbauteile zu testen und zu bewerten. Mit der Kammer können verschiedenste Komponenten im Bereich Raumklimatetechnik getestet werden. Sie dient für Laborversuche im Bereich des Studiengangs Energiesystemtechnik und wird Bestandteil eines Smart-Building-Labors.

Das Institut ist auch Ausgangspunkt eines internetbasierten Energieportals, das sämtliche innovativen Energiesysteme der Hochschule und im Umkreis der Hochschule kommunikativ erfasst und visualisieren soll. Es ist daran gedacht, dieses Portal auch für die aktive Zu- und Abschaltung von dezentralen Energieerzeugern und -nutzern einzusetzen. Dazu gehören die Energiezentrale der Hochschule Offenburg, die Energieinsel auf dem Labordach der Hochschule sowie das bis 2013 im Passivhausstandard fertig gestellte Seminargebäude E auf dem Hochschulcampus.

ABSCHLUSSBERICHT

Seit Wintersemester 1992/93 bietet Prof. Bollin, der bis 1993 Mitarbeiter des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (ISE) war, an der Hochschule Offenburg fachbereichsübergreifende Vorlesungen auf dem Gebiet der Solartechnik an. Damit nimmt die thermische Nutzung der Solarenergie im Rahmen des Studienschwerpunktes Energieumwandlung- und -Verfahrens- und Energietechnik eine bedeutende Rolle in der Ingenieurausbildung an der Fachhochschule Offenburg ein.

Für die Betreuung der ST-2000 Anlagen in den Neuen Bundesländern waren die TU Chemnitz, die TU Ilmenau und die FH Stralsund zuständig. Mit diesen Hochschulen fand ein regelmäßiger Erfahrungsaustausch statt, sodass auf die dort gewonnenen Erkenntnisse zurückgegriffen werden konnte.

Der Hauptkontakt bestand während der gesamten Laufzeit zur ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH. Dort wurden die von der Hochschule aufbereiteten und ausgewerteten Messdaten gesammelt. Außerdem wurden an die ZfS regelmäßig die aktuellen Stände der zu betreuenden Anlagen gemeldet.

3 Durchgeführte Arbeiten

3.1 Objektbesichtigung und -bewertung

Telekom Rottweil

Bei der Telekom in Rottweil wird schon seit einigen Jahren eine Absorptionskälteanlage bestehend aus zwei Kältemaschinen in Kombination mit einem Blockheizkraftwerk betrieben. Durch die Kombination mit den Kältemaschinen, kann das wärmegeführte BHKW auch im Sommer Wärme und Strom erzeugen. Grundlage für das Einreichen einer Projektskizze war eine Konzeptstudie des Fraunhofer ISE, in der das Objekt als grundsätzlich geeignet eingestuft wird, sofern die Gaskessel auf stufenlosen Betrieb umgestellt werden. Bei einem Vorortbesuch zusammen mit Mitarbeitern des Fraunhofer ISE konnte die Eignung des Projektes für ST2000+ geprüft werden. Vom Fraunhofer ISE wurde in Abstimmung mit der HS Offenburg eine Stellungnahme an das PtJ übermittelt. Die Telekom wurde daraufhin zur Antragsabgabe aufgefordert. Der gestellte Antrag wurde bewilligt. Nach Antragsbewilligung war noch der Wechsel auf eine andere Dachfläche notwendig, bei der allerdings die Gebäudestatik für die zusätzliche Last noch ertüchtigt werden musste. Die Anlage wurde Ende 2010 bis Anfang 2011 gebaut.

PR-Aktion in Zusammenarbeit mit Pfeiffer & May

Im Frühjahr 2006 wurde von der Hochschule Offenburg eine PR-Aktion gestartet. Hierbei wurde die Hilfe der Firma Pfeiffer & May, Fachgroßhandel für Haustechnik in Anspruch genommen. Über den Verteiler von Pfeiffer & May wurden ca. 200 Infolyer (Siehe Anhang) an Kommunen, Architekten, Fachplaner und Installateurbetriebe im Landkreis Offenburg verschickt in dem das

ABSCHLUSSBERICHT

Förder- und Forschungskonzept Solarthermie2000plus vorgestellt wird. Im Anschreiben wurden Interessenten gebeten sich per Fax zurückzumelden und anzugeben, ob sie bereits über ein konkretes Projekt verfügen bzw. ob Interesse an einer Informationsveranstaltung zu Solarthermie2000plus besteht. Desweiteren fand ein Pressetermin statt. Im anschließend in der Mittelbadischen Presse erschienen Artikel (siehe Anhang) wurde ebenfalls Solarthermie2000plus und insbesondere die Förderfähigkeit solar betriebener Klimaanlage vorgestellt. Die Aktion ergab mehrere Rückmeldungen. Bei einigen der Objekte wurde auch eine Begehung durchgeführt. Als Ergebnis wurde meist leider festgestellt, dass das Objekt die notwendigen Anforderungen hinsichtlich Gebäudestandard, Heizungstechnik oder Dachfläche nicht erfüllte. Bei den übrigen Objekten entschied sich der Betreiber für eine andere Wärme-/Kältequelle oder hat das bestehende System belassen.

Die vielversprechendsten Objekte bei denen eine Besichtigung durchgeführt wurde, sind im Folgenden aufgelistet:

- Büro Streit Hausach: Überprüfung der Statik ergab, dass Dachfläche nicht belastbar und Ertüchtigung zu teuer wäre.
- Wohngebäude Gengenbach: Gebäudestandard nicht ausreichend und keine Sanierung geplant, außerdem war die Dachfläche durch Aufbauten wenig geeignet.
- Klinikum Kehl: Der Betreiber hat sich für die Anbindung an ein Nahwärmenetz entschieden
- Bäckerei Armbruster Schutterwald: Der Gebäudestandard und die Abwärmenutzung waren relativ gering ausgebaut. Außerdem waren dem Besitzer die Investitionskosten für eine solarthermische Kühlung zu hoch.

3.2 Anlagenbetreuung

Insgesamt wurden im Zeitraum 01.08.2006 – 31.03.2012 zehn Solaranlagen betreut. Im Folgenden sind die wesentlichen Arbeiten dargestellt, die bei der Betreuung der Anlagen anfielen.

Bei allen betreuten Solaranlagen wurden seit Beginn des Probebetriebs regelmäßig die im Datenlogger gespeicherten Messdaten per Modem ausgelesen und an der Hochschule Offenburg verarbeitet. Dabei wurden u.a. die sogenannten Quertabellen aktualisiert. In diesen Tabellen sind Energien, Betriebsstunden, Volumina, Nutzungsgrade und andere charakteristische Anlagendaten als Wochensummen bzw. -mittelwerte aufgelistet. Diese Quertabellen sind ein Hauptmittel, um den Anlagenbetrieb zu bewerten und Störungen festzustellen.

Sämtliche Anlagen konnten Ihre Zielvorgaben im Zeitraum der Detailmessung erreichen (siehe im Anhang „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg“)

1) Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (0329652J)

Die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban, deren Betreiber das Studentenwerk Freiburg ist, wurde im Februar 1999 von der ZfS zur Betreuung an die Hochschule Offenburg übergeben. Im Juni 2003 wurde der Umbau der Anlage im Rahmen des Projekts Concheck (Fraunhofer ISE Freiburg) abgeschlossen. Der Umbau wurde von der Hochschule Offenburg begleitet und dessen Auswirkung auf die Funktionalität der Solaranlage mit Hilfe von Detailmessungen analysiert. Am 1.1.2004 wurden zwei weitere Intensivmessjahre gestartet. Die Auswertung und der Vergleich mit den Ergebnissen vor dem Umbau der Anlage ergaben, dass der Umbau der Anlage zu einer Minderung der Anlageneffizienz und des Anlagenertrags führte. Hauptgrund ist der neue Kollektorkreis-Wärmeübertrager, dessen Leistungsfähigkeit erheblich unter der des zuvor eingebauten Wärmeübertragers liegt.

Die Anlage läuft seit 01.01.2006 in der Langzeitbetreuung. Es wurden bis 2009 regelmäßig die Messdaten vom Datenlogger abgerufen, kontrolliert, aufbereitet und damit Tabellen mit Wochenwerten zur Überprüfung und Bewertung der Anlagenfunktion erstellt. Die Ergebnisse wurden zu Jahresergebnissen zusammengefasst und auf der Homepage der Forschungsgruppe und auf dem angehängten Faltblatt präsentiert. Die solaren Erträge sind seit dem Concheck-Umbau relativ stabil (siehe Kurzbericht im Anhang D). 2009 wurde das Messsystem auf Wunsch des Betreibers abgebaut.

Zur Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban wurde im November 2006 der Schlussbericht erstellt und an den PtJ und die ZfS weitergegeben. (Siehe auch Schlussbericht im Anhang C)

2) Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim (0329652G)

Die Solaranlage des Kreiskrankenhauses Mindelheim wird seit Februar 1999 von der Hochschule Offenburg betreut. Das erste Intensivmessjahr begann am 01.08.1999. Seit 2002 läuft die Anlage in der Langzeitbetreuung.

Die Anlage läuft seit 01.08.2002 in der Langzeitbetreuung. Es wurden regelmäßig die Messdaten vom Datenlogger abgerufen, aufbereitet und damit Tabellen mit Wochenwerten zur Überprüfung und Bewertung der Anlagenfunktion erstellt. Die Anlage bringt nach wie vor gute Erträge, allerdings mit sinkender Tendenz. Der solare Nutzungsgrad hat sich zwar seit 2003 von 44 % auf 30 % um ca. 1/3 verringert, was aber zumindest zum größten Teil auf die Reduzierung der Auslastung von 84 l/(m²d) auf 38 l/(m²d) zurückzuführen ist.

3) Solaranlage Hegau-Klinikum Singen (0329652H)

Die Solaranlage Hegau-Klinikum Singen wurde im März 1999 von der ZfS an die Hochschule Offenburg zur Betreuung übergeben.

Die Anlage läuft seit 18.04.2003 in der Langzeitbetreuung. Es wurden regelmäßig die Messdaten vom Datenlogger abgerufen, kontrolliert, aufbereitet und damit Tabellen mit Wochenwerten zur Überprüfung und Bewertung der Anlagenfunktion erstellt.

Bei der Datenanalyse wurden immer wieder Funktionsstörungen beim Solaranlagenbetrieb festgestellt. Die festgestellten Mängel wurden dem Betreiber gemeldet, damit diese beseitigt werden konnten. Ohne diese Überwachung wären einige Betriebsstörungen gar nicht oder erst sehr spät erkannt worden, mit der Folge, dass es zu erheblichen Ertragseinbußen oder sogar größeren Anlagendefekten gekommen wäre.

Die Anlage bringt über die Jahre stark schwankende Erträge, was zum Einen auf die genannten häufigen Störungen, zum Anderen auf die tendenziell sinkende Auslastung der Anlage zurückzuführen ist.

4) Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden (0329652K)

Die Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden, wird seit November 1999 von der Hochschule Offenburg begleitet. Die Anlage läuft seit 01.08.2002 in der Langzeitbetreuung.

Es wurden regelmäßig die Messdaten vom Datenlogger abgerufen, kontrolliert, aufbereitet und damit Tabellen mit Wochenwerten zur Überprüfung und Bewertung der Anlagenfunktion erstellt.

Wegen ständig auftretender Probleme mit der Verkalkung des Entladewärmetauschers mussten während des Vorgängerprojektes von der Hochschule Offenburg detaillierte Untersuchungen durchgeführt werden. Die Verkalkung des Entladewärmetauschers war Hauptgrund dafür, dass in 2004 und 2005 die Erträge der Solaranlage sehr weit unter den Erträgen der ersten beiden Messjahre lagen.

Im Frühjahr 2006 kam es zum Umbau der Pufferspeicherentladung, wodurch das Verkalkungsproblem gelöst werden sollte. Die Auswirkungen des Umbaus müssen von der Hochschule Offenburg mit Hilfe von Detailmessungen analysiert werden. (Siehe auch Kurzbericht im Anhang D)

Die Anlage bringt über die Jahre stark schwankende Erträge, was zum Einen auf die genannten Verkalkungen, zum Anderen auf stark schwankende Anlagenauslastungen zurückzuführen ist.

ABSCHLUSSBERICHT

So wurde z.B. zeitweise die Krankenhausküche ausgelagert, was zu einem deutlich reduzierten Warmwasserverbrauch führte.

5) Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg (0329652O)

Das Projekt Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg wird seit April 1999 von der Hochschule Offenburg begleitet.

Die Anlage läuft seit 18.07.2003 in der Langzeitbetreuung. Es wurden regelmäßig die Messdaten vom Datenlogger abgerufen, kontrolliert, aufbereitet und damit Tabellen mit Wochenwerten zur Überprüfung und Bewertung der Anlagenfunktion erstellt.

Die Anlage erzielt seit der Errichtung relativ konstante Erträge die um die 500 kWh/(m²a) liegen. Der Nutzungsgrad weist eine leicht sinkende Tendenz auf und ist entsprechend der leicht sinkenden Anlagenauslastungen von 39 % auf 36 % im Minimum zurückgegangen.

6) Solaranlage Albtherme Waldbronn (0329652P)

Das Projekt Solaranlage Albtherme Waldbronn wird seit Juli 2001 von der Hochschule Offenburg begleitet. Anfangs in Zusammenarbeit mit der ZfS, ab Mai 2002 in alleiniger Verantwortung.

Nachdem im ersten Intensivmessjahr die Energiegarantie erfüllt wurde, brach der solare Ertrag im zweiten Intensivmessjahr wegen undichter Wärmeübertrager (WÜs) stark ein. Die Energiegarantie wurde nicht mehr erfüllt. Nach Austausch der undichten geschraubten WÜs gegen Baugleiche konnte das Problem nicht behoben werden. 2007 wurden gelötete WÜs eingebaut. Der Betreiber entschied sich dafür auf Empfehlung der Hochschule Offenburg, da zwischenzeitlich eine Enthärtungsanlage eingebaut wurde und deshalb keine Verkalkungen mehr auftreten sollten. Am Duschwasserwärmeübertrager wurden Maßnahmen getroffen um dort die Wärmeübertragung wegen zu geringem Durchfluss auf der Duschwasserseite zu verbessern.

Zur Verbesserung der Wärmeabgabe am Beckenwasser-WÜ wurde nach Austausch des WÜs die automatische Beckenwassernachspeisung wieder in Betrieb genommen und der Volumenstrom der Beckenwassernachspeisung reduziert, um die Einspeisedauer zu verlängern. Außerdem wurde der Zeitraum in dem die Beckenwassernachspeisung freigegeben ist eingeschränkt, sodass bei niedrigem Sonnenstand nicht nachgespeist werden kann und bei hohem Stand Potential für die Wärmeabnahme bereit steht.

Nach Beendigung der Optimierungsmaßnahmen wurde am 15.11.2008 ein drittes Intensivmessjahr gestartet, in dem die Energiegarantie auch wieder erfüllt wurde.

(Siehe auch Schlussbericht im Anhang C)

ABSCHLUSSBERICHT

Nach Beendigung des letzten Intensivmessjahres wurden 2010 in einer Abschlussbesprechung, bei der neben dem Betreiber je ein Vertreter der Installationsfirma und des Planungsbüros anwesend waren, die Ergebnisse vorgestellt.

Zum 30.06.2010 wurde ein Schlussbericht erstellt, der hier im Anhang angefügt wurde.

7) Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen, Baugebiet Hülben (0329604C)

Das Projekt Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen, Baugebiet Hülben wird seit Juli 2004 von der Hochschule Offenburg begleitet. Im Oktober 2005 wurde mit der Installation der Solaranlage begonnen, die im Dezember fertiggestellt und im gleichen Monat in Betrieb genommen wurde. Die Messtechnik wurde am 14. – 16.12.2005 in Betrieb genommen. Zur Messdatenerfassung ist ein Datenlogger der Firma HWH-Systemtechnik im Einsatz.

Das erste Intensivmessjahr wurde am 01.03.2007 gestartet. Die lange Dauer des Probetriebs ist darin begründet, dass vorher nur ein Teil der am Nahwärmenetz angeschlossenen Gebäude bewohnt war. Da das erste Intensivmessjahr gleichzeitig das Garantiemessjahr ist, musste sichergestellt werden, dass der bei der Auftragsvergabe vorgegebene Wärmebedarf auch real eingehalten wird. Im Folgeabschnitt werden Entfärbungen der Absorberbleche beschrieben. Diese Entfärbungen wurden kurz vor Start des Messjahres entdeckt, sodass der Startzeitpunkt nochmals verschoben werden musste.

Während des Probetriebs wurden die Messdaten ausgewertet und damit eine Funktionskontrolle des Anlagenbetriebs durchgeführt. Dabei ergaben sich noch folgende Mängel (Siehe auch Abschlussbericht der Anlage im Anhang C Kapitel 6.1):

- Die Regelung des im Speicherladekreis eingebauten Strangreguliertventils war defekt und wurde ausgetauscht. Bei der Messdatenauswertung wurde festgestellt, dass die Zieltemperatur von 70 °C nicht eingehalten wurde.
- Die Speicherbeladung funktionierte nicht optimal, sodass die thermische Schichtung in den Speichern nicht optimal war. Durch eine Änderung der Speicherbeladung, konnte diese optimiert werden. Durch die Änderung der Speicherbeladung wurden allerdings Fehlströmungen generiert, die wiederum durch eine Änderung der Ansteuerung des Beladeventils behoben werden konnten.
- Unabhängig vom Messsystem wurde entdeckt, dass sich die Absorberbleche teilweise punktuell und teilweise großflächig entfärbten. Diese wurden ausgetauscht bzw. ausgebessert.

Während des ersten Intensivmessjahres kam es zweimal zu Undichtigkeiten im Kollektorkreis. Wobei die Solaranlage beim zweiten Mal mehrere Wochen außer Betrieb war. Die Undichtigkeiten wurden durch undichte Wellschläuche, die sich wegen der Wärmeausdehnung am Kol-

ABSCHLUSSBERICHT

lektorgehäuse aufrieben bzw. durch eine sich ablösende Rohrverbindung in einem Kollektor verursacht.

Generell waren bei dieser Anlage Rücklauftemperaturen zu beobachten, die deutlich über dem Niveau der Auslegungswerte liegen. Durch folgende Maßnahmen konnte die Rücklauf-temperatur gesenkt werden:

- Neueinstellung der Solltemperatur an einer Wärmeübergabestation im südlichen Teilnetz. Die Solltemperatur war zuvor auf eine Temperatur über der Netzvorlauf-temperatur eingestellt. (Rücklauf-temperatur bis 65 °C)
- Einbau von Differenzdruckgeregelten Pumpen in die Teilnetze.
- Umbau eines von einem Wärmekunden nachträglich, unsachgemäß eingebauten Speichers. Der Speicher wurde ohne jegliche Regelung zwischen Vor- und Rücklauf eingebaut, sodass dieser kontinuierlich durchströmt wurde und einen Kurzschluss bildete. Der Einbau einer Beladeregulation brachte hier Besserung.

Neben diesen Maßnahmen konnte der Einfluss einer zweiten Heizzentrale festgestellt werden, die im Winter ebenfalls in den nördlichen Teil des Nahwärmenetzes einspeist. Die Rücklauf-temperatur erhöhte sich meist durch die Zuschaltung der zweiten Heizzentrale.

Die Energiegarantie wurde im ersten Intensivmessjahr nicht erfüllt. Bei der Suche nach möglichen Ursachen wurde festgestellt, dass die Kollektortemperatur im Tagesmittel ca. 10 K niedriger war, als die Kollektorkreisvorlauf-temperatur. Durch die falsch gemessene Kollektortemperatur, ging die Solaranlage seltener als möglich in Betrieb. Als eine Ursache konnte die ungleichmäßige Durchströmung des Kollektorfeldes festgestellt werden. Der Einbau von Regulierventilen brachte hier Besserung. Außerdem wurde der Temperaturfühler statt in einer Tauchhülse an das Absorberblech montiert. Das zweite Intensivmessjahr wurde nach Problemen mit dem Pyranometer zur Erfassung der Globalstrahlung am 01.04.2010 gestartet. In diesem Messjahr wurde die Energiegarantie erfüllt.

Es waren zahlreiche Störfallanalysen, Vor-Ort Besuche und Besprechungen notwendig, um Mängel und Störfälle zu erkennen und zu beheben.

Zur Solaranlage Holzgerlingen wurde ein Zwischenbericht erstellt, der regelmäßig aktualisiert wurde. Zum 31.12.2011 wurde ein Schlussbericht erstellt, der hier im Anhang angefügt wurde. Zwischen- und Schlussberichte wurden jeweils auf der Homepage der Forschungsgruppe net veröffentlicht.

8) Solar unterstützte Klimatisierungsanlage Esslingen

Das Projekt Solar unterstützte Klimatisierung Esslingen wird seit Juli 2006 von der Hochschule Offenburg begleitet. Im März 2007 wurde mit der Installation der Solaranlage begonnen, die im November fertiggestellt und im gleichen Monat in Betrieb genommen wurde. Die Messtechnik wurde aufgrund des schleppenden Installationsfortschritts über einen längeren Zeitraum ab

ABSCHLUSSBERICHT

November 2007 bis Mai 2008 in Betrieb genommen. Zur Messdatenerfassung ist ein Datenlogger der Firma HWH-Systemtechnik im Einsatz.

Das erste Intensivmessjahr wurde nach einem zweimonatigen Probetrieb am 01.08.2008 gestartet.

Während des Probetriebs wurden die Messdaten ausgewertet und damit eine Funktionskontrolle des Anlagenbetriebs durchgeführt. Dabei ergaben sich noch folgende Mängel (Siehe auch Abschlussbericht der Anlage im Anhang C Kapitel 6.1):

- Im Kollektorkreis war eine zu schwache Schwerkraftbremse eingebaut, wodurch es zu thermosyphonischen Strömungen kam, welche zu hohen Wärmeverlusten führten. Der Austausch der Schwerkraftbremse behob dieses Problem.
- Durch zwei vertauscht am Regler angeschlossene Temperaturfühler kam es zu Störungen im Anlagenbetrieb, welche durch Korrektur der fehlerhaften Belegung behoben wurden.

Im Laufe des Intensivmessjahres fiel ein Mischventil auf der Speicherentladeseite aus, wodurch es zu hohen Speichertemperaturen kam. Das Ventil musste ausgetauscht werden.

Während der Intensivmessphase zeigte sich, dass die für den Winter geplante Umschaltung zu einer Bauteilaktivierung als direkt angeschlossener Verbraucher mit niedrigem Temperaturniveau nicht optimal funktionierte und dadurch die Speichertemperatur auf hohem Niveau gehalten wurde, was wiederum eine deutliche Erhöhung des Wärmeverbrauchs für die Frostschutzschaltung zur Folge hatte. Die Umschaltung erfolgte seltener als möglich. Durch das Entfernen der Sonnenscheindauer als Regelparameter konnte dieses Problem deutlich reduziert werden.

Außerdem wurde durch die Reduzierung der Solltemperatur für die Speicherentladung erfolgreich versucht die Speichertemperatur zu reduzieren.

Im Frühjahr 2010 kam es zu einer Undichtigkeit im Kollektorkreis, die laut Hersteller durch Lokalkorrosion in Folge falsch dosierter Korrosionsschutzmittel entstand. Die Leckage wurde durch den abweichenden Temperaturverlauf eines der Kollektorfühler entdeckt.

Im April 2009 wurde zur Reduzierung des fossilen Brennstoffeinsatzes für den Betrieb der thermischen Kältemaschinen deren Regelung so optimiert, dass sie nur noch dann in Betrieb gehen, wenn genügend regenerative Wärme zur Verfügung steht und deshalb die Kessel kaum noch nachheizen müssen. Dadurch kam es in den Übergangszeiten wegen zu geringer Wärmeabnahme zu Stagnationen im Kollektorfeld. Durch eine Reduzierung der erforderlichen Wärmeleistung für den Betrieb einer AdKM konnte die Stagnationshäufigkeit reduziert werden. (Siehe auch Abschlussbericht der Anlage im Anhang C Kapitel 6.1).

In Absprache mit dem PtJ wurde im Rahmen des Förderprojektes keine Energiegarantie vom Kollektorhersteller gefordert. Dennoch wurde vom Betreiber eine Energiegarantie gefordert, die sich auf den Ertrag bzw. den Nutzungsgrad des Kollektorfeldes bezieht.

ABSCHLUSSBERICHT

Vom Kollektorhersteller wurde eine Energiegarantie mit 500 MWh/a (411 kWh/m².a) solarem Ertrag im Kollektorkreis bei einer solaren Einstrahlung von 1494,5 MWh/a (1227 kWh/(m².a)) in Kollektorebene abgegeben. Daraus ergibt sich ein garantierter Kollektornutzungsgrad von 33,5 %. Im Zeitraum vom 01.08.2008 bis 31.07.2009 wurde im Kollektorkreis ein solarer Ertrag von 542,1 MWh/a bei einer Einstrahlung von 1.563,6 MWh/a in Kollektorebene gemessen. Daraus ergibt sich ein Nutzungsgrad von 34,7 %, womit die Energiegarantie erfüllt war. Auch in den Kalenderjahren 2009 und 2010 wurde die Energiegarantie jeweils erfüllt.

Zur Solaranlage Esslingen wurde ein Zwischenbericht erstellt, der regelmäßig aktualisiert wurde. Zum 31.07.2010 wurde ein Schlussbericht erstellt, der hier im Anhang angefügt wurde. Zwischen- und Schlussberichte wurden jeweils auf der Homepage der Forschungsgruppe net veröffentlicht.

Es waren zahlreiche Störfallanalysen, Vor-Ort Besuche und Besprechungen notwendig, um Mängel und Störfälle zu erkennen und zu beheben.

Nach Beendigung des letzten Intensivmessjahres wurde am 15.06.2010 in einer Abschlussbesprechung, bei der neben dem Betreiber und den Vertretern der HS Offenburg, ein Vertreter des Kollektorherstellers, Frau Krüger und Herr Dr. Donat vom PtJ und zwei Vertreter des Fraunhofer ISE anwesend waren, die Ergebnisse vorgestellt.

Es wurde ein Flyer erstellt, in dem die wichtigsten Informationen zu Solarthermie2000plus und der Solaranlage der Fa. Festo Esslingen dargestellt sind (Auflage: 1.000 Stk).

9) Solar unterstützte Klimatisierungsanlage Rottweil

Das Projekt Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil wird seit Januar 2007 von der Hochschule Offenburg begleitet. Im Oktober 2010 wurde mit der Installation der Solaranlage begonnen, die im April 2011 fertiggestellt und im gleichen Monat in Betrieb genommen wurde. Die Messtechnik wurde im Mai 2011 in Betrieb genommen. Zur Messdatenerfassung ist ein Datenlogger der Firma HWH-Systemtechnik im Einsatz.

Das erste Intensivmessjahr wurde aus Zeitgründen direkt am 01.06.2011 gestartet.

Während des Intensivmessjahres wurden die Messdaten ausgewertet und damit eine Funktionskontrolle des Anlagenbetriebs durchgeführt. Dabei ergaben sich folgende Mängel bzw. Optimierungspotenziale (Siehe auch Abschlussbericht der Anlage im Anhang C Kapitel 6.1):

- Es zeigten sich hohe Speicherverluste, die durch die Aufstellung des Speichers und die Verlegung eines langen Rohrabschnitts auf der Speicherentladeseite im Freien sowie die Regelung der Speicherentladung und der Frostschutzschaltung verursacht werden. Die Regelung hält durch unnötig langen Betrieb der Speicherentladepumpe die Rohre auch ohne Frostgefahr sehr lange warm. Hier soll noch eine von der Hochschule Offenburg vorgeschlagene Regeländerung durchgeführt werden. Für den Frostschutzbetrieb, der bisher anhand der Außentemperatur freigegeben wird, wäre eine Überwachung der

ABSCHLUSSBERICHT

- Temperatur an kritischen Stellen im/am Rohr sicherlich sinnvoller, da dadurch der Wärmeverbrauch reduziert werden könnte.
- Während vier Monaten im Winter 2011/12 wurde den Speichern keine Wärme entnommen, da die Solltemperatur von 85 °C nicht erreicht wurde. Dies ist zum Einen verursacht durch die hohen Speicherverluste, zum Anderen wäre durch einen Verbraucher mit deutlich niedrigerem Temperaturniveau zumindest teilweise eine Nutzung der Solarwärme möglich gewesen. Es wurde vorgeschlagen einen Niedertemperaturverbraucher einzubinden, was wegen der hohen Kosten für die nachträgliche Einbindung abgelehnt wurde.
 - Es wurde der Defekt des Volumenstromzählers an der Rückkühlleitung der Kältemaschinen festgestellt und der Fühler ausgetauscht.
 - Die Kollektorkreispumpe ist aufgrund der Steuerung über die Einstrahlung häufig lange vor Erreichen der notwendigen Temperatur zur Einspeisung in den Speicher in Betrieb. Dadurch wird unnötig viel Strom verbraucht und es geht über die Verrohrung viel Wärme verloren. Der Einbau von Temperaturfühlern in einem oder mehreren Kollektoren wäre hier eine geeignete Maßnahme gewesen.
 - Die eingebaute Notkühlung funktioniert und vermeidet dadurch zuverlässig hohe thermische Belastungen des Kollektorfluids. Ein Versuch, bei dem die Sekundärpumpe am Solarwärmeübertrager ausgeschaltet und damit ein Überhitzen des Kollektorfluids provoziert wurde, verlief ohne Auffälligkeiten.
 - Der parallele Betrieb eines BHKW und einer solarthermischen Anlage wurde im Detail auf die Eignung zur Primärenergieeinsparung untersucht. Es zeigte sich, dass dem BHKW-Speicher regelmäßig wenn der Solarthermieanlage Wärme entnommen wurde keine Wärme mehr entnommen wird. Durch den Vorrang der Solaranlage wird die primärenergetisch günstige Stromproduktion durch das wärmegeführte BHKW vermieden. Zur primärenergetischen Betrachtung wurde anhand der Messdaten angenommen, dass 113.600 kWh an Solarwärme in das Heizungsnetz eingespeist wurden. Mit einem ermittelten durchschnittlichen thermischen Nutzungsgrad von 55 % und einem elektrischen Nutzungsgrad von 32 % wurde eine Stromproduktion von 66.100 kWh durch das BHKW (Primärenergiefaktor 1,1 für Gas) angenommen. Das BHKW hat für diese Strom- und Wärmemenge einen Primärenergiebedarf von 227.218 kWh (Primärenergiefaktor Gas: 1,1). Bei Erzeugung der gleichen Wärmemenge durch die Solarthermieanlage und Strombezug aus dem Netz (Primärenergiefaktor 2,6) sind 171.860 kWh an Primärenergie notwendig. Das BHKW schneidet damit primärenergetisch schlechter ab. Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit wurde nicht durchgeführt.

ABSCHLUSSBERICHT

- Im Kollektorkreis wurde bei niedrigen Außentemperaturen ein ganztägiger Betrieb der Kollektorpumpe über teilweise mehrere Tage festgestellt. Ursache hierfür war die Frostschutzregelung die bei Inbetriebnahme der Anlage notwendig war, da sie ohne Frostschutzmittel betrieben wurde. Nach Befüllen der Anlage mit dem Glykol/Wasser-Gemisch wurde diese Regelung nicht wieder deaktiviert.

Details zu den genannten Optimierungspotenzialen finden Sie im Abschlussbericht der Solaranlage im Anhang C Kapitel 6.1

In Absprache mit dem PtJ wurde im Rahmen des Förderprojektes keine Energiegarantie vom Kollektorhersteller gefordert.

Im Zeitraum vom 01.06.2011 bis 31.05.2012 wurde im Kollektorkreis ein solarer Ertrag von 113,6 MWh/a bei einer Einstrahlung von 393,6 MWh/a in Kollektorebene gemessen. Daraus ergibt sich ein Nutzungsgrad von 28,9 %.

Zur Solaranlage Rottweil wurde ein Schlussbericht erstellt, der auf der Homepage der Forschungsgruppe net veröffentlicht wird und hier im Anhang angefügt wurde.

Es wurde ein Flyer erstellt, in dem die wichtigsten Informationen zu Solarthermie2000plus und der Solaranlage der Telekom Rottweil dargestellt sind (Auflage: 500 Stk).

Das Projekt kann von der HS Offenburg noch weiter betreut werden, da die PASM als Betreiber der Anlage die weitere Finanzierung bis aktuell Ende September 2012 übernommen hat.

10) Solare Klimatisierung der Technikerschule Butzbach

Die Betreuung der solaren Klimatisierung Butzbach wurde von der ZfS ab März 2011 übernommen. Die Betreuung beschränkt sich hier auf das Messdatenerfassungssystem, da von der ZfS mit dem Fraunhofer ISE vereinbart wurde, dass die Auswertungen vom ISE durchgeführt werden. Es fand vor Ort eine Begehung der Anlage mit Übergabe zusammen mit Mitarbeitern der ZfS statt.

Die Messdaten werden vom Mess-PC automatisiert an die Projektbeteiligten per E-Mail verschickt.

Seit Übergabe von der ZfS gab es eine Störung am Messsystem bei der der DSL-Router defekt war und ersetzt werden musste.

Die Messergebnisse wurden in die Datenauswertung der Hochschule Offenburg mit aufgenommen und z.BG. in der Infobroschüre dargestellt.

3.3 LabVIEW Auswertetools zur Erstellung von Carpet-Plots und Quertabellen

Bei der Anlagenbetreuung und der damit verbundenen Messdatenerfassung fallen jährlich große Datenmengen an, die in einem Kurvendiagramm nur sehr unübersichtlich für längere Zeit-

räume dargestellt werden können. Zur Verbesserung der Auswertung solch großer Datenmengen wurde bereits während des vorherigen Projektes mit LabVIEW ein Tool programmiert, um große Datenmengen z.B. eines ganzen Jahres übersichtlich grafisch darstellen zu können.

Die damals programmierte Anwendung wurde weiter optimiert, sodass nun die Messdaten in eine Datenbank geschrieben werden und von dort schneller zur Weiterverarbeitung ausgelesen werden können. Neben einem Tool zur Erzeugung von Carpet-Plots und der Möglichkeit die Messdaten als Kurvendiagramme darzustellen steht auch eine Software als Ersatz für das vorher verwendete Logidat zur Verfügung, mit dem die Quertabellen schneller und einfacher erstellt werden können.

3.4 Erstellung einer Infobroschüre

In den Jahren 2008 und 2012 wurde die Infobroschüre mit dem Titel „Fünf Jahre wissenschaftlich-technische Begleitung von Solargroßanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg“ in deutscher und englischer Sprache überarbeitet, aktualisiert und gedruckt. Die Broschüren haben den Titel „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland“ bzw. „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg“. In diesen Broschüren werden die Ergebnisse und Erfahrungen aus der Betreuung von zuletzt neun der zehn von der Hochschule Offenburg begleiteten Solaranlagen graphisch und verbal erläutert. Unter anderem werden Solare Nutzwärme, Warmwasserverbrauch Auslastung, solarer Deckungsanteil und die Kosten der Anlagen dargestellt, erläutert und verglichen. Außerdem wird auf die Anlagentechnik eingegangen (siehe Anhang). Sie kann als Handreichung für Planer und Installateure genutzt werden. Die Broschüre wird auf Messen wie der Intersolar sehr gut angenommen, da sie einen übersichtlichen Überblick über die Leistungsfähigkeit und Kosten der Anlagen bietet.

3.5 Öffentlichkeitsarbeit

Das Förderkonzept Solarthermie2000plus sowie die ST2000+ Solaranlagen und die bei der Anlagenbetreuung gewonnenen Erkenntnisse und Ergebnisse wurden in vielfältiger Form der Öffentlichkeit präsentiert und zur Verfügung gestellt.

ABSCHLUSSBERICHT

Vorträge:

- Bollin, E.: *Monitoring of large-scale solar-thermal systems in Germany*, Taller Articulation en Energias Sustentables, , Santiago de Chile, Chile, 06.09.2006
- Bollin, E.: *Solar-thermal Energy Applications in Germany*“, Vortrag an der Fakultät für Architektur der UTFSM in Valparaiso, Chile, 12.09.2006
- Bollin, E.: *Möglichkeiten der solarthermischen Nutzung*“, Seminar „Solarthermie – Solare Wärmenutzung beiderseits des Rheins“, EURO-Institut Kehl, 16.11.2006
- Bollin, E.: Solarthermie2000 an der Hochschule Offenburg Universität Kassel am 08.02.2007
- Bollin, E.: Solaranlagen: Wirtschaftlichkeit und Technik Handwerker Ausstellung, 11.03.2007 in Hausach
- Bollin, E.: Heizenergie der Zukunft Volksbank Kinzigtal, 23.04.2007 in Wolfach
- Huber, K., „Solar unterstützte Klimatisierung des Technologiezentrums Berkheim der Firma Festo, Anlagenkonfiguration und Messsystem“, PtJ-Workshop Solare Klimatisierung Stuttgart, 03.05.2007
- Bollin, E.: Sonnenenergienutzung in Gebäuden Tag der Sonne, SHK-Innung Ortenaukreis, am 04.05.2007 in Offenburg
- E.Bollin, „Practical Experiences on Large-Scale Solar Thermal Systems for Heating and Cooling in Germany“, CIER 2007, Havanna Cuba, 22.-25.05.2007
- Bollin, E.;Wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solaranlagen; New-Forum; Ulm; 09.04.2008
- Huber, K.; Einführung in die Solarthermie und Besichtigung der Solaranlage Vauban im Rahmen des Klimawandelaktionstages am St Ursula Gymnasium Freiburg; 18.07.2008
- Scheck, E., Huber, K.; Solarthermische Großanlagen und Beispiele in der Praxis; Lehrerfortbildung „Nachhaltigkeit Lernen“; Hochschule Offenburg; 05.11.2008
- Huber, K., Bollin, E.; Solar unterstützte Klimatisierung des Technologiezentrums der FESTO AG & Co. KG in Esslingen Schwerpunkt: Kollektorbetrieb; Monitoring Seminar am Fraunhofer ISE Freiburg; 16.12.2008
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Jödicke, D.; „Projektübergreifendes Anlagenmonitoring mit System“; 1. Solarthermie-Technologiekonferenz Berlin; 10.–11.02.2009
- Scheck, E., Bollin, E., Huber, K., Jödicke, D.; „Prädiktive Betriebsführung solarthermischer Anlagen. Wetterprognosen, Nutzerprognosen, Anlagensimulation“; 1. Solarthermie-Technologiekonferenz Berlin; 10.–11.02.2009

ABSCHLUSSBERICHT

- Bollin, E., Huber, K., Scheck, E., Jödicke, D.; „Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 19. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 06.–08.05.2009
- Scheck, E., Bollin, E., Huber, K., Jödicke, D., Farah Gammoh; „Solarunterstützte-CO2-neutrale Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen Betriebserfahrungen und Anlagen-Optimierungen“; 19. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 06.–08.05.2009
- Bollin, E.: „Heizen und Kühlen mit großen Solaranlagen“; 06.07.2009 in Offenburg im Rahmen des Fachseminars „energie - aber wie?“, Veranstalter Wirtschaftsministerium BaWü, Ingenieurkammer Baden-Württemberg, u.a.
- Bollin, E.: „Heizen und Kühlen mit großen Solaranlagen“; 15.07.2009 in Brühl im Rahmen des Fachseminars „energie - aber wie?“, Veranstalter Wirtschaftsministerium BaWü, Ingenieurkammer Baden-Württemberg, u.a.
- Bollin, E.: „Heating and Cooling with Renewable Energy – Applied Sciences at University of Applied Sciences Offenburg“; Energy Forum Estonia, 16.07.2009, Konstanz; Veranstalter bw-i und EAS Enterprise Estonia
- Bollin, E.: „Solare Wärme für Großanlagen zum Heizen und Kühlen“; klimaschutz_konkret – Große solarthermische Anlagen am 21.10.2009 Gewerbeakademie Offenburg, Veranstalter KEA Baden-Württemberg GmbH
- Bollin, E., Jödicke, D.; „Große solarthermische Anlagen für Heizung, Warmwasser und Kühlen – Technik, Wirtschaftlichkeit, Ökologie.“ Vortrag im Samstags-Forum „Klimaschutz und Neue Energien 9“ in der Universität Freiburg sowie Vorort-Besichtigung und Führung der Solaranlage Wilmersdorfer Str. bei der Familienheim Freiburg Baugenossenschaft e.G.; Freiburg 31.10.2009
- Bollin, E.: „10 Jahre solarthermische Großanlagen im Südwesten Deutschlands, Erfahrungsbericht“, Fachtagung Mehrfamilienbauen effizient sanieren am 20.11.2009, sic Freiburg, Veranstalter Dezernat für Umwelt etc. Freiburg
- Bollin, E.: „Heizen und Kühlen mit großen Solaranlagen“; 24.11.2009 in Ravensburg im Rahmen des Fachseminars „energie - aber wie?“, Veranstalter Wirtschaftsministerium BaWü, Ingenieurkammer Baden-Württemberg, u.a.
- Bollin, E.: „Heizen und Kühlen mit großen Solaranlagen“; 09.12.2009 in Böblingen im Rahmen des Fachseminars „energie - aber wie?“, Veranstalter Wirtschaftsministerium BaWü, Ingenieurkammer Baden-Württemberg, u.a.

ABSCHLUSSBERICHT

- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Jödicke, D.: „Langzeitmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 20. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein; 05.–07.05.2010
- Bollin, E.: „Large-scale Solar Thermal Adsorption Cooling at FESTO Company – Monitoring Results“; 3. Int. Conference on Solar Air Conditioning, Vortrag im NH-Hotel München; 08.06.2010
- Scheck, E., Bollin, E., Huber, K.: „Integration einer solarthermischen Großanlage in die CO₂-neutrale Nahwärmeversorgung Holzgerlingen“; Vortrag im Rahmen des Arbeitstreffen Solarthermie2000plus, Bad Boll; 14.–15.06.2010
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E.: „Solaranlage zur Klimatisierung Fa. Festo“; Vortrag im Rahmen des Arbeitstreffen Solarthermie2000plus, Bad Boll; 14.–15.06.2010
- Bollin, E.: „Neue Entwicklungen im Bereich der Solarthermie“; Fachvortrag anlässlich des LEADER Energietages für Entscheider im Bären in Schramberg; 23.06.2010
- Bollin, E.: „Solarthermische Kühlung“; Fachvortrag anlässlich der Vorträge der VDI-Bezirksgruppe Offenburg, Gasthaus Sonne in Offenburg Zell-Weierbach; 12.10.2010
- Bollin, E.: „Monitoringkonzepte für solare Wärmeanlagen im Überblick“; Vortrag anlässlich des Seminars Planerdialog der Berliner Energieagentur im BEGATEC Zentrum Berlin; 15.10.2010
- Bollin, E.: „STAR Project“; Fachvortrag anlässlich des Pfizer Energy Day , Pfizer Manufacturing, Freiburg; 18.11.2010
- Huber, K.; Bollin, E.; „Solar unterstützte Lufttrocknungsanlage in Freiburg; Workshop Prozesswärme“; Kassel; 07.04.2011
- Bollin, E.; Huber, K.; Scheck, E.; „Operation analysis and experiences of a solar-thermal system assisting the air conditioning of an office building in Esslingen, Germany“; Internationale Konferenz EBP3, Environmental Best Practices 3 an der Hochschule Offenburg, 13.–16.09.2011

Buchbeiträge

- Prof. Bollin, E., Huber, K.; Große Solaranlagen; Buchbeitrag in Solaranlagen, Handbuch der thermischen Solarenergienutzung; 10. Auflage Ökobuchverlag; Späte, Ladener; 2008
- Bollin, E. Herausgeber und Autor des Fach- und Lehrbuches „Automation regenerativer Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden“; Verlag Vieweg+Teubner Wiesbaden, 2009
- Prof. Bollin, E.; Huber, K.; Große Solaranlagen; Buchbeitrag in Solaranlagen, Handbuch der thermischen Solarenergienutzung; 10. Auflage Ökobuchverlag; Späte, Ladener; überarbeitete und aktualisierte Version für Neuauflage

ABSCHLUSSBERICHT

Workshops

- Da Costa Fernandes, Jesus; Huber, Klaus; Förderung erneuerbarer Energien und nachhaltiger Energietechnik in Deutschland, Workshop an der Hochschule Offenburg mit Fachvorträgen und Projektvorstellungen und -besichtigungen, Offenburg/Freiburg 21.-25.09.2006

Lehre und Forschung:

- Integration der Projekteinhalte des Vorhabens Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 in die Vorlesung Solartechnik (in Deutsch) und Solar Technology (in Englisch) von Prof. Elmar Bollin an der Hochschule Offenburg. Dies geschah in Form von Vorträgen sowie Studienaufgaben aus den Erfahrungen des Projektes.
- Betreuung einer Projektarbeit über die Einbindung eines frei programmierbaren Reglers der Technischen Alternative; **(2007/2008)**
- Betreuung einer Masterstudentin des Studiengangs Energie Conversion and Management zur weiteren Einbindung des Reglers der technischen Alternative und Entwicklung und Erprobung von Regelalgorithmen; **(2008)**
- Bachelor Thesis „Entwicklung von Regelalgorithmen zur Direktentladung eines Solarspeichers“, Martin Schmelas, Bachelor Studiengang Verfahrens- und Energietechnik an der Hochschule Offenburg; **(2009)**
- Master Thesis „Dynamic Simulation and Evaluation of a Large-scale Solarthermal Cooling Hybrid System“, Farah Gammoh, Masterstudiengang Energie Conversion and Management an der Hochschule Offenburg; **(2009)**
- Bachelor Thesis „Hundertprozentige Wärmebedarfsdeckung eines Einfamilienhauses durch ein Solarkollektor-Wärmepumpen-Hybridsystem“, Anika Hallbauer, Bachelor Studiengang Verfahrens- und Energietechnik an der Hochschule Offenburg; **(2010)**

Teilnahme an Messen:

Auf den Messen wurde Solarthermie2000plus und die von der FH Offenburg betreuten Solaranlagen vorgestellt. Hilfsmittel waren dabei Poster, Flyer, Infoschriften und die Onlinepräsentation von aktuellen Anlagendaten auf dem PC.

ABSCHLUSSBERICHT

- Intersolar 2006, Messe Freiburg, Freiburg, 22.-24.06.2006, Gemeinschaftsstand Baden-Württemberg International
- Tag der Sonne, „Sonnenenergie – Wärme und Strom fürs Haus“, Veranstaltung der SHK-Innung Ortenaukreis, 04.05.2007
- Intersolar 2007, Messe Freiburg, Freiburg, 21.-23.06.2007, Gemeinschaftsstand Baden-Württemberg International
- Intersolar 2008, Messe Freiburg, Freiburg, 12.-14.06.2008, Gemeinschaftsstand Baden-Württemberg International
- Intersolar 2009, Messe Freiburg, Freiburg, 27.–29.05.2009, Gemeinschaftsstand Baden-Württemberg International
- Poleko 2009, Poznan International Fair, Poznan, 24.–27.11.2009, Gemeinschaftsstand BMBF
- Intersolar 2010; Gemeinschaftsstand Baden-Württemberg International, Neue Messe München, München; 09.-11.06.2010
- Poleko 2010; Gemeinschaftsstand BMBF, Poznan International Fair, Poznan-Polen, 23.–26.11.2010
- Intersolar 2011; Gemeinschaftsstand Baden-Württemberg International, Neue Messe München, München; 08.-10.06.2011

Presseartikel:

- Campusartikel, Bollin, E., Himmelsbach, S., Huber, K., Solarthermie2000plus, Fortführung des Projektes unter neuen Rahmenbedingungen – Partner für Forschungs- und Förderkonzept gesucht, Sommer 2006
- Zeitungsartikel im Offenburger Tageblatt; Mit Solarenergie Räume kühlen; 12.07.2006
- Zeitungsartikel im Offenburger Tageblatt; Energie durch Sonne und Pellet; 15.08 2006
- „Solarthermie2000plus, Fördermittel für die erste von der Hochschule Offenburg betreute solare Klimatisierung genehmigt“; Campus Nr.23, Juli 2007
- Pressemitteilung „Kühlen mit Wärme“; 01.09.2008; Abgedruckt u.a. in Stadtanzeiger Offenburg, Badische Neueste Nachrichten, Mittelbadische Presse, www.umweltjournal.de, Kälte Klima Aktuell

Internet:

Seit Mai 2000 werden die von der Hochschule Offenburg betreuten Solaranlagen im Internet unter www.fh-offenburg.de/mv/st2000 präsentiert. 2010 wurden die Inhalte in die neu erstellte Internetpräsenz der Forschungsgruppe net der Hochschule Offenburg (fgnet.hs-offenburg.de) überführt. Die alte Adresse ist weiterhin gültig und leitet den Nutzer zur neuen Seite weiter.

ABSCHLUSSBERICHT

Neben den wichtigsten Daten zu den Anlagen sowie Fotos und Anlagenschema werden dort auch aktuelle Messergebnisse und Messdaten (datapool.fg-net.de) zur Verfügung gestellt. Unter der Rubrik Solarthermie auf der Datapool-Seite können Messdaten der betreuten Solaranlagen als Liniendiagramm, Carpetplot oder Scatterplot dargestellt werden.

Es besteht außerdem die Möglichkeit, den jeweiligen Projektbericht und Anlagenflyer herunterzuladen. Wenn detaillierte Projektinformationen oder Informationen zu den anderen ST-2000 Solaranlagen gewünscht werden, besteht die Möglichkeit, über Links zu www.solarthermie-2000.de und www.solarthermie2000plus.de zu gelangen. Die folgenden Abbildungen zeigen eine Beispielseite einer Anlagenvorstellung, die Startseite des Solarthermiebereichs sowie der fgnet-Internetpräsentation und des Datapools der Hochschule Offenburg.

ABSCHLUSSBERICHT

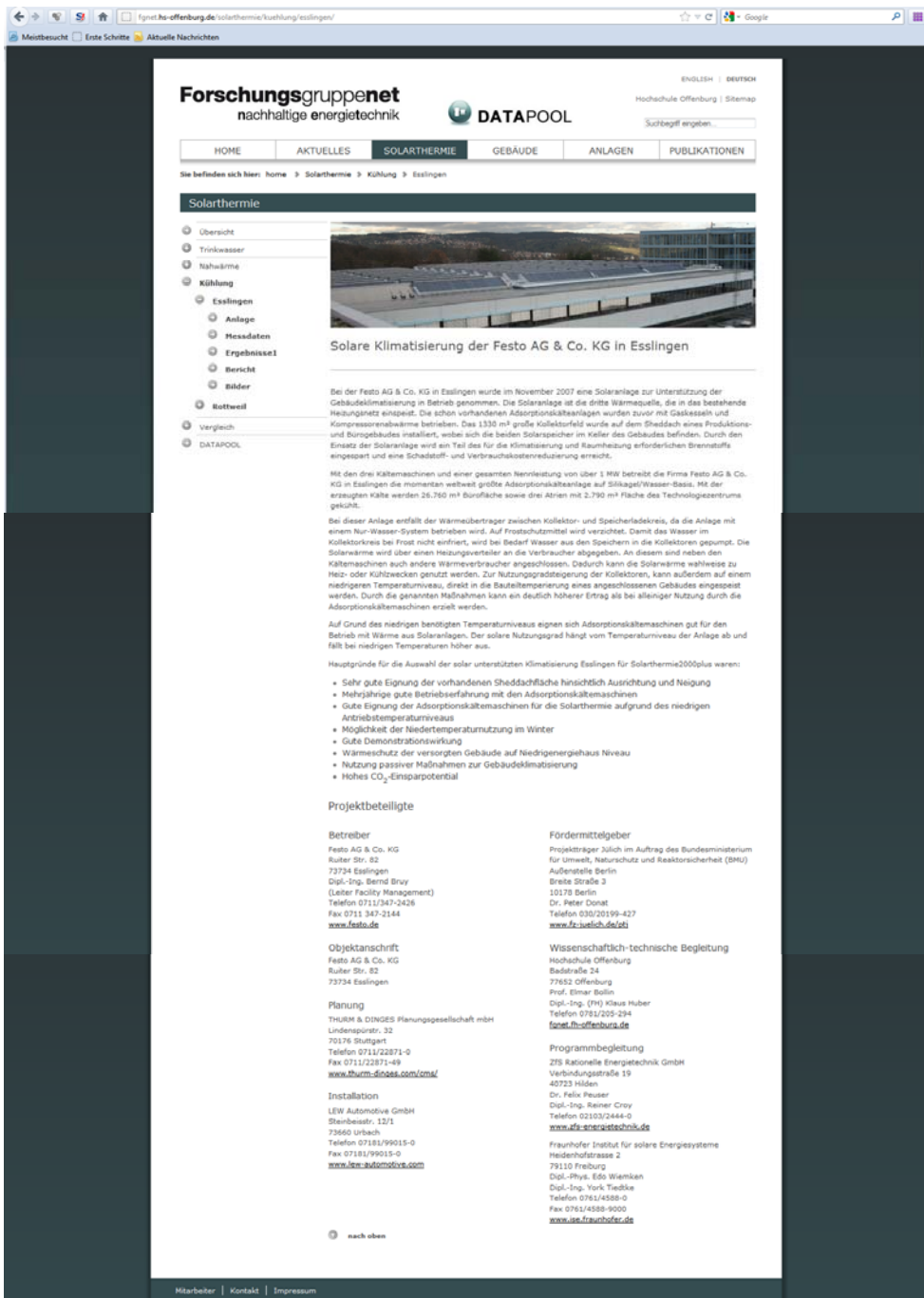
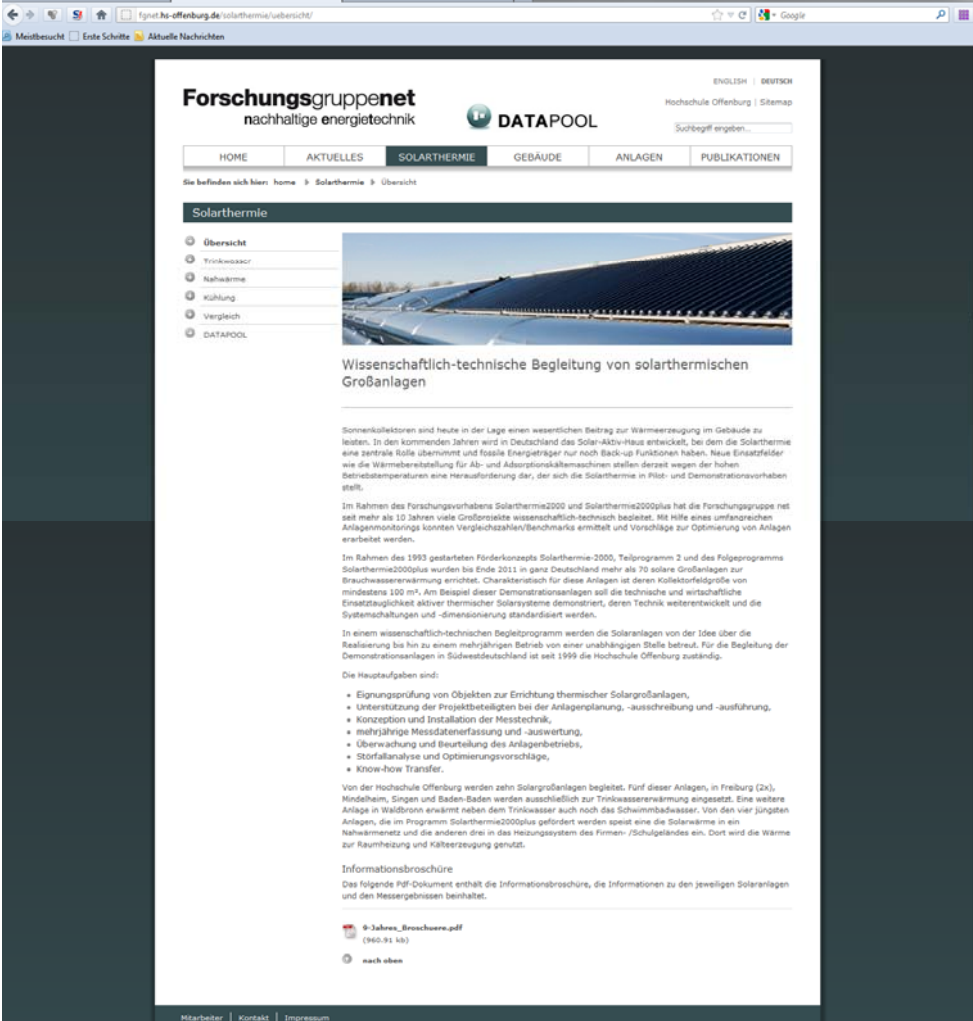


Abb. 3.1 Exemplarische Startseite einer solarthermischen Anlage auf der Webpräsenz der Forschungsgruppe net der Hochschule Offenburg



ENGLISH | DEUTSCH
Hochschule Offenburg | Sitemap

Schlüsselwort eingeben...

HOME AKTUELLES SOLARTHERMIE GEBÄUDE ANLAGEN PUBLIKATIONEN

Sie befinden sich hier: home > Solarthermie > Übersicht

Solarthermie

- Übersicht
- Trinkwasser
- Nehwärme
- Kühlung
- Vergleich
- DATAPOOL

Wissenschaftlich-technische Begleitung von solarthermischen Großanlagen

Sonnenkollektoren sind heute in der Lage einen wesentlichen Beitrag zur Wärmeerzeugung im Gebäude zu leisten. In den kommenden Jahren wird in Deutschland das Solar-Aktiv-Haus entwickelt, bei dem die Solarthermie eine zentrale Rolle übernimmt und fossile Energieträger nur noch Back-up Funktionen haben. Neue Einsatzfelder wie die Wärmeerstellung für Ab- und Adsorptionskältemaschinen stellen derzeit wegen der hohen Betriebstemperaturen eine Herausforderung dar, der sich die Solarthermie in Pilot- und Demonstrationsvorhaben stellt.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens Solarthermie2000 und Solarthermie2000plus hat die Forschungsgruppe net seit mehr als 10 Jahren viele Großprojekte wissenschaftlich-technisch begleitet. Mit Hilfe eines umfangreichen Anlagenanbieters konnten Vergleichszahlen/Benchmarks ermittelt und Vorschläge zur Optimierung von Anlagen erarbeitet werden.

Im Rahmen des 1993 gestarteten Förderkonzepts Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und des Folgeprogramms Solarthermie2000plus wurden bis Ende 2011 in ganz Deutschland mehr als 70 solare Großanlagen zur Brauchwassererwärmung errichtet. Charakteristisch für diese Anlagen ist deren Kollektorfeldgröße von mindestens 100 m². Am Beispiel dieser Demonstrationsanlagen soll die technische und wirtschaftliche Einsatzfähigkeit aktiver thermischer Solarsysteme demonstriert, deren Technik weiterentwickelt und die Systemhaltungen und -dimensionierung standardisiert werden.


In einem wissenschaftlich-technischen Begleitprogramm werden die Solaranlagen von der Idee über die Realisierung bis hin zu einem mehrjährigen Betrieb von einer unabhängigen Stelle betreut. Für die Begleitung der Demonstrationsanlagen in Südwestdeutschland ist seit 1999 die Hochschule Offenburg zuständig.


Die Hauptaufgaben sind:

- Eignungsprüfung von Objekten zur Errichtung thermischer Solargroßanlagen,
- Unterstützung der Projektrealisierung bei der Anlagenplanung, -ausschreibung und -ausführung,
- Konzeptplan und Installation der Messtechnik,
- mehrfachjährige Messdatenerfassung und -auswertung,
- Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs,
- Storfallanalyse und Optimierungsvorschläge,
- Know-how Transfer.

Von der Hochschule Offenburg werden zehn Solargroßanlagen begleitet. Fünf dieser Anlagen, in Freiburg (2x), Mühlheim, Singen und Baden-Baden werden ausschließlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Eine weitere Anlage in Waldbrunn erwärmt neben dem Trinkwasser auch noch das Schwimmbadwasser. Von den vier jüngsten Anlagen, die im Programm Solarthermie2000plus gefördert werden speist eine die Solarwärme in ein Nahwärmenetz und die anderen drei in das Heizungssystem des Firmen-/Schulgeländes ein. Dort wird die Wärme zur Raumheizung und Kälteerzeugung genutzt.

Informationsbroschüre
Das folgende Pdf-Dokument enthält die Informationsbroschüre, die Informationen zu den jeweiligen Solaranlagen und den Messergebnissen beinhaltet.

 6-Jahres_Broschuere.pdf
(960,91 kb)

 nach oben

Mitarbeiter | Kontakt | Impressum

Abb. 3.2 Startseite Solarthermiebereich der Webpräsenz der Forschungsgruppe net der Hochschule Offenburg

ABSCHLUSSBERICHT

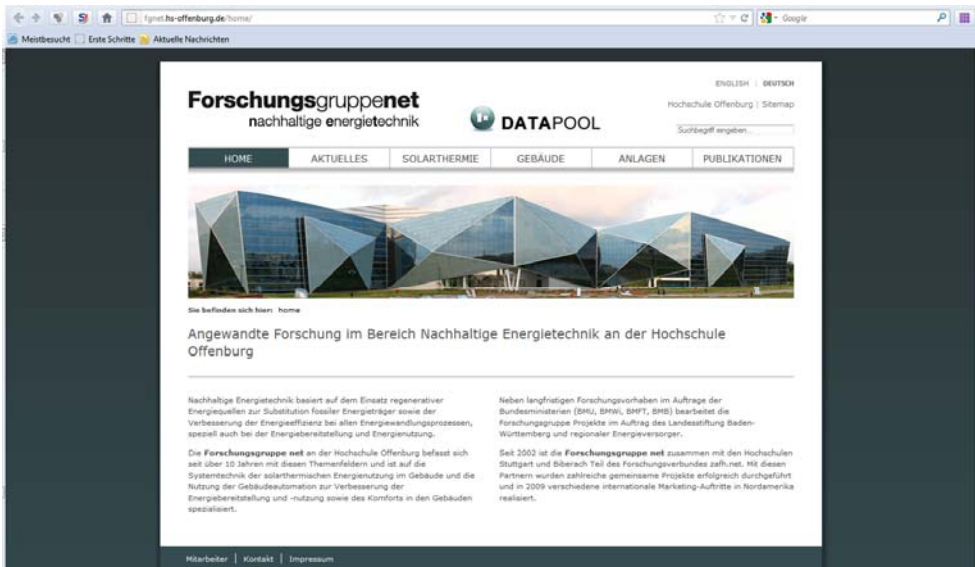


Abb. 3.3 Startseite der Webpräsenz der Forschungsgruppe net der Hochschule Offenburg

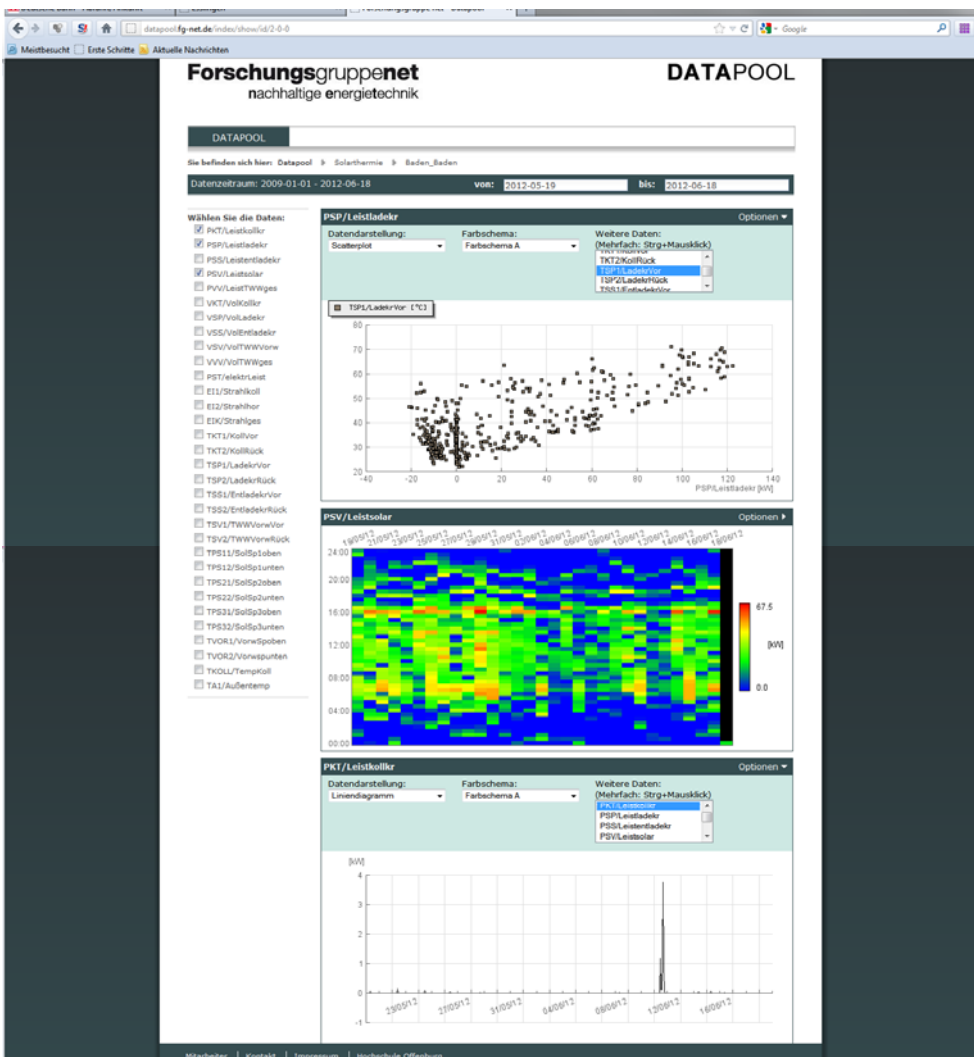


Abb. 3.4 Startseite des Datapools der Forschungsgruppe net der Hochschule Offenburg

Sonstiges

- Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland; Infobroschüre; 2008
- Results of the Longtime Monitoring of Large-Scale Thermal Solar Systems by the University of Applied Sciences Offenburg in South-West Germany; Infoleaflet; 2008
- Solarunterstützte Brauchwassererwärmung in den Wohngebäuden Wilmersdorfer Str., Freiburg; update der Infobroschüre und Ergänzung mit Messergebnissen; 2008
- Solare Kälteerzeugung; Infoflyer erstellt für Intersolar 2008; Juni 2008
- Huber, K.; Bollin, E., Scheck, E.; „Solar unterstützte Klimatisierung des Technologiezentrums der Festo AG & Co. KG in Esslingen“; Anlagenflyer; Offenburg; März 2009
- Huber, K.; Bollin, E., Scheck, E.; „Solar unterstützte Klimatisierung der Deutschen Telekom AG in Rottweil“; Anlagenflyer; Offenburg; Juni 2011
- Zusammenarbeit mit Studierenden durch Integration von ST2000+ in Vorlesungen.
- Einbeziehung Studierender durch Aushilfstätigkeiten in der ST2000+ Arbeitsgruppe.
- Erstellung von Zwischen- und Schlussberichten zu jeder betreuten Solaranlage, die von der Öffentlichkeit angefordert werden können (siehe Anhang).
- Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg; Infobroschüre; 2012
- Results of the Longtime Monitoring of Large-Scale Thermal Solar Systems by the University of Applied Sciences Offenburg in South-West Germany; Infoleaflet; 2012

4 Ergebnisse

4.1 Erzielte Ergebnisse

Im Berichtszeitraum bis 31.03.2012 wurde bei zwei Solaranlagen das Garantiemessjahr abgeschlossen. Dies waren die Solaranlagen Nahwärmeversorgung Holzgerlingen und solare Klimatisierung Esslingen. Bei der solaren Klimatisierung Esslingen wurde die Energiegarantie im ersten und zweiten Intensivmessjahr erfüllt. Nach Optimierungsmaßnahmen wurde bei der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen die Energiegarantie erst im zweiten Intensivmessjahr erfüllt. Nachdem die Solaranlage Albtherme Waldbronn im zweiten Intensivmessjahr die Garantie auf Grund von Defekten an den Wärmetauschern nicht erfüllte, wurde nach Austausch der Wärmeübertrager im November 2008 ein weiteres Intensivmessjahr gestartet.

ABSCHLUSSBERICHT

Die Anlage solare Klimatisierung Rottweil befindet sich noch im Intensivmessbetrieb, da das erste Messjahr erst im Juni 2011 gestartet werden konnte und die vorgeschlagenen Optimierungsmaßnahmen noch nicht umgesetzt wurden.

Die ermittelten solaren Wärmekosten lagen bei den sieben Anlagen, die die Garantiemessphase bereits beendet haben und bei denen die genauen Kosten vorliegen zwischen 0,10 €/kWh und 0,18 €/kWh. Die Wärmekosten sind in der Broschüre „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen ...“ vergleichend grafisch dargestellt.

Voraussetzung für das Erreichen solch geringer Wärmekosten ist allerdings eine optimale Funktionsweise der Solaranlage. Eine wichtige Erkenntnis aus der Anlagenbetreuung ist dabei, dass sich dies nur mit einer sorgfältigen Überwachung und Auswertung der Messdaten erreichen lässt.

Bevor sich die von der FH Offenburg betreuten Solaranlagen in einer zufriedenstellenden Betriebsweise befanden, waren arbeits- und zeitaufwändige Funktions- und Fehleranalysen sowie das Erarbeiten von Optimierungsmöglichkeiten erforderlich. Die daraus resultierenden Ergebnisse mussten in zahlreichen Gesprächen den Betreibern, Planern und Installateuren vermittelt werden. Dabei gab es oftmals Zeitverzögerungen, begründet u.a. durch fehlende Abstimmung bzgl. der Zuständigkeit und der Finanzierung der Optimierungsmaßnahmen. Optimierungsmaßnahmen und notwendige Störfallbehebungen wurden insbesondere nach bereits erfolgter Inbetriebnahme und Abnahme der Solaranlagen mit Zeitverzögerung umgesetzt, so dass einzelne Anlagen zum Teil unnötig lange mit einem schlechten Nutzungsgrad betrieben wurden.

In der Summe lässt sich allerdings feststellen, dass die Zusammenarbeit mit den Projektbeteiligten meist ohne größere Probleme stattfand.

In einigen Fällen und vor allem bei älteren Anlagen, bei denen der Betreuungsaufwand reduziert wurde konnten Störfälle erst mit einiger Zeitverzögerung festgestellt werden. Hilfreich für eine schnellere Störfallbehebung wäre die Entwicklung und der Einsatz eines Systems, das automatisch Störfälle an der Solaranlage erkennt und eine Fehlermeldung an z.B. das Bedienpersonal weitergeben kann. Von einigen Anlagenbetreibern wurde das Angebot der Hochschule Offenburg, den Betrieb der Anlage monatlich zu überprüfen, angenommen. Es zeigt sich, dass bei diesen Anlagen dadurch Störfälle deutlich früher erkannt und behoben werden, wodurch Ertragseinbußen wegen Störungen reduziert werden. Der personelle und in Folge dessen finanzielle Aufwand hierfür ist allerdings trotz knapper Kalkulation vergleichsweise groß.

Weitere und detailliertere Ergebnisse, Messresultate, festgestellte Mängel, Beschreibung der Solaranlagen etc. können Kapitel 3.2 und den im Anhang beigefügten Schlussberichten zu den einzelnen von der HS Offenburg betreuten Solaranlagen entnommen werden.

4.2 Nutzen und Verwertbarkeit

Durch die Umsetzung der thermischen Solargroßanlagen und die detaillierte Vermessung dieser Anlagen wird die Entwicklung der thermischen Solartechnik weiter vorangebracht und es entstehen Systeme, die technisch ausgereift und zuverlässig sind. Zudem wird die Effizienz der Anlagen weiter erhöht und ein günstigeres Verhältnis zwischen Investitionskosten und Ertrag erreicht. Mit dazu beitragen soll eine Standardisierung der Anlagen für bestimmte Einsatzfälle. Hilfreich dabei ist u.a. die Erkenntnis, dass mit einfacheren Systemen und einer kontinuierlichen Anlagenüberwachung eine höhere Effizienz erreicht werden kann.

Die bei den von der HS Offenburg betreuten Solaranlagen erreichten Wärmekosten von im Minimum 0,10 €/kWh zeigen, dass thermische Solargroßanlagen durchaus in Konkurrenz zu konventionellen Wärmeenergieerzeugungssystemen treten können. Nimmt man zudem noch die mit dem Betrieb einer Solaranlage verbundene Umweltschonung und die in Zukunft vermutlich steigenden Kosten für fossile Brennstoffe, so ist mit diesen Werten eine Basis geschaffen, mit der eine erhöhte Bereitschaft zur Errichtung solcher Solargroßanlagen geschaffen wird.

Zur Verwertung der in dem Messkonzept gewonnenen Messwerte ist eine umfassende Messdatenaufbereitung notwendig. Nur mit sorgfältig aufbereiteten Messdaten ist eine detaillierte Begutachtung und Dokumentation der Funktionsweise der Solaranlagen möglich. Diese Dokumentation wurde u.a. dafür verwendet, den Projektbeteiligten die Funktionsweise der Solaranlage anschaulich zu machen und Fehler im Anlagenbetrieb zu erkennen.

Die Dokumentation wurde außerdem für Veröffentlichungen in Fachzeitschriften, Internet, Vorträgen, Vorlesungen etc. genutzt. Auch die Überprüfung der vom Anlageninstallateur abgegebenen Ertragsgarantie war nur möglich unter Verwendung der aufbereiteten Messdaten.

Als wichtige Einrichtung zur Information der Öffentlichkeit stellten sich die an den Anlagen installierten Anzeigetafeln heraus. Diese dienten als Blickfang und machten die Betrachter auf die Existenz und die Funktionsweise einer thermischen Solaranlage aufmerksam.

Rückmeldungen zeigten dabei, dass die Darstellung der Funktionsweise der Solaranlage nicht zu technisch und zu detailliert sein sollte. Teilweise wurde aber wie in Esslingen auf die Installation einer Anzeigetafel verzichtet und die Präsentation der aktuellen Messdaten ähnlich einer Anzeigetafel im Intranet der Firma realisiert. Dabei haben die Mitarbeiter die Möglichkeit den aktuellen Anlagenstatus und die kumulierten Jahresertrags- und –einsparwerte zu erfahren.

ABSCHLUSSBERICHT

Ein weiteres wichtiges Medium zur Information der Öffentlichkeit war der Anlagenflyer, der zu jeder Anlage erstellt wurde und in dem in kompakter Weise die wichtigsten Daten zur Solaranlage dargestellt waren. Ergänzend dazu wurde wie zuvor für die Anlagen Freiburg Vauban, Mindelheim, Singen und Baden-Baden für Freiburg Wilmersdorferstr. ein Ergebnisflyer erstellt in dem kurz die wichtigsten Messergebnisse der beiden Intensivmessjahre dargestellt sind.

Im Laufe der Beteiligung der Fachhochschule Offenburg an Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus entwickelte sich die HS Offenburg zu einem zuverlässigen regionalen Ansprechpartner auf dem Gebiet der thermischen Solarenergiegewinnung. Dabei kamen immer häufiger Anfragen aus dem kommunalen sowie dem privaten Bereich bzgl. der Errichtung einer thermischen Solaranlage. Auf Basis der bei der Betreuung der Solargroßanlagen gewonnenen Erkenntnisse konnten dabei Hilfestellungen u.a. zu Dimensionierung und Kosten einer thermischen Solaranlage gemacht werden.

Bei der Projektabwicklung konnten gewonnene Erkenntnisse an die beteiligten Betreiber, Planer und Handwerker vermittelt werden. Die im Verlauf eines Projektes gewonnenen Erfahrungen bei der Umsetzung und dem Betrieb einer thermischen Solargroßanlage können zukünftig von den Beteiligten genutzt werden, so dass zukünftige Projekte dieser Art eigenständig und sinnvoll umgesetzt werden können.

4.3 Veröffentlichungen

Es wurden Beiträge in verschiedenen Zeitschriften, Tagungsbänden und Forschungsberichten veröffentlicht. Diese hatten hauptsächlich zum Inhalt:

- Vorstellung des Förderkonzepts Solarthermie2000plus, insbesondere um Interessenten für eine Zusammenarbeit zu finden
- Aufgaben und Tätigkeiten der FH Offenburg im Rahmen von ST2000+
- Informationen über die betreuten ST2000+ Solaranlagen
- Ergebnisse der Anlagenbetreuung
- Wichtige Kriterien für die Auslegung einer thermischen Solargroßanlage

Im Einzelnen gab es folgende Veröffentlichungen:

ABSCHLUSSBERICHT

- Bollin, E., Huber, K.: „Practical Experiences on Large-Scale Solar Thermal Systems for Heating and Cooling in Germany“, CIER 2007 Proceedings, Havanna Cuba, 22.-25.05.2007
- Bollin, E., Huber, K.: “Solarthermie2000plus solare Klimatisierung von Bürogebäuden“, IAF, Institut für angewandte Forschung an der Hochschule Offenburg, Forschungsbericht 2007
- Bollin, E., Huber, K.; Wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solaranlagen; (Poster) New-Forum; Ulm; 09.04.2008
- Huber, K., Bollin, E.; Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes (Poster und Tagungsbandbeitrag); 18. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 23.–25.04.2008
- Bollin, E., Huber, K., Scheck, E., Jödicke, D.; Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland; PtJ- / BMU-Forschungsjahresbericht „Erneuerbare Energien“; 2007; 2008
- Prof. Bollin, E., Dipl.-Ing.(FH) Huber, K., Dipl.-Ing.(FH) Elmar Scheck, Dipl.-Ing.(FH) Jödicke, D.; Wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solargroßanlagen in Südwestdeutschland im Rahmen des Projektes Solarthermie2000plus; www.viamedica-stiftung.de; Klinergie 2020; August 2008
- Huber, K., Prof. Bollin, E.; Begleitende Forschung zum ersten Intensivmessjahr der größten solar unterstützten Klimatisierungsanlage Europas; „Erneuerbare Energien“; Ausgabe Dezember 2008
- Bollin, E., Huber, K., Scheck, E., Jödicke, D.; „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland“; PtJ- / BMU-Forschungsjahresbericht „Erneuerbare Energien“; 2008
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Jödicke, D.; „Projektübergreifendes Anlagenmonitoring mit System“; Tagungsband 1. Solarthermie-Technologiekonferenz Berlin; 10.–11.02.2009
- Scheck, E., Bollin, E., Huber, K., Jödicke, D.; „Prädiktive Betriebsführung solarthermischer Anlagen. Wetterprognosen, Nutzerprognosen, Anlagensimulation“; Tagungsband 1. Solarthermie-Technologiekonferenz Berlin; 10.–11.02.2009
- Bollin, E., Huber, K., Scheck, E., Jödicke, D.; „Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; (Poster und Tagungsbandbeitrag) 19. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 06.–08.05.2009

ABSCHLUSSBERICHT

- Scheck, E., Bollin, E., Huber, K., Jödicke, D.; „Solarunterstützte-CO2-neutrale Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen Betriebserfahrungen und Anlagen-Optimierungen“; Proceedings 19. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 06.–08.05.2009
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Jödicke, D.; „Large-Scale Solar Thermal Systems for Buildings in Germany“, Fachbeitrag zur Kampagnenbroschüre „Sustainable Energy Technology“, Forschungsnetzwerk za fh.net, Universities of Applied Sciences, Baden-Württemberg, 2009/2010
- Bollin, E., Huber, K.: „Kühlen mit Wärme“; horizonte 33 im Januar 2009, Verlag für Marketing und Kommunikation GmbH, Worms, ISSN: 1432-9174
- Bollin, E.: „Automation regenerativer Wärme- und Kälteversorgung für Gebäude“; BHKS-Almanach 2009, Organ des Bundesindustrieverbands Heizung-, Klima-, Sanitärtechnik/Technische Gebäudesysteme e.V., Verlag Technische Gebäudeausrüstung Consulting GmbH, Bonn 2009
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Wiemken, E., Wewior, J., Eicker, U., Pietruschka, D., Dalibard, A., Meißner, R., Kettner, C.: „Operation Analysis and Energy Evaluation of a Solarthermal System Assisting the Air Conditioning of an Office/Administration Building“, www.renknow.net; 25.01.2010.
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Wiemken, E., Wewior, J., Eicker, U., Pietruschka, D., Dalibard, A., Meißner, R., Kettner, C.: „Solare Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, Betriebsanalyse und energetische Bewertung“; Technik am Bau; Jan. 2010
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Jödicke, D.: „Betriebsanalyse und energetische Bewertung einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; Beiträge aus Forschung und Technik, IAF-Bericht 2010; Jan. 2010
- Scheck, E., Bollin, E., Huber, K., Jödicke, D.: „Funktionskontrolle solarthermischer Großanlagen auf Basis von Langzeitmonitoring durch die Hochschule Offenburg“; Proceedings 20. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein; 05.-07.05.2010
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E., Jödicke, D.: „Langzeitmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; Proceedings 20. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein; 05.–07.05.2010
- Huber, K., Bollin, E., Scheck, E.: „Kühlen im großen Stil“; Erneuerbare Energien, Juni 2010
- Bollin, E.: „Systemtechnik“, Kap. 3.4, Beitrag zur Forschungsstrategie Niedertemperatur Solarthermie 2030 im Auftrag der DSTTP, gefördert durch das BMU Berlin, 2010

ABSCHLUSSBERICHT

- Bollin, E., Huber, K., Scheck, E., Jödicke, D.: „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland“; PtJ- / BMU-Forschungsjahresbericht „Erneuerbare Energien“; 2011

Anhang A: Presseartikel und Veröffentlichungen

Energie durch Sonne und Pellets

Forschungsprogramm der Hochschule Offenburg heizt preiswert und auch umweltfreundlich

Die Hochschule Offenburg sucht im Landkreis weitere Partner für das Forschungsprogramm Solarthermie 2000plus. Eine Solaranlage im Baugebiet Holzgerlingen wurde aber in Betrieb genommen.

VON UNSERER REDAKTION

Offenburg. Die Hochschule Offenburg hat in Zusammenarbeit mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, der Stadt Holzgerlingen und einer Tübinger Firma im Rahmen des Förderprogramms Solarthermie 2000plus in Holzgerlingen-Hülben eine klimaschonende Nahwärmeversorgung realisiert. Anfang August wurde sie in Betrieb genommen, teilte die Hochschule Offenburg mit.

Die Wärmeversorgung des Neubaugebiets in Holzgerlingen-Hülben basiert nach Angaben der Hochschule komplett auf der solarunterstützten Wärmeversorgung mit Holzpellets. Der Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser in dem Baugebiet werde über eine vollautomatisch betriebene Holz-



Elmar Bollin, Leiter des Studiengangs Versorgungstechnik (links), und Diplom-Ingenieur Klaus Huber betreuen das Solarprojekt der Hochschule Offenburg.

Archivfoto

pellet-Heizzentrale CO₂-neutral betrieben. Das Heizwerk habe eine Leistung von 540 Kilowatt und werde durch eine etwa 250 Quadratmeter große Solarkollektoranlage unterstützt. Die klimarelevante CO₂-Einsparung gegenüber konventionellen Heizsystemen, wie zum Beispiel Heizölanlagen, betrage mehr als 80 Prozent. Die Wärmekosten seien um 15 Prozent niedriger als bei herkömmli-

chen Anlagen, teilt die Hochschule weiter mit.

Derzeit werden von der Hochschule Offenburg im Rahmen des Förderprogramms Solarthermie 2000plus sieben thermische Solargroßanlagen zur Warmwasserbereitung, Raumheizung, Klimatisierung und Erzeugung von Prozesswärme im Niedertemperaturbereich in Freiburg, Mindelheim, Singen, Baden-Baden,

Waldbronn und Holzgerlingen betreut.

Vorrangiges Ziel sei, durch forschungsbegleitende Pilot- und Demonstrationsprojekte die wissenschaftlich-technischen und rechtlich-organisatorischen Voraussetzungen zu schaffen, dass die Solarthermie künftig einen deutlich höheren Beitrag am Wärmemarkt leisten und damit auch ein wirksamer Klimaschutz erreicht werden kann. Durch die weitere Senkung der solaren Wärmekosten soll die Wirtschaftlichkeit verbessert werden.

100 Quadratmeter Fläche

Um diese Ziele zu erreichen, sucht die Hochschule Offenburg derzeit auch im Ortenaukreis Partner, die eine solche öffentlichkeitswirksame Solaranlage mit einer Kollektorfläche von mindestens 100 Quadratmetern errichten wollen. Sofern die Förderungsvoraussetzungen erfüllt sind, werden bis zu 50 Prozent der Investitionskosten übernommen, wobei die Anlagenmesstechnik zu 100 Prozent gefördert werde.

■ Weitere Infos sind unter www.fh-offenburg.de/mv/st2000 und www.solarthermie2000plus.de im Internet zu finden.

Mit Solarenergie Räume kühlen

Hochschule Offenburg sucht für wissenschaftlich-technisches Projekt entsprechende Gebäude

Die Hochschule Offenburg steht davor, einen Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt zu erhalten. Es geht um die wissenschaftliche Begleitung von Anlagen, die mit Solarenergie nicht nur Warmwasser aufbereiten, sondern auch heizen und gleichzeitig kühlen. Hierfür werden Gebäude gesucht.

VON THOMAS REIZEL

Offenburg. Seit mehr als sechs Jahren begleitet die Hochschule Offenburg wissenschaftlich und technisch Großanlagen, die mit Hilfe der Sonne Warmwasser bereiten. Voraussetzungen: Es mussten täglich 7000 bis 10000 Liter 60 Grad warmes Wasser verbraucht werden, das Objekt musste in öffentlicher Trägerschaft stehen und der Träger musste die Hälfte der Investitionen aufbringen. Den Rest förderte der Bund im Zuge des Programms »Solarthermie2000«.

Als Gegenleistung ermittelt die Hochschule Offenburg mittels 40 bis 50 Sensoren, ob die Anlage technisch einwandfrei läuft, ob es Verbesserungsmöglichkeiten gibt und wie die Gestehungskosten der Energie sind. »Der Deckungsanteil an der Gesamtenergie lag bei 20

bis 40 Prozent, die Kilowattstunde bei sieben Cent. Das entspricht ungefähr dem Öl- und Gaspreis«, erläuterte gestern Professor Elmar Bollin der MITTELBADISCHEN PRESSE.

Jetzt will die Hochschule Offenburg einen Schritt weiter gehen und Zukunftsfelder erschließen: Anlagen, die alles können, also mit Solarenergie Wasser wärmen, im Winter heizen und im Sommer kühlen. »Ein Gebäude dafür haben wir aber noch nicht«, ergänzt Klaus Huber, Diplom-Ingenieur an der Hochschule Offenburg. Technisch sei es kein Problem mehr, aus Solarenergie Kälte zu gewinnen. Nur umgesetzt werde es so gut wie nicht.



Elmar Bollin, Leiter des Studiengangs Versorgungstechnik, Fachbereich Maschinenbau und Verfahrenstechnik.

Der Ansatz der Hochschule ist, dass sich die Heizperiode zunehmend verkürzen wird, während gleichzeitig der Zeitraum, der eine Kühlung von Büroräumen, Industrie- und Handwerksbetrieben nötig macht, immer größer wird. Elmar Bollin schätzt, dass die Errichtung der gesamten Anlage 1200 bis 1500 Euro pro Quadrat-

meter Kollektorfläche kostet. Das ist etwa doppelt so hoch wie für die Technik der Warmwassergewinnung und Heizung.

Allerdings fördert der Bund die Investition nach Hochschulangaben ebenfalls zwischen 30 und 50 Prozent. Hintergrund ist vor allem die Reduzierung von CO₂. Bollin und Huber gehen davon aus, dass sich auch die Kühlung rechnet. »Wir werden bei etwa sieben bis zehn Cent pro Kilowattstunde liegen«, kalkulieren sie.

Was jetzt noch fehlt, sind geeignete Objekte, deren Kollektorfläche größer als 100 Quadratmeter sein müssen. Außerdem müssen Heizanlagen und Wärmedämmung auf dem neuesten Stand sein. Auch sollte fürs Umrüsten des Gebäudes zeitlicher Spielraum vorhanden sein. »Sechs bis zwölf Monate vergehen allein für die Genehmigung«, betont Bollin. Installiert sei die Technik hingegen recht schnell.

Außerdem werden Projekte für die Realisierung von Anlagen mit Langzeitwärmespeicherung, zur Nahwärmeversorgung oder zur kombinierten Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung gesucht.

Die Hochschule hätte mit Planung und Bau der Anlagen nichts zu tun. Der Auftrag würde ausgeschrieben, ein Ingenieur-Büro würde planen.

Im Moment betrage die Lebensdauer einer Anlage 20 Jahre. In diesem Zeitraum werde sie sich – die Fördermittel eingerechnet – auch amortisieren,



Klaus Huber, Diplom-Ingenieur an der Hochschule Offenburg.

Fotos:
Thomas Reizel

rechnet Bollin vor. Weil aber davon auszugehen sei, dass Öl-, Gas- und Strompreise in Zukunft eher steigen als fallen werden, könnte das investierte Geld möglicherweise sogar schneller wieder erwirtschaftet sein.

Doch selbst wenn die Kosten unter dem Strich dieselben wären, wäre doch erheblich CO₂ eingespart.

Kontakt

Wer sich für das Projekt interessiert und glaubt, etwas Geeignetes anbieten zu können, richtet eine Anfrage mit Kurzbeschreibung des Objektes an die Hochschule Offenburg, Fachbereich Maschinenbau und Verfahrenstechnik, Badstraße 24, oder an 77652 Offenburg, klaus.huber@fh-offenburg.de per E-Mail.



VOLLES ROHR: Das weltweit größte Vakuumröhren-Kollektorfeld als Wärmequelle ist in Esslingen zu bewundern. Mit der Solaranlage wird nicht nur beheizt, sondern auch gekühlt. Foto: Hochschule Offenburg

Mit Sonnenwärme kühlen

Frisches Raumklima durch die Strahlkraft vom Himmel

kost. Es mag paradox klingen, dennoch ist es möglich: mit Sonnenwärme zu kühlen. Doch die solare Kühlung ist in Deutschland noch recht unbekannt. Solarenergie wird bisher hauptsächlich zur Warmegewinnung eingesetzt. Die größte solar unterstützte Klimatisierungsanlage Europas betreibt die Esslinger Firma Festo AG & Co. KG. Das neuartige System wird wissenschaftlich-technisch von der Forschungsgruppe „Nachhaltige Energietechnik“ der Hochschule Offenburg betreut.

Die Grundidee solarer Kühlung besteht darin, die Sonnenenergie zur Kühlung von Gebäuden gerade in der heißen Tageszeit zu nutzen. Der Kühlbedarf steigt und fällt mit dem Angebot an Sonnenenergie. Im Gegensatz zu herkömmlichen Klimaanlageanlagen, die mit elektrisch betriebenen Kompressoren arbeiten und einen um so höheren Energiebedarf haben, je wärmer die zu kühlende Luft ist, spart die solare Kühlung Strom. Anders als bei der solaren Heizung gibt es kein Speicherproblem. Gerade in Zeiten steigender Energiepreise und knapper werdender fossiler Brennstoffe wie Kohle, Erdgas oder Erdöl könnte die umweltfreundliche Klimaanlage immer mehr an Bedeutung gewinnen.

Schon seit mehreren Jahren betreibt Festo am Hauptsitz in Esslingen die Kältemaschinen mit Abwärme von Kompressoren und Heizkesseln. Ende letzten Jahres wurde dann als dritte Wärmequelle die Solaranlage mit 1 330 Quadratmetern Kollektorfläche in das System integriert. Durch die Einbindung der Solaranlage zur Kühlung der Büroräume und des Rechen-

Megawattstunden (MWh) pro Jahr an Stromspar-Ertrag garantiert. Laut Berechnungen sind sogar 650 MWh möglich, die das Unternehmen an Primärenergie einsparen kann. Im Winter, wenn keine Kühlung benötigt wird, kann die Solarwärme für die Beheizung der Gebäude genutzt werden.

Die Projektgruppe „Solarthermie2000plus“ der Hochschule Offenburg und das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) in Freiburg betreuen die solar unterstützte Klimatisierung des Technologiezentrums der Festo AG & Co. KG. Die Hochschule Offenburg unterstützte Festo bei der Anlagenplanung und übernahm die Konzeption und Installation der Messtechnik. Seit Inbetriebnahme der Anlage ist die Hochschule zuständig für die mehrjährige Messdatenerfassung und -auswertung sowie die Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs. Mit dem Know-how des Offenburger Forschungsteams sollen eventuelle Störfälle analysiert und Optimierungsvorschläge eingebracht werden. Dabei wird die Hochschule vom Fraunhofer ISE, dem Spezialisten im Bereich solare Klimatisierung, beratend unterstützt. Nach ersten Optimierungen im Probetrieb startete im August das erste Intensivmessjahr des weltweit größten Vakuumröhren-Kollektorfelds als Wärmequelle für die derzeit leistungsstärkste Adsorptionskälteanlage der Welt.

Das Forschungsvorhaben und die messtechnische Begleitung der solar unterstützten Klimatisierungsanlage werden durch das Programm „Solarthermie2000plus“ vom Bundesumweltministerium gefördert.

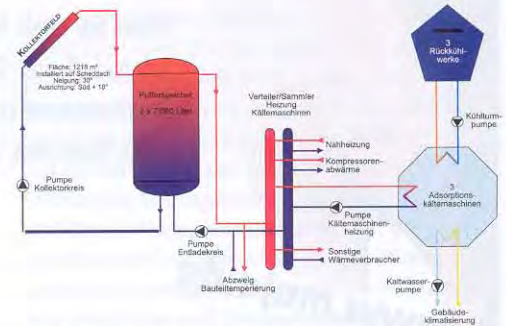
Fördermittel für die erste von der Hochschule Offenburg betreute solare Klimatisierung genehmigt

SOLARTHERMIE2000PLUS

Während in Solarthermie2000 Teilprogramm 2 nur große Solaranlagen zur Warmwasserbereitung förderfähig waren, wird seit der Neuauflage des Projekts als Solarthermie2000plus der Schwerpunkt u.a. auf Anlagen zur solaren Kühlung gelegt. Im März 2007 wurde vom Bundesumweltministerium die erste solarunterstützte Klimatisierung, die von der Hochschule Offenburg im Rahmen des Förder- und Forschungskonzepts Solarthermie2000plus betreut wird, genehmigt.

Die genehmigte Anlage wird von der Firma Festo AG & Co. KG in Esslingen/Berkheim betrieben werden. Aktuell ist dort bereits eine Adsorptionskälteanlage, bestehend aus drei Kältemaschinen, mit jeweils 500 kW Kälteleistung installiert. Mit der erzeugten Kälte werden die Büroräume und ein Rechenzentrum des Unternehmens gekühlt. Festo hat sich für die Adsorptionskältetechnik entschieden, um anfallende Kompressorenabwärme nutzen zu können. Die restliche benötigte Wärme wird durch ist Gas-/Öl-Kessel zur Verfügung gestellt.

In diese bestehende Anlage soll als dritte Wärmequelle eine Solaranlage, bestehend aus einem Kollektorfeld mit 1218 m² Vakuumröhrenkollektoren und zwei Solar speichern mit jeweils 7 m³ Volumen integriert werden. In Zeiten, in denen keine



Vereinfachtes Schema der solarunterstützten Kälteanlage der Firma Festo AG & Co. KG in Esslingen/Berkheim

Kühlung benötigt wird, wird die Solarwärme für die Beheizung der Gebäude genutzt. Durch die Einbindung der Solaranlage sollen jährlich ca. 500 MWh an Primärenergie eingespart werden und damit ein deutlicher Beitrag zum Klimaschutz und zur Ressourcenschonung geleistet werden.

Eine Besonderheit dieser Solaranlage ist das „Nur-Wasser-System“. Bei diesem System wird kein Frostschutzmittel im Kollektorkreis benötigt. Dadurch entfällt auch der sonst notwendige Wärmetauscher zwischen Kollektorkreis und Heizungssystem. Von Vorteil sind hierbei die höhere Wärmekapazität des Wassers im Vergleich zum Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch und der nicht benötigte Wärmetauscher, wodurch Übertragungsverluste und ein höheres Temperaturniveau im Kollektorkreis vermieden werden. Nachteilig ist allerdings die Gefahr des Einfrierens der Rohrleitungen. Um dies zu vermeiden, ist in die Regelung eine Frostschutzschaltung integriert, die bei Bedarf warmes Wasser in den Kollektorkreis pumpt. Die hierfür benötigte Wärme wird vom Hersteller mit 1% bis 3% der vom Solarsystem erzeugten Wärme angegeben.

An der Anlage wird zur Erfassung der wichtigsten Betriebsdaten ein umfangreiches, von der Solarthermie2000plus-Gruppe der Hochschule Offenburg ausgelegtes Messsystem installiert. Hierdurch ist es möglich, alle Energieströme sowohl innerhalb des Solar- und Kühlsystems, als auch Energien, die von außen dem System zugeführt werden bzw. aus diesem entnommen werden, zu erfassen und zu bewerten.

Anlagendaten:

Kollektorfläche:	1218 m ²
Ausrichtung/Azimut:	Süd + 18°
Neigung:	30°
Speichervolumen:	2 x 7 m ³
Kälteleistung:	3 x 500 kW
geplante	
Projektkosten:	ca. 990.000,- €

Luftaufnahme des Werksgeländes der Firma Festo in Esslingen/Berkheim

Dachfläche für geplante Kollektoranlage



Hochschule Offenburg, Prof. Dipl.-Ing. Elmar Bollin, Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber
 Telefon 0781/205-294, E-Mail: klaus.huber@fh-offenburg.de
 www.fh-offenburg.de/mv/st2000, www.solarthermie2000plus.de.

Practical Experiences on Large-Scale Solar Thermal Systems for Heating and Cooling in Germany

Elmar Bollin, Klaus Huber

*Hochschule Offenburg, University of Applied Sciences, D-77652 Offenburg, Germany
bollin@fh-offenburg.de*

1. Introduction

Since 1999 Hochschule Offenburg, University of Applied Sciences, is involved in the Solarthermie-2000 (ST2000) Program, financed by the German Ministry of Environment BMU. Since 1999 seven large-scale solar thermal projects were realized in South-West-Germany and monitored over several years. Until 2006 only solar potable hot water systems were supported in this program. Results have been reported in the CIER 2003 /1/, /2/. With the results of the ST2000 Program solar thermal technology could be improved and became more competitive to conventional fossil energy based heating systems. In 2006 the program was replaced by the ST2000plus Program, which is focused on solar thermal systems for space heating and cooling including process heat. Actually two large-scale solar cooling projects are in the planning stage in South-West-Germany.



2. Characteristics of the ST2000 program

ST2000 is focused on large-scale solar thermal systems with more than 100 m² of collector area. Actually more than 50 plants are built in the frame of ST2000! Until the end of 2008 there will be about 20 new projects within ST2000plus. All these systems have in common that they aim to demonstrate the technical and economical ability of solar thermal applications. Their technique should be advanced and close to standards. The solar yield and the solar initial cost are guaranteed by the contractors during the placing process and are checked in the frame a scientific monitoring program by Universities.

If a customer applies for subsidies in this program, he has to follow a fixed procedure, starting from filling out forms until detailed conception to check the feasibility of the project. University of Applied Sciences Offenburg has to check the feasibility and to give expert advice to all actors like planer, contractors and operators. If a project is accepted for St2000plus, the customers gets up to 50% of the solar system investment costs plus a free of cost monitoring system as subsidy. With the help of a detailed monitoring system the University can operate a continuous data logging, data check and evaluation of system performance. This helps to provide failure analysis and system optimisations in short time period. As a public program all findings and design details are open to the public via conference papers and internet.

Actually Hochschule Offenburg monitors seven large-scale solar systems for hospitals, residential buildings or student residence. All of them are potable hot water systems. One of them additionally assists the heating of a indoor swimming pool.

Before the contractor gets the order for the solar thermal system installation, he has to guarantee an annual solar yield of the solar thermal system. This guarantee is calculated on the base of a dynamic system simulation with predefined values of weather and hot water consumption. After one year of systems operation the guaranteed amount of energy is verified on the base of the measured solar yield, the real weather and the real hot water consumption. If the adapted real amount of energy is more than 10 % below the guaranteed amount, the contractor has to optimise the solar system.



Fig. 1: Photo gallery of the solar systems monitored by Hochschule Offenburg.

3. Large-scale solar thermal systems for potable hot water heating

The objects are selected with the help of a multistage expertise. In the first step the customer has to tender a special form to check the object and its energy conception. After a positive evaluation of the form the customer gets a recommendation for a formal application. This includes a detailed project description a base for technical and financial calculations.

After the project is accepted in ST2000plus the customer gets free scientific and technical support by the accompanying University and Research Institutions. These institutions also check the bidding and placing of the solar components. The planning and mentoring of the monitoring techniques is task of the University.

After set into operation the plant is monitored and evaluated in detail over a 2 -3 years period. In this phase the guaranteed solar yield will be checked by the University.

The most important parameter for the sizing of potable hot water solar systems is the measured hot water consumption and its variations. It is recommended to check the hot water needs by measurements before starting the project. Figure 2 shows the measured consumption profile of a student residence over one year period in 2004 in the shape of a so called carpet plot, where the axis of abscissa is the day in the year and the ordinates is the hours of the day. The colours mark the hot water needs in m³/h. The graph shows lower consumptions in summer and Christmas time compared to the other months!

The economic aspect is an important feature of the ST2000plus program. The predicted specific initial costs have to be below 0.13 €/kWh (based on 20 years lifetime and 6 % interest rate). So the design is

focused on a minimum for initial solar energy costs. Based on dynamic simulations this cost minimum can be found at a load of 70 litre of domestic hot water at 60 °C per m² collector area and day /1/.

Optimization potentials result from the detailed monitoring of the plants. Mainly they are focused on system hydraulics and system control. Some systems were designed with special control valves for different operations modes. In many cases these valves are used to control the charging of the upper or lower puffer storage levels or different storages with different temperature levels.

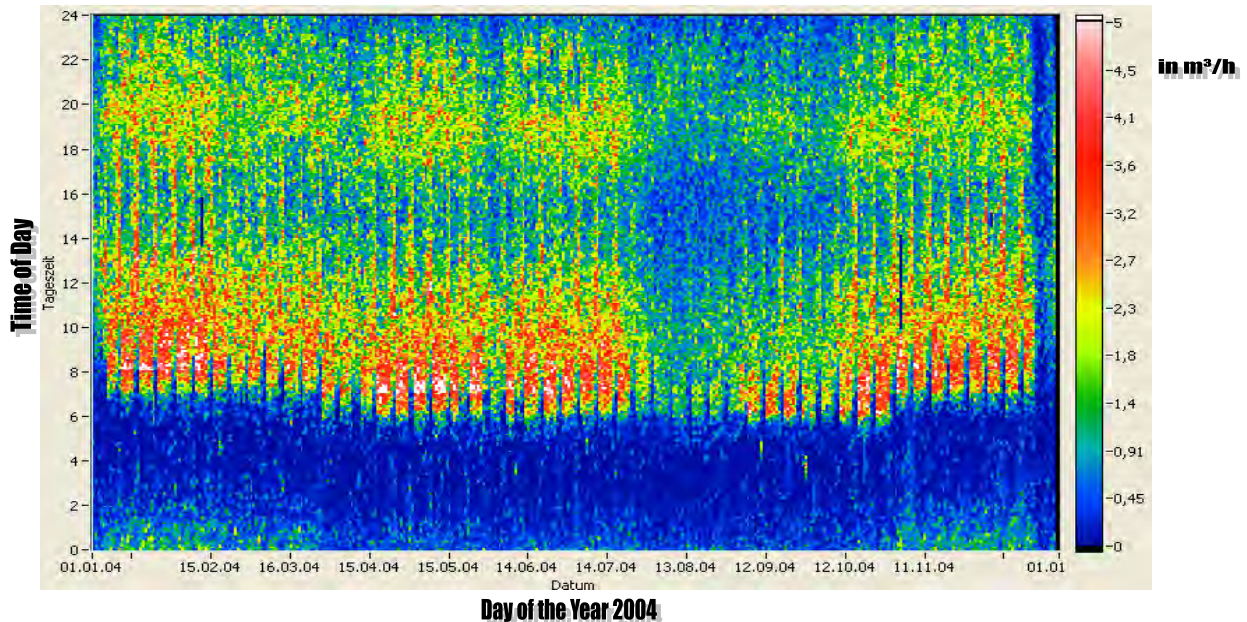


Fig. 2: Measured hot water consumption at the student residence Freiburg-Vauban in 2004, with hot water consumption marked in colours in m³/h

The mal function of these valves very often reduces the total system results. By charging the storages in series these valves can be shut down in the case of preheating systems. In other cases hydraulic connections of four puffer storages were changed from two by two parallel to four in parallel to solve problems due to uncontrolled flow-through. In general, the “make it as simple as possible” recommendation is very helpful.

In case of potable hot water systems the annual thermal solar system efficiency ranges between 30 % and 52 % (assuming a regular system operation). In some cases efficiencies below 30 % were measured, due to system failures. In general, the system efficiency, averaged over all six solar plants, was 35 %.

The average system efficiency of the particular solar systems is shown in Fig. 3 in the upper diagram. Additionally the predicted efficiencies, which were calculated based on dynamic system simulations, can be seen from Fig. 3.

The Fig. 3 lower diagram shows the measured, area-based annual solar yields of the particular solar thermal systems. For comparison, the predicted solar yield, based on calculations of dynamic system simulations, is also shown in this diagram.

It is apparent, that there are big fluctuations and differences in the annual solar yields of one system in between the particular solar systems. The differences are due to various factors: weather, hot water consumption, concept of control, operating method of the conventional techniques, failure of the system etc.

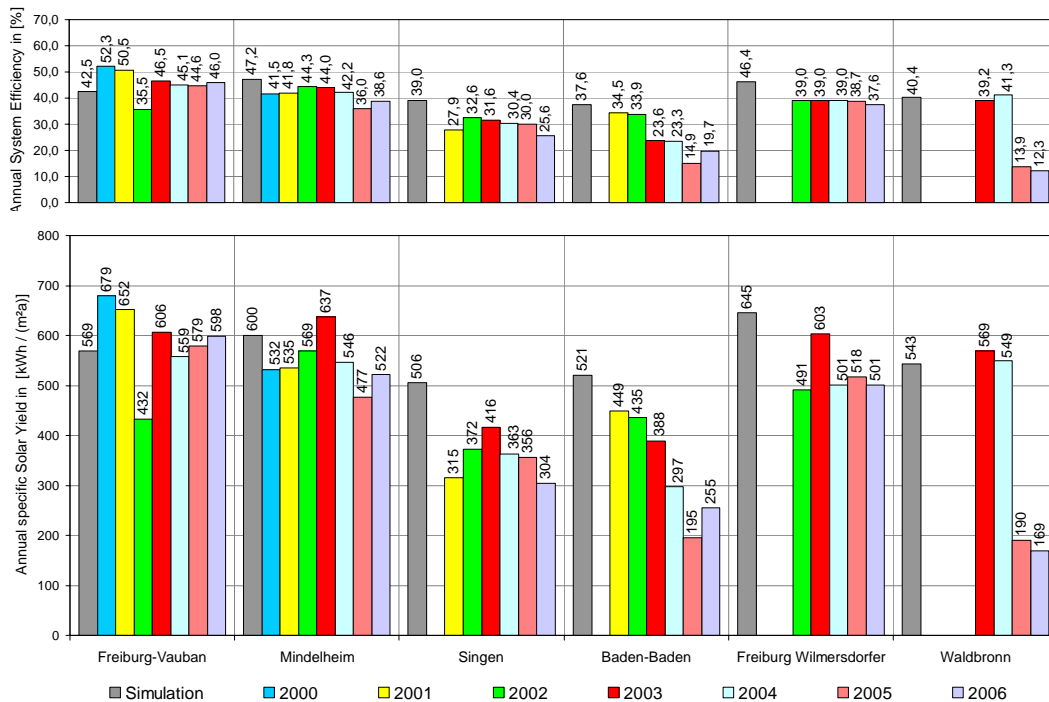


Fig. 3: Annual Solar System Efficiency (upper diagram) and Annual Solar Yield (lower diagram) of the solar thermal systems monitored by FH Offenburg

4. Large-Scale solar thermal systems for building climatization and cooling

For solar thermal cooling processes open and closed sorption refrigerating machines are operated. In open sorption climatization processes very often water is evaporated directly into the inlet air with the help of sorption medium, which cools down the air. In closed sorption processes the refrigerant (water or ammonia) is cycled in a closed loop. The refrigerant is evaporated at low pressure and is adsorbed by the sorption medium. By evaporating the refrigerant, heat is extracted from ambience and cooling energy can be provided. Solid and fluid sorption media are in use. Systems with solid sorption medium are called absorption cooling and those with fluid sorption medium are called adsorption cooling processes.

All these processes can be driven by solar thermal energy. Solar energy can heat the sorption media and desorbs the refrigerant. The required temperature level for the heating process depends on the type of refrigerating machine and ranges between 45°C and 150°C [3]. Cooling energy is needed in this process for regeneration of the sorbent and to cool down the sorbent. During desorption, the condensation heat of the refrigerant has to be dissipated from the refrigerating machine. Therefore closed circuit cooler are operated.

At University of Applied Sciences Offenburg actually two projects for solar cooling are in a planning phase. At FESTO Germany a large-scale solar thermal cooling process is under construction. This plant uses three closed adsorption refrigerating machines heated by a waste heat recovery system and a condensation boiler. The process temperature to heat the cooling cycle ranges between 55°C and 90°C. Due to the fact, that the waste heat recovery operates at only 70°C, relatively low COP result. With solar heating higher COP are expected. Figure 4 shows the hydraulic scheme of the FESTO system with the solar collectors connected via puffer storage in parallel to the additional heat sources.

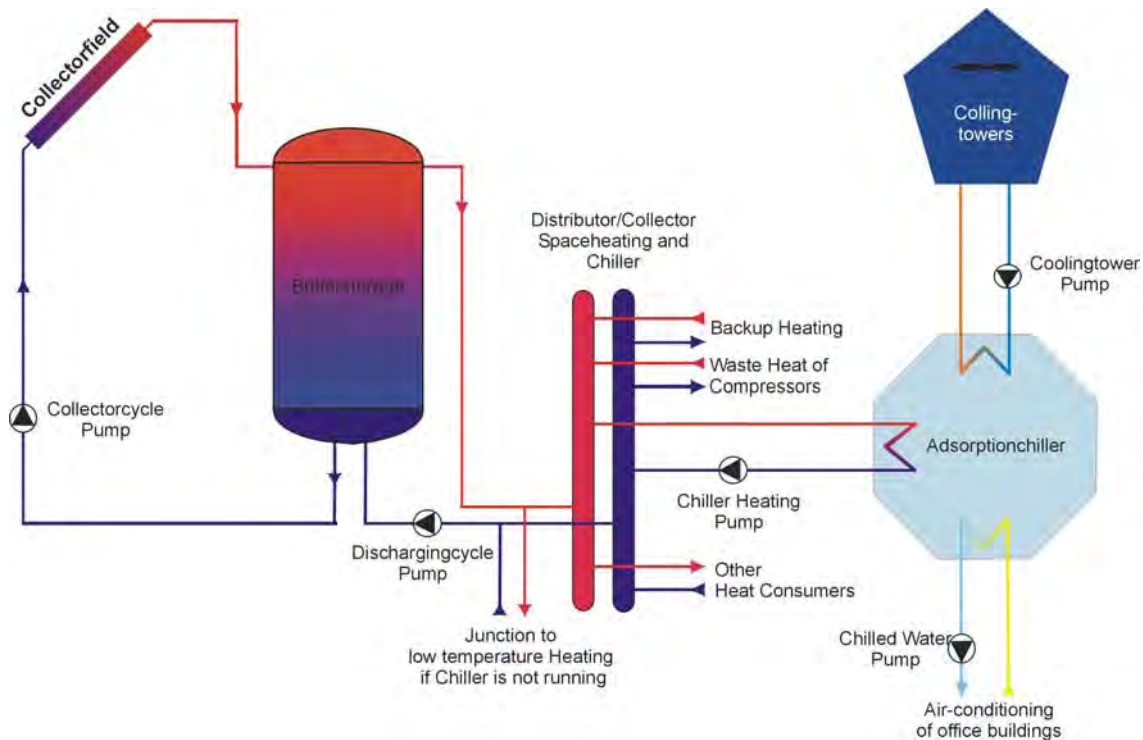


Fig. 4: Hydraulic scheme of a planned solar thermal cooling process with closed adsorption refrigerating machines at FESTO in Germany.

The puffer has the function to decouple the hydraulics and to save solar energy surplus. In the present planning there is no need for a heat exchanger between solar and heating cycle. The solar systems use water as transport fluid, which can be protected against freezing in winter by an innovative control mechanism.

The size of puffer storages was calculated on base of the required heat for a given desorption cycle of one refrigerating machine with a safety loading. The most important design parameters of a sorption cooling machine are the Coefficient of Performance COP and the temperature level required for the desorption. With increasing temperature the COP grows but the collector efficiency decreases.

It is recommended to size up the collector array with the help of a dynamic simulation program (TRNSYS, COLSIM, and TSOL). The aim of these simulations is to maximize the primary energy savings and to minimize the solar energy costs.

For solar cooling systems without additional heating, the size of the solar system should correlate to the cooling needs of the operated building. To prevent excessive investment costs, a free floating room temperature under extreme climatic conditions has to be tolerated.

In winter season the solar system is used for space heating. This can be seen in Fig. 4, where the space heating system is connected in parallel to the adsorption machine. Here the solar system is connected to a special "low temperature" space heating system which is part of the building construction (thermal activated construction elements).

A second plant will be built in the black forest, where an existing absorption cooling will be retrofitted by solar collectors. The temperature level to drive the cooling machine will be between 90° C and 110° C. In winter the collectors provide heat for space heating.

5. Conclusions

In 2006, the solar yield of the six monitored solar systems was, in total, approx. 450,000 kWh. Based on the total collector area of 1,257 m² this corresponds to an average specific solar yield of 359 kWh/m² per year. The contribution to the environment protection and fossil energy saving is remarkable. Their operation causes an annual saving of about 50000 l of heating oil. With these systems 100 t of CO₂ emission is prevented annually.

Beside this energy savings the ST2000-projects helped to improve the technical standard of large scale solar thermal systems in Germany. The guaranteed solar yield is a efficient method to keep this standard high and to prove solar thermal systems as a reliable and cost efficient sustainable energy source. None of the project has failed the predicted solar yields.

These results are based on a detailed long-term system monitoring done by the Universities. It is recommended to initiate a cycle of trouble shooting and failure detection parallel to the system operation. By this way, potentials for system optimisation can be identified in short time and are easy to modify with the help of modern building automation.

The succession project Solarthermie2000plus will continue to build best practice solar thermal projects in Germany and will identify new fields of application in space heating and cooling as well as in process heating. Hochschule Offenburg will continue the monitoring of large-scale solar thermal systems and extent its list of projects in 2007 with two cooling processes driven by solar collectors. This is of fundamental importance in a world with increasing energy needs in heating and cooling processes. See /4/ for more details on ST2000plus at Hochschule Offenburg.

References

/1/ Bollin, E., Klingenberger, U.-M., Himmelsbach, S.: "Solarthermi-Cuba: Introducing of a New Quality of Large-Scale Solar Thermal Systems for Hotels and Hospitals in Cuba", Proceedings of CIER 2003, La Habana, Cuba

/2/ Klingenberger, U.-M., Bollin, E., Himmelsbach, S.: "Monitoring of Large-Scale Solar Plant for Potable Hot Water Heating in a Hospital in the Town Baden-Baden", Proceedings of CIER 2003, La Habana, Cuba

/3/ Antony, F.; Heidler, K.; Hindenburg, C.; Kasper, B.-R.; Quasching, V.; Spitzmüller, P.; Weyer-Borchert, B.: „Solarthermische Anlagen“, DGS eV, LV Berlin Brandenburg, 2003

/4/ <http://fh-offenburg.de/mv/st2000/>

Solare Klimatisierung von Bürogebäuden

Prof. Elmar Bollin, Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber

Einleitung

Während in Solarthermie-2000 Teilprogramm 2 nur große Solaranlagen zur Warmwasserbereitung förderfähig waren, wird seit der Neuauflage des Projekts als Solarthermie2000plus der Schwerpunkt u.a. auf Anlagen zur solar unterstützten Kühlung gelegt. Diese Änderung in der Förderpolitik ist vor allem darauf zurückzuführen, dass genügend Erkenntnisse zu Auslegung und Betrieb der bisher geförderten Anlagen vorliegen, aber noch viel Forschungsbedarf bei anderen Solaranlagentypen besteht. In Solarthermie2000plus werden Solaranlagen zur Unterstützung kombinierter Trinkwasser und Heizungsanlagen sowie von Wärmenetzen mit und ohne Langzeitwärmespeicherung gefördert. Außerdem werden Konzepte zur Kombination von Solarwärme mit anderen regenerativen Energieformen und zur Erzeugung von Prozesswärme unterstützt. Ein weiterer förderfähiger Anlagentyp ist die solar unterstützte Klimatisierung in Kombination mit Trinkwassererwärmung und Heizung. Insgesamt sind in Europa heute etwa 6 MW Kälteleistung in der solaren Kälteerzeugung installiert. Alleine in Deutschland fallen jedoch jährlich etwa 40.000 GWh Stromverbrauch allein für die Klimatisierung von Bürogebäuden an [1]. Daraus ist das große Potential für die solare Klimatisierung ersichtlich. Den deutlich höheren Investitionskosten, im Verhältnis zur Kompressionskälte, stehen erheblich niedrigere Betriebskosten gegenüber. Die dadurch jedoch hohen Kältegestehungskosten sind hierbei ein großes Hindernis für eine schnelle Marktdurchdringung. Hier sind Förder- und Forschungskonzepte wie Solarthermie2000plus dringend erforderlich, um durch finanzielle Förderung und Verringerung der Wärme gestehungskosten durch Optimierung des Anlagenbetriebs, zu einer besseren Wirtschaftlichkeit zu gelangen.

Funktionsprinzip der solaren Klimatisierung

Für die solare Klimatisierung kommen Sorptionskältemaschinen in offener und geschlossener Betriebsweise zum Einsatz. Bei offenen Sorptionskälteanlagen wird Wasser direkt in die zuvor getrocknete Lüftungszuluft verdunstet und dadurch gekühlt. Bei geschlossenen Systemen wird das Kältemittel im Kreislauf geführt. Es können jeweils feste oder flüssige Sorptionsmittel eingesetzt werden. Anlagen mit flüssigen Sorptionsmitteln werden als Absorptions-, welche mit festen Sorptionsmitteln als Adsorptionskältemaschinen bezeichnet.

Eine solche Solaranlage zum unterstützenden Betrieb einer Adsorptionskältemaschine mit Silikagel als Sorptionsmittel wird seit kurzem von der Hochschule Offenburg betreut. Hier soll zu den bereits bestehenden Adsorptionskältemaschinen, die bisher mit Gaskesseln und Kompressorabwärme betrieben werden, eine Solaranlage als dritte Wärmequelle hinzugefügt werden.

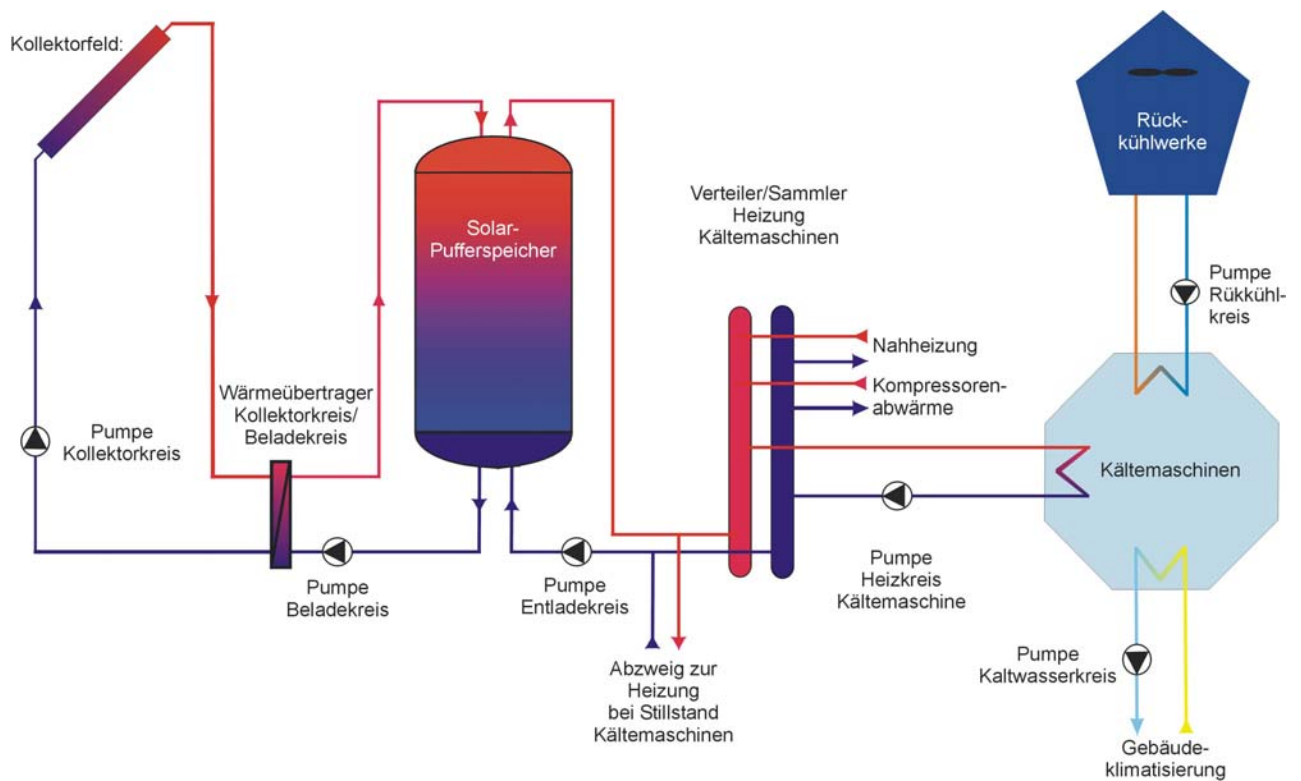


Bild 1: Prinzipschaltbild der solar unterstützten Klimatisierung

Funktionsprinzip der Adsorptionskältemaschine

Bei einer Adsorptionskältemaschine (Bild 2) wird zur Kälteerzeugung wie bei einer Kompressionsmaschine im Verdampfer Flüssigkeit (hier Wasser) verdampft und die dafür benötigte Verdampfungsenthalpie der Umgebung entzogen und somit gekühlt. Damit das Wasser schon bei niedrigen Temperaturen in ausreichender Menge in die Gasphase über geht, wird in der Kältemaschine ein starker Unterdruck erzeugt. Das verdampfte Kältemittel adsorbiert auf dem Adsorptionsmittel (Silikagel). Die dabei frei werdende Kondensationswärme muß über eine Rückkühlung abgeführt werden. Ist das Silikagel mit Kältemittel beladen wird die Kammer in den Desorptionszyklus geschaltet. Hierbei wird das Silikagel auf $55^{\circ}\text{C} - 90^{\circ}\text{C}$ erwärmt und das Wasser desorbiert vom Silikagel und wird im Kondensator der Kältemaschine wieder in die flüssige Phase überführt. Der Kondensator muß ebenfalls zum Abführen der Kondensationswärme rückgekühlt werden. Das kondensierte Wasser wird wieder dem Verdampfer zugeführt, womit der Kreislauf des Kältemittels geschlossen ist. Um einen kontinuierlichen Betrieb der Kältemaschine zu gewährleisten sind zwei Sorptionskammern notwendig, die sich abwechselnd im Adsorptions- und Desorptionszyklus befinden.

Auf Grund des niedrigen benötigten Temperaturniveaus eignen sich Adsorptionskältemaschinen gut für den Betrieb mit Wärme aus Solaranlagen. Der solare Nutzungsgrad hängt vom Temperaturniveau der Anlage ab und fällt bei niedrigen Temperaturen höher aus.

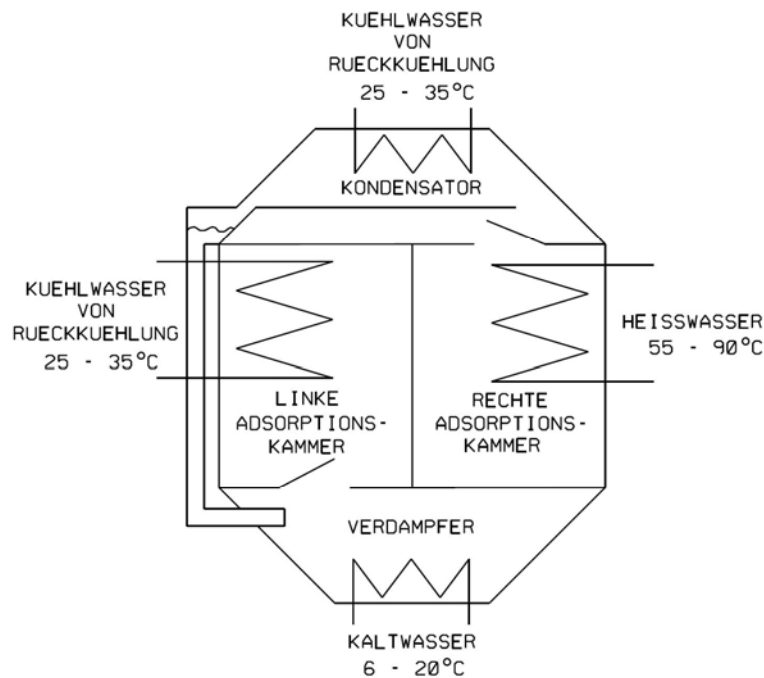


Bild 2: Schema einer Adsorptionskältemaschine

Antriebswärme für die Adsorptionskältemaschine

Um eine Adsorptionskältemaschine zu betreiben ist es möglich Wärme aus beliebiger Quelle zu nutzen. Im vorliegenden Fall werden die Kältemaschinen bisher mit Gaskesseln (ca. 5,6 MW) und Kompressorenabwärme (ca. 0,8 MW) bei einer Temperatur von ca. 60°C gespeist. Die Leistungsdaten der geplanten Solaranlage stehen zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht fest.

Ein großer Vorteil für die Nutzung der Solarthermie als Wärmequelle für die Klimatisierung von Gebäuden ist die Gleichzeitigkeit von solarem Wärmeangebot und Kühlbedarf. So besteht der größte Kühlbedarf im Sommer tagsüber, dann wenn auch das größte solare Angebot zur Verfügung steht. Dadurch können Pufferspeicher entfallen bzw. kleiner dimensioniert werden als z.B. in Solaranlagen zur Heizungsunterstützung. Stagnationen wegen zu geringer Abnahme der Solarwärme werden weitgehend vermieden. Im Winter, wenn keine Klimatisierung benötigt wird, wird die Solarwärme in das Heizungssystem eingespeist. Dadurch kann ein niedrigerer Kilowattstunden-Preis erzielt werden als bei alleiniger Nutzung für die Klimatisierung bzw. Gebäudeheizung

Rolle der Hochschule Offenburg

Die Hochschule Offenburg begleitet das Projekt in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE in Freiburg seit Sommer 2006. Die Projektskizze wurde bewertet und eine Empfehlung zur Aufnahme in Solarthermie2000plus gegeben. Weitere Aufgaben werden die Beratung während der Planung, Erstellung und Inbetriebnahme eines Messtechnikkonzepts. Mit Hilfe zahlreicher Messensoren wird eine ständige Überwachung und Auswertung des Solar- und Kälteanlagenbetriebs durch die Hochschule Offenburg möglich. Es werden Bilanzen und Kennwerte der Solaranlage erstellt, mit deren Hilfe die Qualität des Systems bewertet werden kann und ggf. Optimierungs-

maßnahmen ausgearbeitet werden können. Die Hochschule Offenburg ist für Controlling und Qualitätsmanagement an der Solaranlage zuständig.

Die Begleitung und Vermessung solcher Solargroßanlagen soll Erkenntnisse über Möglichkeiten und Grenzen der thermischen Solarenergienutzung liefern. Erfahrungen mit solchen Demonstrationsanlagen sollen genutzt werden, um zukünftige Solaranlagen zur Kälteerzeugung noch effektiver umsetzen und betreiben zu können. Die solar unterstützte Klimatisierung soll in naher Zukunft auch aus wirtschaftlicher Sicht eine Alternative zum Einsatz konventioneller Kälteerzeugung mit Kompressionskältemaschinen darstellen und damit einen erheblichen Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen leisten.

Literatur

- [1] Nick-Leptin, Joachim (2005). Political framework for research and development in the field of renewable energies, International Conference Solar Air conditioning, Staffelstein 2005.

Wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solargroßanlagen

Prof. Elmar Bollin, Dipl.-Ing.(FH) Klaus Huber, Hochschule Offenburg, Projektgruppe Solarthermie2000plus, Badstr. 24, 77652 Offenburg, Tel. 0781/205–294, E-Mail: bollin@fh-offenburg.de, Internet: www.fh-offenburg.de/mv/st2000



Im Rahmen der BMU-Förderkonzepte Solarthermie2000plus begleitet die Hochschule Offenburg seit 1999 Solargroßanlagen mit Standort in Südwestdeutschland. Im Folgenden sind wichtige Ergebnisse und Erfahrungen aus der Betreuung der Anlagen dargestellt.

Solare Nutzwärme

In 2007 betrug die solare Nutzwärme der sieben begleiteten Solaranlagen insgesamt ca. 630 MWh, was bezogen auf die gesamte Kollektorfläche von 1.506 m² einer mittleren spezifischen solaren Nutzwärme von 418 kWh/m² und Jahr entspricht.

Abb. 1 zeigt die Jahressummen der gemessenen Nutzwärme der einzelnen

Anlagen bezogen auf die Kollektorfläche dargestellt. Es zeigen sich z.T. starke Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen, aber auch Schwankungen in den einzelnen Jahreserträgen einer Anlage. Dies liegt darin begründet, dass die Nutzwärme einer Solaranlage von vielen Faktoren bestimmt wird: Wetter, Warmwasserverbrauch, Regelkonzept, Betriebsweise der konventionellen Technik, Störungen und Ausfälle des Solarsystems etc..

Solarer Deckungsanteil

In Abb. 2 sind die jährlichen Anteile der solaren Nutzwärme am Energiebedarf für die Erwärmung des gezapften Warmwassers dargestellt. Der solare Deckungsanteil lag meist zwischen 30 und 40 %, was charakteristisch ist für Solaranlagen, die als Vorwärmssysteme konzipiert sind. Ausreißer ist die Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban, wegen ihrer in Relation zum Warmwasserverbrauch kleinen Kollektorfläche.

Durch z.B. Erhöhung der Kollektorfläche könnte der solare Deckungsan-

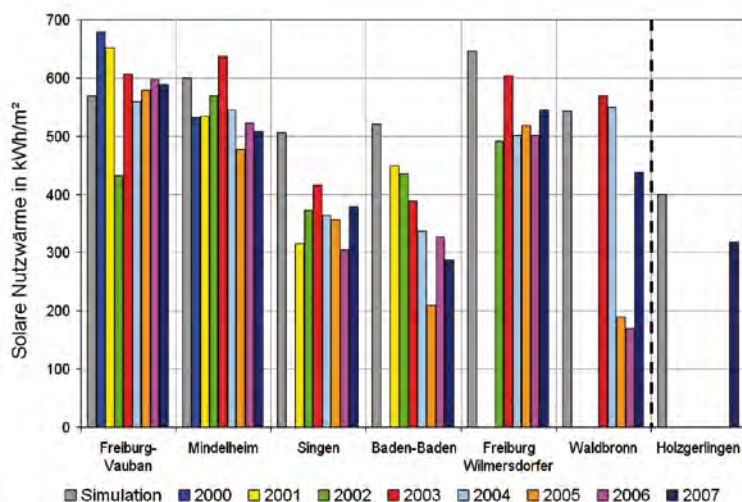


Abb. 1: Solare Nutzwärme pro Quadratmeter Kollektorfläche



Studentendorf Freiburg-Vauban
(Kollektorfläche: 143 m²)



Kreiskrankenhaus Mindelheim
(Kollektorfläche: 120 m²)



Hegau-Klinikum Singen
(Kollektorfläche: 264 m²)



Stadtklinik Baden-Baden
(Kollektorfläche: 276 m²)



Wilmsdorferstraße Freiburg
(Kollektorfläche: 228 m²)



Albtherme Waldbronn
(Kollektorfläche: 226 m²)



Nahwärmenetz Holzgerlingen
(Kollektorfläche: 249 m²)

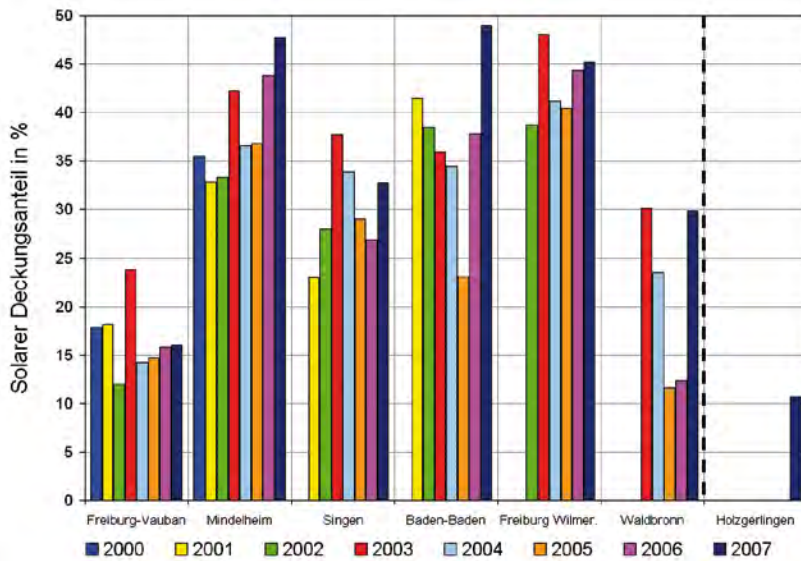


Abb. 2: Solarer Deckungsanteil der Energie für gezapftes Warmwasser

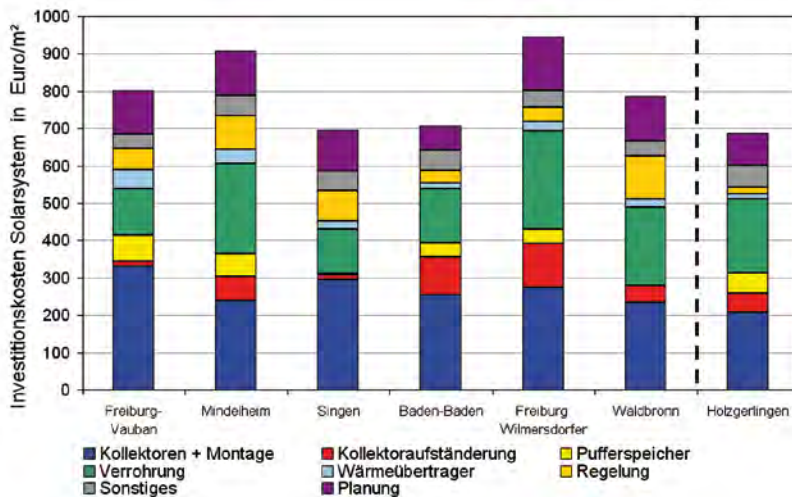


Abb. 3: Investitionskosten Solarsystem (inkl. MwSt. ohne Förderung)

teil erhöht werden. Dies bedingt allerdings höhere Investitionskosten und einen geringeren Systemnutzungsgrad. Als Kompromiss hat sich bei den Systemen eine Kollektorfläche von 100 m² pro 7 m³ Tages-Warmwasserverbrauch bewährt.

Kosten

Die mittleren Gesamtinvestitionskosten für Planung und Errichtung der Solarsysteme lagen bei 681 Euro pro Quadratmeter Kollektorfläche. Abb. 3 zeigt die spezifischen Kosten der ein-

zelnen Anlagen, jeweils unterteilt in die Einzelkosten der Systemkomponenten und der Planung. Den größten Einfluss auf die Systemkosten haben die Kollektoren und die Art der Kollektormontage (Flach- oder Schrägdach / In- oder Aufdach), sowie die Art der Wärmenutzung (Trinkwassererwärmung / Nahwärmenetz).

Die aus den Systemkosten und der solaren Nutzwärme resultierenden solaren Nutzwärmekosten lagen ohne Förderung zwischen 0,104 und 0,162 Euro/kWh, was schon relativ nahe an die Kosten konventionell erzeugter Wärme heranreicht.

Die mittleren Gesamtinvestitionskosten für Planung und Errichtung der Solarsysteme lagen bei 681 Euro pro Quadratmeter Kollektorfläche. Die nebenstehende Abbildung zeigt die spezifischen Kosten der einzelnen Anlagen, jeweils unterteilt in die Einzelkosten der Systemkomponenten und der Planung. Den größten Einfluss auf die Systemkosten haben die Kollektoren und die Art der Kollektormontage (Flach- oder Schrägdach / In- oder Aufdach), sowie die Art der Wärmenutzung (Trinkwassererwärmung / Nahwärmenetz).

Die aus den Systemkosten und der solaren Nutzwärme resultierenden solaren Nutzwärmekosten lagen ohne Förderung zwischen 0,104 und 0,162 Euro/kWh, was schon relativ nahe an die Kosten konventionell erzeugter Wärme heranreicht.

Fazit und Ausblick

Die wissenschaftlich-technische Begleitung der thermischen Solargroßanlagen lieferte eine große Menge an zuverlässigen Daten, mit denen eine Bewertung und Optimierung dieser Systeme ermöglicht wurde. Solargroßanlagen zur Trinkwassererwärmung sind inzwischen weitestgehend standardisiert. Künftig sollen im Förderkonzept Solarthermie2000plus verstärkt neuartige Solarsysteme gefördert und untersucht werden, mit denen die Gebäudeheizung oder Gebäudekühlung unterstützt werden und deren höherer Deckungsanteil und Brennstoffeinsparung zu einer verstärkten CO₂-Reduzierung führen.

Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes

Klaus Huber, Elmar Bollin
Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Tel.: 0781 205 294, 0781 205 138
klaus.huber@fh-offenburg.de
www.fh-offenburg.de/mv/st2000

1 Einleitung

Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE in Freiburg, die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen im Rahmen von Solarthermie2000plus. Im Rahmen dieses Projektes und des Vorgängerprojektes Solarthermie-2000 wurde durch die Hochschule Offenburg seit 1999 eine Vielzahl von Großanlagen wissenschaftlich begleitet und bewertet [1], [2], [3], [4]. Dabei wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Gaskesseln und Kompressorenabwärme betrieben wurde, durch eine Solaranlage, als dritte Wärmequelle, ergänzt.

Das Solarsystem setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1218 m² Vakuumröhrenkollektoren und zwei Pufferspeichern zusammen. Die Kälteerzeugung wird mit drei Adsorptionskältemaschinen (AdKMs) mit je 353 kW Nennkälteleistung realisiert. Solarsystem und Kälteanlage werden über das Heizungssystem über diverse Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wird die Solaranlage an die Niedertemperatur-Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um außerhalb der Betriebszeiten der Kältemaschinen die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können.

Mit Hilfe von ca. 80 Sensoren wird ein Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs durch die Hochschule Offenburg ermöglicht. Durch das Messsystem soll eine detaillierte Analyse des Anlagenbetriebs, u.a. hinsichtlich des Optimierungspotentials, ermöglicht werden. Hierbei wurde ein besonderes Augenmerk auf Temperaturniveau, Stromverbrauch, Regelung und Anlagenhydraulik sowie die Abstimmung zwischen Solarsystem und Kältemaschinen gelegt. Die Möglichkeit zur Ermittlung von Anlagenkenndaten wie Nutzungsgrade, Deckungsanteile und Arbeitszahlen stellen weitere Anforderungen an das Messsystem dar.

Die Begleitung und Vermessung solcher Solargroßanlagen soll Erkenntnisse über Möglichkeiten und Grenzen der thermischen Solarenergienutzung liefern. Erfahrungen mit Demonstrationsanlagen sollen genutzt werden, um zukünftige Solaranlagen zur Kälteerzeugung noch effektiver planen, errichten und betreiben zu können. Die solar unterstützte Klimatisierung soll in naher Zukunft auch aus wirtschaftlicher Sicht eine Alternative zum Einsatz konventioneller Kälteerzeugung mit Kompressionskältemaschinen darstellen.

2 Systemkonfiguration und Anlagendaten

Mit drei Kältemaschinen vom Typ MYCOM ADR-100 mit je 353 kW Nennleistung, betreibt die Firma Festo AG & Co. KG in Esslingen die momentan weltweit größte Adsorptionskälteanlage auf Silikagel/Wasser-Basis. Mit der erzeugten Kälte werden 26.760 m² Bürofläche sowie drei Atrien mit 2.790 m² Fläche gekühlt.

Die AdKMs wurden bisher mit Abwärme von Kompressoren und Wärme aus Gas-/Öl-Kesseln bei ca. 60°C betrieben. Als dritte Wärmequelle wurde nun eine Solaranlage mit 1218 m² CPC-Vakuumröhrenkollektoren und damit das europaweit größte Vakuumröhren-Kollektorfeld an einer solaren Klimatisierungsanlage, hinzugefügt (Abb. 1). Den begrenzenden Faktor, bei der Auslegung der Kollektorfeldgröße, stellte hier die zur Verfügung stehende geeignete Dachfläche dar.



Abb. 1: Kollektorfeld der solarunterstützten Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen

Zur Erhöhung des COP der Kältemaschinen soll die Antriebstemperatur auf 70°C erhöht werden. Wegen dieses relativ hohen Temperaturniveaus und um einen höheren Deckungsanteil, als mit Flachkollektoren möglich wäre, erzielen zu können, wurde die Entscheidung zu Gunsten der Vakuumröhrenkollektoren, gefällt. Die auf einem Sheddach installierten Kollektoren weichen in Ihrer Ausrichtung um 17° von der Südrichtung nach Westen (Azimutwinkel 17°) ab und sind um 30° zur Horizontalen geneigt. Durch die enge Anordnung des Sheddachs kommt es im Winter im unteren Bereich der Kollektoren zu Verschattungen (max. 20 % der Kollektorfläche). Der Ein-

fluss durch die Verschattung wird allerdings als gering eingeschätzt und wurde bei der durch den Kollektorhersteller garantierten Wärmemenge berücksichtigt.

Eine Besonderheit stellt bei dieser Anlage das „Nur-Wasser-System“ dar, bei dem im Kollektorkreis kein Frostschutzmittel zugesetzt wird. Vorteile dieses Typs sind, dass kein Wärmeübertrager benötigt wird, der die Wärme vom Kollektorkreis an das Heizungssystem übergibt und die höhere Wärmekapazität des Wassers im Vergleich zu Wasser/Glykol-Gemischen. Glykol neigt außerdem bei hohen Temperaturen, wie sie bei (Teil-)Stagnation in Vakuumröhrenkollektoren auftreten können, dazu, sich zu zersetzen. Dadurch können sich die relativ feinen Flüssigkeitskanäle in den Vakuumröhren zusetzen. (Teil-)Stagnationen können durch eine inhomogene Durchströmung des Kollektorfeldes entstehen, wodurch es zur lokalen Dampfbildung in den schlecht durchströmten Bereichen des Kollektorfeldes kommen kann.

Nachteile des direkten „Nur-Wasser-System“ sind, die erforderliche Frostschutzschaltung und bei (Teil-)Stagnation auftretende Druckspitzen. Durch die Frostschutzschaltung wird verhindert, dass das Wasser im Kollektor im Winter einfriert. Hierbei wird bei Unterschreiten eines Temperaturschwellenwerts warmes Wasser aus den Speichern in die Kollektoren gepumpt und durch gezielte Wärmezufuhr das Einfrieren exponierter Bereiche verhindert. Durch Druckspitzen bei (Teil-)Stagnation können negative Auswirkungen auf das gesamte Heizungssystem auftreten, da Kollektorkreis und Heizungssystem nicht über einen Wärmeübertrager entkoppelt sind. Zur Überprüfung der Homogenität der Durchströmung der einzelnen Teilfelder wurden zehn Temperatursensoren im Kollektorfeld verteilt eingebaut.

Die gewonnene Solarwärme kann in zwei 8,5 m³-Behältern zwischengespeichert werden. Diese enthalten bei kompletter Beladung genügend Wärme, um einen Arbeitszyklus (ca. 10 min.) einer AdKM abdecken zu können. Das Solarsystem ist über mehrere Verteiler/Sammler mit den AdKMs und anderen Wärmeverbrauchern der Gebäude verbunden. Durch die indirekte Verbindung zwischen Kältemaschinen und Solarsystem über das Heizungssystem kann die Solarwärme ganzjährig von allen Wärmeverbrauchern genutzt werden.

Im Winter kann die Solarwärme außerdem direkt auf Niedertemperaturniveau über eine Betonkernaktivierung für die Gebäudeheizung genutzt werden. Hierzu wird die Solltemperatur in den Speichern von 70°C auf das Einspeisetemperaturniveau von 50°C zur Bauteiltemperierung herabgesetzt und die Solarwärme direkt auf die Betonkernaktivierung geschaltet.

Im Projekt Solarthermie2000plus wird allgemein die Abgabe einer Energiegarantie durch den Lieferanten der Solaranlage verlangt. Bei Anlagen zur solaren Klimatisie-

nung wird allerdings hierauf verzichtet, da nicht genügend Erfahrungen beim Betrieb vorliegen. Trotzdem wurde seitens des Betreibers unter der Bedingung der ständigen Abnahme der gesamten vom Kollektorfeld gelieferten Wärme vom Kollektorhersteller eine Energiegarantie verlangt. Die Anlage wurde von der HfT-Stuttgart mit Insel [5], vom Hersteller mit ColSim und vom Fraunhofer ISE sowie der Hochschule Offenburg jeweils mit einem eigenen Simulationstool modelliert. Hierbei lagen fast alle Simulationen beim Ertrag auf gleichem Niveau. Der Hersteller garantiert einen solaren Ertrag von 500 MWh/a, der mit Hilfe der Simulationsrechnungen als realistisch angesehen wird. Dies entspricht einem spezifischen Ertrag von 411 kWh/m²a bzw. einem Nutzungsgrad von 33,5 % im Kollektorkreis.

3 Messsystem

Mit dem Messsystem sollen alle Energieströme, innerhalb des Gesamtsystems Solar-/Adsorptionskälteanlage und über die Systemgrenzen hinweg erfasst werden. Insbesondere wird, neben der Wärmemenge, die vom Kollektorfeld in die Speicher eingespeist und an das Heizungssystem abgegeben wird, auch die Wärme von Heizkesseln und Kompressoren erfasst. Wegen des „Nur-Wasser-System“ und der damit verbundenen Frostschutzschaltung, muss zusätzlich die Wärme, die aus dem Heizungssystem über die Pufferspeicher zum Kollektorfeld gepumpt wird, separat erfasst werden. An den Kältemaschinen werden die Wärmemengen jeweils im Heizungs-, Rückkühl- und Kaltwasserkreislauf jeder Kältemaschine gemessen.

Die differenzierte Erfassung des Stromverbrauchs der AdKMs, deren peripherer Pumpen sowie der Kühltürme soll Aufschluss über den elektrischen Energiebedarf der Maschinen liefern und eine Aufschlüsselung nach einzelnen Verbrauchern ermöglichen. Darüber hinaus wird die solare Einstrahlung auf das Kollektorfeld horizontal und in Kollektorebene, die Außen- und Kollektortemperatur und der Stromverbrauch der Pumpen, Ventile und des Solarreglers erfasst.

Durch dieses aufwändige Messsystem, wird eine umfassende Beurteilung des Anlagenbetriebs ermöglicht. Neben der Analyse hinsichtlich des Optimierungspotenzials sollen auch Störfallanalysen und die Ermittlung von Anlagenkenndaten wie Solarertrag, Nutzungsgrad, Deckungsanteil und solare Nutzwärmekosten möglich sein. Das Messsystem lässt ferner die Beurteilung des Gesamtsystems zu, so dass nicht nur innerhalb der Solaranlage Optimierungspotentiale erkannt werden können, sondern auch eine Feinabstimmung zwischen Solaranlage und AdKMs erfolgen kann. Abbildung 2 zeigt das Anlagenschema mit Mess- und Regelfühlern der Solaranlage.

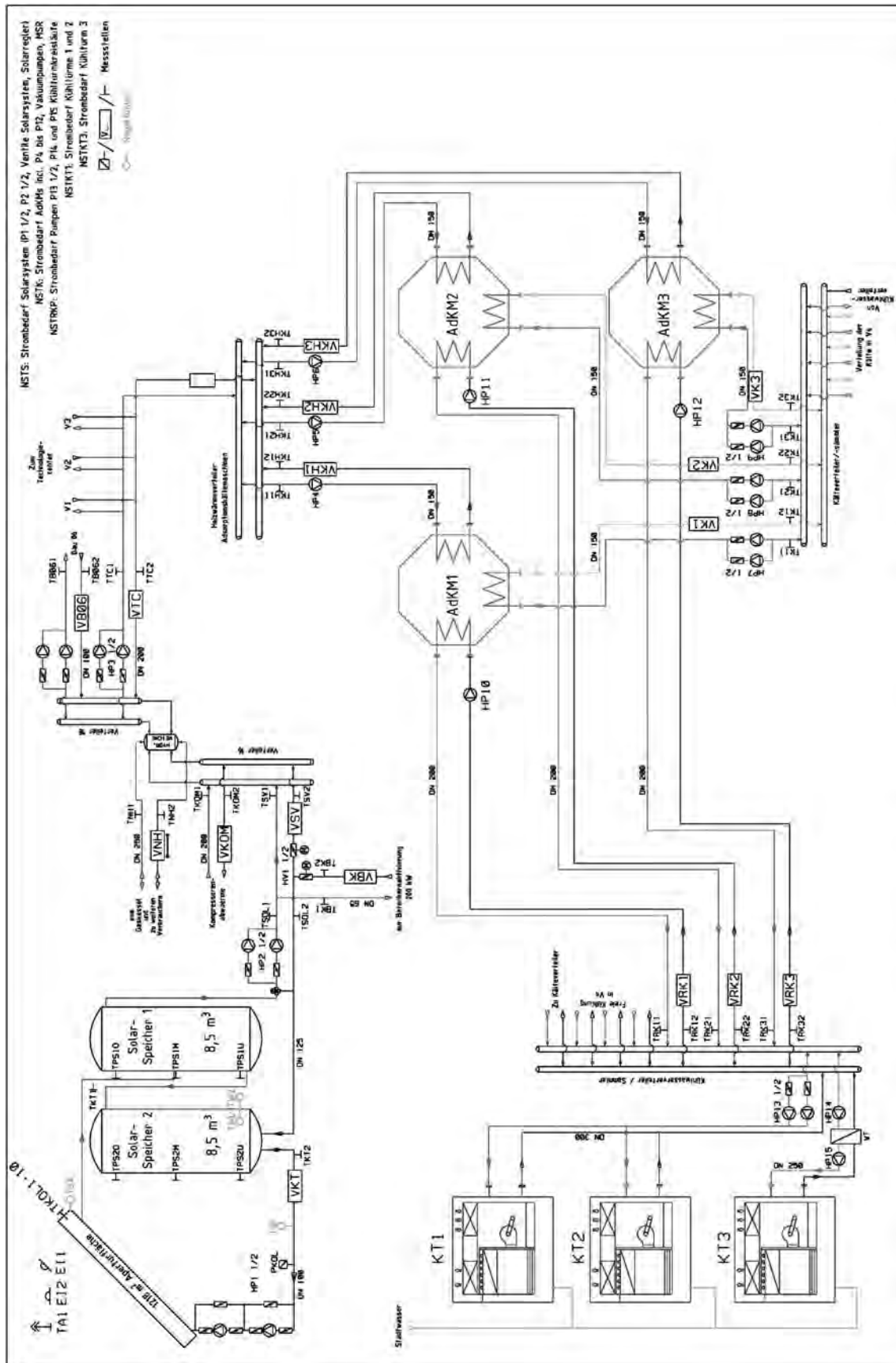


Abb. 2: Schema der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen mit den Mess- und Regelfühlern des Solarsystems.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Für die vorgestellte solare Klimatisierungsanlage mit Heizungsanbindung wird ein solarer Ertrag von ca. 540 MWh/a erwartet. Dies entspricht einem Nutzungsgrad des Solarsystems von ca. 35,5 % und einem spezifischen Ertrag von 443 kWh/(m²·a).

Würde die Solarwärme nur zum Betrieb der Kältemaschinen genutzt, wird ein solarer Ertrag von ca. 400 MWh/a vorhergesagt. Dies entspräche einem Nutzungsgrad von ca. 27% bzw. 328 kWh/(m²·a). Der solare Deckungsanteil für den Kältemaschinenbetrieb entspricht ca. 12% des Wärmebedarfs der AdKMs.

In Zusammenarbeit mit der Forschungsgruppe Nachhaltige Energietechnik der Hochschule Offenburg, ergibt sich die Möglichkeit das gesamte Gebäude hinsichtlich des Energiebedarfs zu bewerten. Die Forschungsgruppe arbeitet im Rahmen des Forschungsverbundes zafh.net mit der HfT-Stuttgart in einem weiteren Projekt mit der Festo AG & Co. KG. Im Rahmen des Projektes „Simulationsgestützte Automation für die nachhaltige sommerliche Klimatisierung von Gebäuden“, wird der Gebäudebetrieb des Technologie-Centers am Standort Esslingen u.a. hinsichtlich des Kühlbetriebs untersucht.

Aktuell befindet sich die Solaranlage im Probetrieb. Mit der Erfassung des Kollektorertrags wurde bereits begonnen, sodass mit ersten Ergebnissen eines gesamten Messjahrs im Frühjahr 2009 gerechnet werden kann.

Die Solaranlage der Festo AG & Co. KG wird aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Förderprogramms Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329605F zu 37,75 % gefördert.

Literatur:

- [1] Bollin, E.; Himmelsbach, S.; Klingenberg U.; „Untersuchungen zum Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen im Projekt Solarthermie-2000“ 10. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2000**
- [2] Himmelsbach, S.; Bollin, E.; Klingenberg U.; „Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der altherme Waldbrunn“; 13. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2003**
- [3] Klingenberg U.; Bollin, E.; Himmelsbach, S.; Teststand für Regler von solarthermischen Großanlagen; 14. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2004**
- [4] Klingenberg U.; Bollin, E.; Himmelsbach, S.; Energetische Amortisationszeiten bei solarthermischen Großanlagen; 15. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2005**
- [5] Pietruschka, D.; Dalibard, A.; Eicker, U.; Schumacher, J.; Hanby, V.; „Simulationsbasierte Planung solar betriebener Kälteanlagen an zwei Beispielen aus der Praxis“; 17. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2007**

Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland

Wissenschaftlich-technische Begleitung

Im Rahmen des 1993 gestarteten Förderkonzepts Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und des Folgeprogramms Solarthermie2000plus wurden bis Ende 2007 in ganz Deutschland ca. 70 solare Großanlagen zur Brauchwassererwärmung errichtet. Charakteristisch für diese Anlagen ist deren Kollektorfeldgröße von mindestens 100 m². Am Beispiel dieser Demonstrationsanlagen soll die technische und wirtschaftliche Einsatztauglichkeit aktiver thermischer Solarsysteme demonstriert, deren Technik weiterentwickelt und die Systemschaltungen und -dimensionierung standardisiert werden.

In einem wissenschaftlich-technischen Begleitprogramm werden die Solaranlagen von der Idee über die Realisierung bis hin zu einem mehrjährigen Betrieb von einer unabhängigen Stelle betreut. Für die Begleitung der Demonstrationsanlagen in Südwestdeutschland ist seit 1999 die Hochschule Offenburg zuständig.

Deren Hauptaufgaben sind:

- Eignungsprüfung von Objekten zur Errichtung thermischer Solargroßanlagen,
- Unterstützung der Projektbeteiligten bei der Anlagenplanung, -ausschreibung und -ausführung,
- Konzeption und Installation der Messtechnik,
- mehrjährige Messdatenerfassung und -auswertung,
- Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs,
- Störfallanalyse und Optimierungsvorschläge,
- Know-how Transfer.

Von der Hochschule Offenburg werden acht Solargroßanlagen begleitet. Fünf dieser Anlagen werden ausschließlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Bei einer Anlage wird zusätzlich die Erwärmung des Schwimmbadwassers unterstützt. Von den beiden jüngsten Anlagen, die bereits in Solarthermie2000plus gefördert werden, speist eine die Solarwärme in ein Nahwärmenetz und die andere in das Heizungssystem des Firmengeländes. Die Wärme wird zur Raumheizung und Kältegewinnung genutzt.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse und Erfahrungen aus der wissenschaftlich-technischen Begleitung der in den **Abb. 1** gezeigten sieben Solargroßanlagen zusammengefasst.



Abb. 1: v. l. n. r. Studentendorf Vauban (143 m²), Kreiskrankenhaus Mindelheim (120 m²), Hegau-Klinikum Singen (264 m²), Stadtklinik Baden-Baden (276 m²), Wohngebäude Wilmersdorferstr. (228 m²), Albtherme Waldbronn (226 m²), Nahwärme Holzgerlingen (248 m²).

Solare Nutzwärme

In 2007 betrug die solare Nutzwärme der sieben begleiteten Solaranlagen insgesamt ca. 630 MWh, was bezogen auf die gesamte Kollektorfläche von 1.506 m² einer mittleren spezifischen solaren Nutzwärme von 418 kWh/m² und Jahr entspricht.

In **Abb. 2** sind die Jahressummen der gemessenen Nutzwärme der einzelnen Anlagen bezogen auf die Kollektorfläche dargestellt. Zum Vergleich ist auch die Nutzwärme dargestellt, die vor der Anlageninstallation auf Basis von Simulationen prognostiziert wurde. Es zeigen sich z.T. starke Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen, aber auch Schwankungen in den Jahreserträgen der jeweiligen Anlage. Dies liegt darin begründet, dass die Nutzwärme einer Solaranlage von vielen Faktoren bestimmt wird: Wetter, Warmwasserverbrauch, Regelkonzept, Betriebsweise der konventionellen Technik, Störungen und Ausfälle des Solarsystems etc.

In Freiburg-Vauban wurde in 2002 der für diese Anlage niedrigste solare Ertrag erzielt. Die Anlage stand in diesem Jahr, während des Einbaus von Kompaktstationen im Rahmen eines Forschungsprojektes des Fraunhofer ISE, längere Zeit still. Dadurch konnte nur ein niedriger solarer Jahresertrag realisiert werden. In den darauf folgenden Jahren erreichten die solaren Erträge nicht mehr das Niveau der Vorjahre, da zwar einerseits die Entladeperformance durch eine bessere Zapferkennung deutlich verbessert wurde, andererseits aber der Wärmeübertrager auf der Beladeseite eine geringere Leistung als der vorherige hat.

In Singen fiel im ersten Messjahr der solare Ertrag niedriger aus als der in der Energiegarantie angegebene Wert. Die Solaranlage wurde daraufhin 2001 umgebaut. Hierbei wurde insbesondere die Verschaltung der Trinkwasserspeicher von vier parallel geschalteten Behältern auf eine paarweise Reihenschaltung geändert. Seither sind die Speicher aufgeteilt in zwei Vorwärm- und zwei Bereitschaftsspeicher, die von der Nachheizung auf die Solltemperatur hochgeheizt werden. Außerdem wurden Optimierungsmaßnahmen an Regelung und Dämmung der Solarspeicher durchgeführt. Hierdurch konnte in den Jahren 2002 bis 2005 deutlich mehr solare Nutzwärme geerntet werden. In 2006 fiel der Ertrag durch diverse Störungen wieder deutlich geringer aus. Diese waren in 2007 wieder behoben, sodass der solare Ertrag wieder höher ausfiel.

In Baden-Baden nahm der Solarertrag seit Inbetriebnahme bis 2005 stetig ab. Durch Verkalkungen im Trinkwasserwärmeübertrager konnte die Wärme immer schlechter an das Trinkwasser abgegeben werden. Regelmäßige Spülungen mit Zitronensäure brachten kurzzeitige Verbesserung, konnten aber die stetige Verschlechterung der Übertragungsleistung nicht verhindern. Erst durch einen Umbau der Anlage in 2006 konnte eine deutliche Verringerung der Verkalkung und damit eine Erhöhung der Solarerträge erzielt werden. 2007 konnte wieder nur weniger Ertrag erzielt werden, da der Warmwasserverbrauch aufgrund von Umstrukturierungen deutlich zurück ging.

In Waldbronn kam es in den Jahren 2005 und 2006 durch Probleme mit der Dichtigkeit der Wärmeübertrager zu einer längeren Stillstandsphase. Durch Austausch der Wärmeübertrager und Wiederinbetriebnahme der Beckenwasservorwärmung konnten in 2007 wieder deutlich höhere Solarerträge erzielt werden. In Mindelheim und Freiburg Wilmersdorfer Straße gab es während der gesamten Laufzeit nur wenige Störungen, die ohne große Auswirkungen auf den Ertrag blieben.

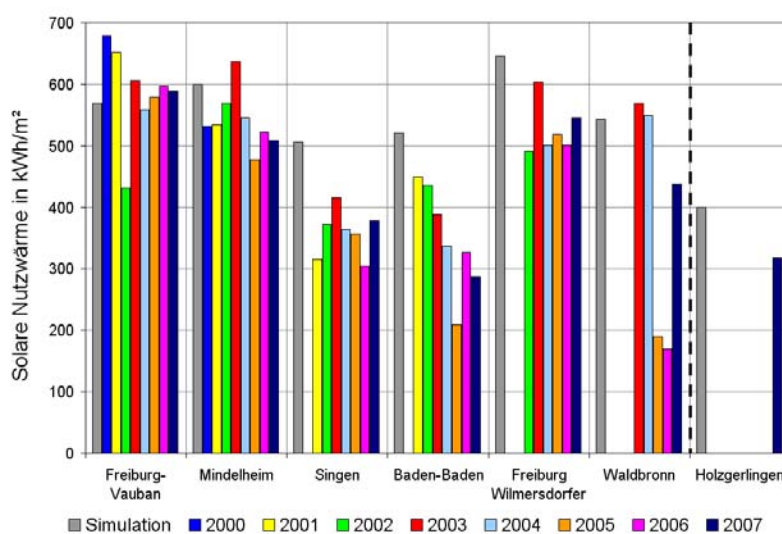


Abb. 2: Die Solare Nutzwärme ist die Energie, die von der Solaranlage an das Trinkwasser bzw. das Wärmenetz abgegeben wird.

Insgesamt konnten in Freiburg-Vauban mit durchschnittlich 587 kWh/m² die höchsten spezifischen solaren Erträge erzielt werden. Bei den meisten Anlagen konnten in 2003 die höchsten Erträge realisiert werden.

Die Messergebnisse von Holzgerlingen sind getrennt zu betrachten, da es sich hier um ein Nahwärmenetz handelt, dessen Erträge nur bedingt mit denen der Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung vergleichbar sind.

Systemnutzungsgrad

Der Jahres-Systemnutzungsgrad lag bei Normalbetrieb der Anlagen im Bereich 30 - 52 %. Auf Grund von Funktionsstörungen kam es auch zu Systemnutzungsgraden unter 30 %. Der durchschnittliche Systemnutzungsgrad, gemittelt über alle sieben Anlagen, betrug 35 %.

Die mittleren jährlichen Systemnutzungsgrade der einzelnen Solaranlagen sind in **Abb. 3** dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die prognostizierten Systemnutzungsgrade, ermittelt auf Basis von Simulationsrechnungen. Auffällig sind hier die im Vergleich zu den anderen Anlagen hohen Nutzungsgrade in Freiburg-Vauban.

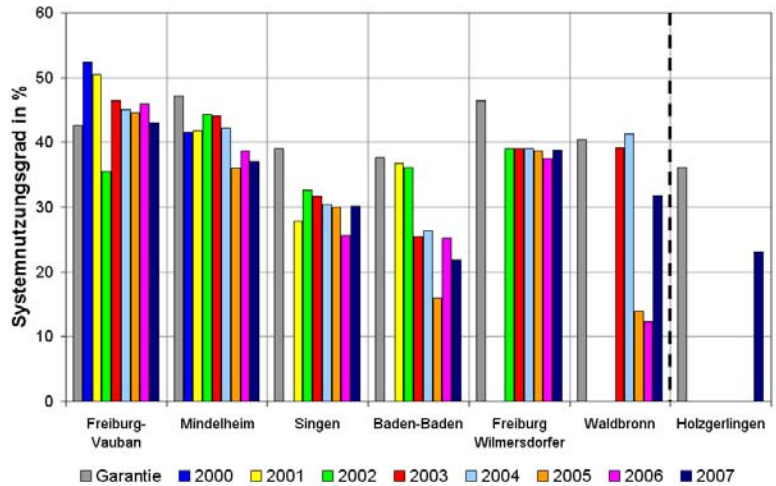


Abb. 3: Der Systemnutzungsgrad gibt an, welcher Anteil der auf die Kollektoren eingestrahlten Solarenergie in Nutzwärme umgewandelt wird.

Warmwasserverbrauch

Abb. 4 zeigt den gemessenen Warmwasserverbrauch, dargestellt als Tagesverbrauch pro Patient, Bewohner bzw. Besucher. Zum Vergleich, werden der aus der Jahressumme gemittelte Tagesverbrauch und der mittlere Tagesverbrauch im Sommer (Auslegungsverbrauch) aufgezeigt. Dabei wird deutlich, dass es bei den Wohngebäuden der Wilmersdorfer Straße und der Albtherme Waldbronn eine erhebliche Differenz zwischen Sommer- und Jahresverbrauch gibt (ca. - 25 %). Ermittelt man den Auslegungsverbrauch z.B. aus der Jahressumme des Warmwasserverbrauchs, so muss der Sommerverbrauch i.d.R gegenüber dem Durchschnittsverbrauch reduziert werden.

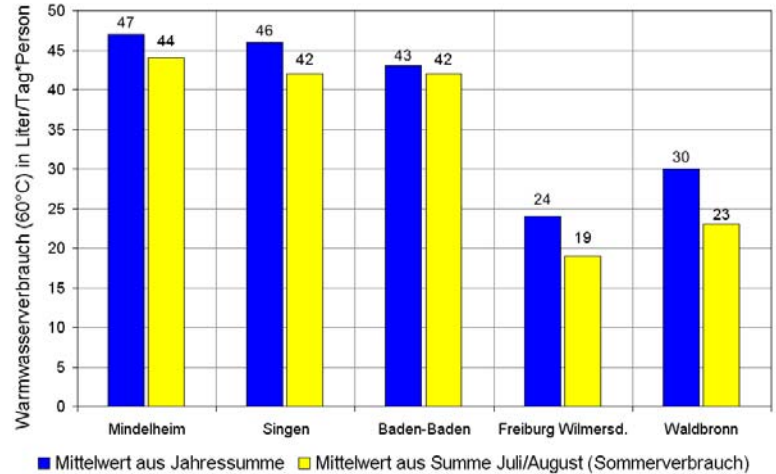


Abb. 4: Der Warmwasserverbrauch sollte vor Beginn der Systemauslegung gemessen werden. Zur Normierung der Verbrauchswerte werden diese auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C umgerechnet.

Der Pro-Kopf-Verbrauch im Studentendorf Freiburg-Vauban ist nicht dargestellt, da keine verlässlichen Daten über dessen Belegung vorliegen. Erwähnenswert ist beim Studentendorf der starke Verbrauchsrückgang im Sommer (Semesterferien) um ca. 40 % im Vergleich zum mittleren Jahresverbrauch, was bei der Dimensionierung der Solaranlage unbedingt berücksichtigt werden muss.

Im Nahwärmenetz Holzgerlingen wird die Wärme neben der Trinkwassererwärmung auch zur Raumheizung genutzt, dementsprechend kann hier kein sinnvoller Wert angegeben werden.

Auslastung

In **Abb. 5** ist die mittlere Auslastung der Solarsysteme im Sommer und deren Relation zum Systemnutzungsgrad dargestellt. Eine höhere Auslastung bedingt i.d.R. einen höheren Nutzungsgrad. Die Auslastung liegt weitestgehend im Bereich 50 - 70 Liter pro Tag und m² Kollektorfläche. Ausnahme ist das Studentendorf Freiburg-Vauban. Dort erhöhte sich wegen höheren Bewohnerzahlen im Vergleich zur Planungsphase der Warmwasserverbrauch und damit die Auslastung erheblich. Holzgerlingen kann bezüglich Auslastung nicht bewertet werden, da die Wärme nicht nur zur Warmwasserbereitung eingesetzt wird.

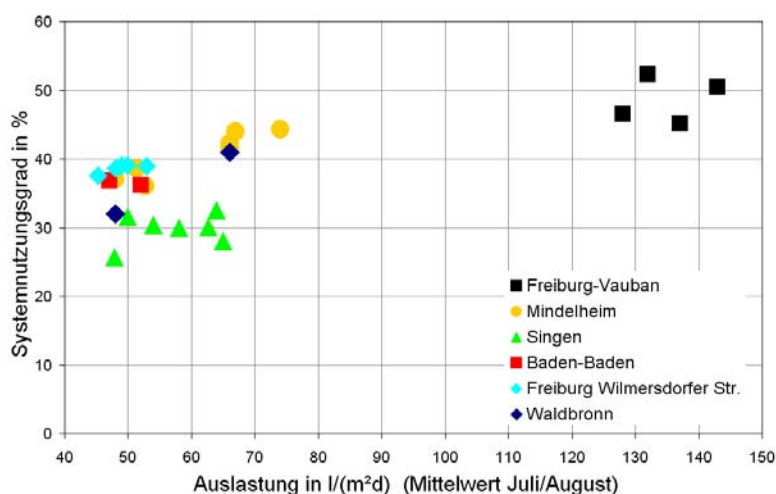


Abb. 5: Die Auslastung gibt an, wie viel Trinkwasser (60°C) täglich pro Quadratmeter Kollektorfläche verbraucht wird.

Solarer Deckungsanteil

In **Abb. 6** ist der solare Deckungsanteil an der Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. der ans Nahwärmenetz abgegebenen Wärmemenge dargestellt. Dieser lag meist im Bereich von 30 - 40 %, was charakteristisch für Solaranlagen ist, die als Vorwärmssysteme konzipiert sind. Ausreißer ist die Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban, wegen ihrer in Relation zum Warmwasserverbrauch kleinen Kollektorfläche. Auch in Holzgerlingen fällt im Vergleich zu den anderen Anlagen der Deckungsanteil deutlich niedriger aus. Hier konnte das Kollektorfeld nicht größer ausgelegt werden, da nicht mehr geeignete Dachfläche zur Verfügung stand.

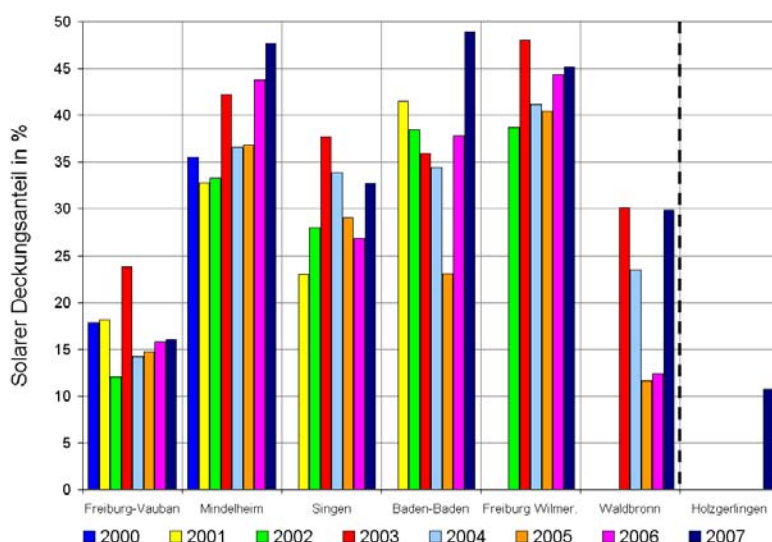


Abb. 6: Der solare Deckungsanteil ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Wärmebedarf für die Erwärmung des Wassers.

Kosten

Die mittleren Investitionskosten für Planung und Errichtung der Solarsysteme lagen bei 681 Euro pro m² Kollektorfläche (inkl. MwSt.). In **Abb. 7** sind für jede der sieben Anlagen die spezifischen Kosten pro m² Kollektorfläche dargestellt, unterteilt in Einzelkosten der Systemkomponenten und der Planung. Dabei zeigt sich eine große Bandbreite sowohl bei den Gesamtinvestitionskosten als auch bei den Kosten der Komponenten. Hauptursache dafür sind die unterschiedlichen Installationsbedingungen. Dies sind zum Beispiel die Art der Kollektormontage (Flach- oder Schrägdach/ In- oder Aufdach) oder die Verwendung

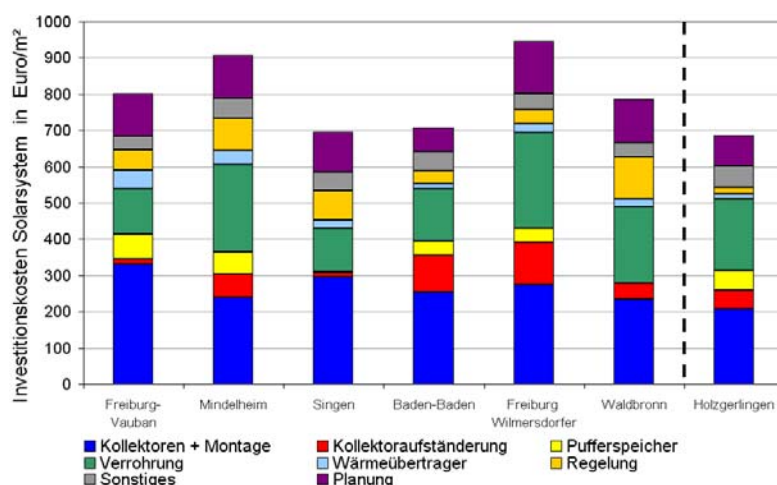


Abb. 7: Die Investitionskosten geben die Verteilung der Kosten der einzelnen Anlagenteile und der Planung wieder.

bereits vorhandener Komponenten (z.B. Wasserspeicher). Die Anlage mit den geringsten spezifischen Kosten ist Holzgerlingen. Dies ist vor allem auf die, im Vergleich zum Trinkwassersystem weniger aufwendige Anbindung an das Nahwärmenetz zurückzuführen. Die höchsten spezifischen Kosten entstanden in Freiburg Wilmersdorferstraße. Hier schlägt vor allem die aufwendige Verrohrung und Kollektoraufständigung zu Buche. Da das Kollektorfeld auf zwei Hochhausdächer verteilt werden mußte, waren neben einer erdverlegten Leitung auch zwei Steigleitungen notwendig.

Abb. 8 zeigt die mittleren solaren Nutzwärme-
kosten und zusätzlich die minimalen Nutzwärme-
kosten der Solarsysteme, die mit den Anlagen
erreicht wurden. Hier konnten in Freiburg-Vauban
die geringsten solaren Wärmekosten erzielt werden,

was auf die sehr hohe Auslastung zurückzuführen ist. Die höchsten Wärmekosten wurden in Singen und Baden-Baden erzielt. Hauptursachen hierfür sind bei beiden Anlagen häufige Betriebsstörungen.

Zusammenfassung und Fazit

Die gemessenen Anlagenenerträge entsprechen in etwa den prognostizierten Werten, was dadurch dokumentiert wird, dass alle bisher nachgerechneten Anlagen die Energiegarantie erfüllt haben. Dazu bedurfte es bei jeder Anlage eines mehr oder weniger langen Probetriebes mit entsprechenden Optimierungsmaßnahmen. Ohne eine intensive Vermessung und Beobachtung der Solarsysteme hätten viele Mängel nicht festgestellt werden können, was zwangsläufig zu einer reduzierten Funktionsfähigkeit und teilweise erheblich geringeren Anlagenenerträgen geführt hätte. Mit Solargroßanlagen zur Brauchwassererwärmung können Nutzwärme-
kosten erreicht werden, die eine künftige wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu der konventionellen Wärmeerzeugung in Aussicht stellen.

Nicht außer Acht lassen darf man den Beitrag der sieben begleiteten Solarsysteme zum Umweltschutz: Durch deren Betrieb können jährlich etwa 80.000 l Heizöl bzw. 80.000 m³ Erdgas eingespart werden, was gleichbedeutend mit der Vermeidung von ca. 200 t an CO₂-Emissionen ist.

Solargroßanlagen zur reinen Trinkwassererwärmung sind inzwischen weitestgehend standardisiert. Mit den gewonnenen Erkenntnissen wurde die Basis für einen effektiven Betrieb solcher Solarsysteme geschaffen. Im Folgekonzept Solarthermie2000plus werden Solarsysteme gefördert, deren Wärme auch anderen Verbrauchern als der Trinkwassererwärmung zugeführt wird und deren höherer solarer Deckungsanteil zu einer noch stärkeren Reduzierung der CO₂-Emissionen führt.

Neben solar unterstützten Nahwärmenetzen und Kombianlagen für Trinkwarmwasser und Raumheizung können in Solarthermie2000plus auch Anlagen zur solaren Klimatisierung, Prozesswärmeerzeugung und mit Langzeitwärmespeichern gefördert werden.

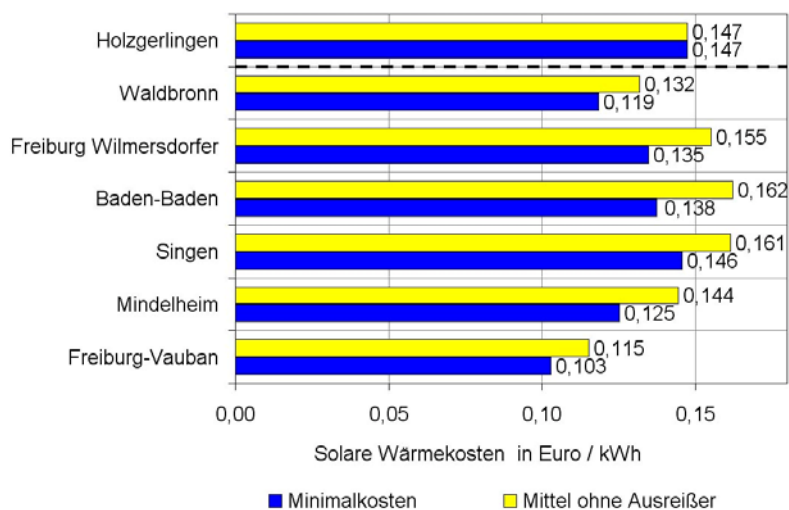


Abb. 8: Die solaren Nutzwärme-
kosten geben den Preis pro kWh Nutzwärme an. Sie werden berechnet aus dem Quotienten der Systemkosten (Investitionskosten für die Planung und Errichtung des Solarsystems und die Kapitalkosten bei 6 % Zins und einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren) und dem Jahresertrag des Solarsystems.



Wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solargroßanlagen in Südwestdeutschland im Rahmen des Projektes Solarthermie2000plus

Prof. E. Bollin, Dipl.-Ing.(FH) K. Huber, Dipl.-Ing.(FH) E. Scheck, Dipl.-Ing.(FH) D. Jödicke

Hochschule Offenburg, Forschungsgruppe NET

Im Rahmen des 1993 gestarteten Förderkonzepts Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und des Folgeprogramms Solarthermie2000plus wurden bis Ende 2007 in ganz Deutschland ca. 70 solare Großanlagen zur Brauchwassererwärmung errichtet. Charakteristisch für diese Anlagen ist deren Kollektorfeldgröße von mindestens 100 m². Am Beispiel dieser Demonstrationsanlagen soll die technische und wirtschaftliche Einsatztauglichkeit aktiver thermischer Solarsysteme demonstriert, deren Technik weiterentwickelt und die Systemschaltungen und -dimensionierung standardisiert werden.

Bereits im Vorfeld des Genehmigungsverfahrens wird besonderes Augenmerk auf die Einhaltung eines maximalen Wärmepreises gelegt. Dieser richtet sich vor allem nach dem solaren Deckungsanteil und der Größe der Anlage. Als Richtwerte können 0,15 €/kWh bei 10 % Deckungsanteil und 0,30 €/kWh bei 60 % Deckungsanteil angenommen werden. Außerdem soll sich die Solaranlage in ein Energetisches Gesamtkonzept einfügen. So darf die Solaranlage z.B. nicht in Konkurrenz zu einer Abwärmenutzungsanlage stehen oder die Abwärmenutzung gar verhindern und das Gebäude einen guten Wärmedämmstandard aufweisen.

In einem wissenschaftlich-technischen Begleitprogramm werden die Solaranlagen von der Idee über die Realisierung bis hin zu einem mehrjährigen Betrieb von einer unabhängigen Stelle betreut. Für die Begleitung der Demonstrationsanlagen in Südwestdeutschland ist seit 1999 die Hochschule Offenburg zuständig.

Deren Hauptaufgaben sind:

- Eignungsprüfung von Objekten zur Errichtung thermischer Solargroßanlagen,
- Unterstützung der Projektbeteiligten bei der Anlagenplanung, -ausschreibung und -ausführung,
- Konzeption und Installation der Messtechnik,
- mehrjährige Messdatenerfassung und -auswertung,
- Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs,
- Störfallanalyse und Optimierungsvorschläge,
- Know-how Transfer.

Von der Hochschule Offenburg werden acht Solargroßanlagen begleitet. Fünf dieser Anlagen werden ausschließlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Bei der Anlage in Waldbronn wird zusätzlich die Erwärmung des Schwimmbadwassers unterstützt. Die beiden neuesten Anlagen, werden bereits in Solarthermie2000plus gefördert. Die Anlage in Holzgerlingen speist die Solarwärme zusammen mit der Wärme eines Pelletskessels in ein Zwei-Leiter-Nahwärmenetz. Diese wird dann in den Gebäuden zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung genutzt. Die zweite Anlage in Esslingen speist die Solarwärme in das Heizungssystem des Firmengeländes ein. Die Wärme wird dort im Winter zur Heizungsunterstützung und im Sommer zur Kälteerzeugung mittels Adsorptionskältemaschine genutzt. Vor Installation der Solaranlage wurde Abwärme von Kompressoren und Wärme aus Gaskesseln zum Betrieb der Kältemaschinen und der Heizung genutzt. Durch den Betrieb der Solaranlage wird Gas als Wärmequelle substituiert und somit CO₂ eingespart.



Wohngebäude Wilmersdorferstr. (228 m²)



Kreiskrankenhaus Mindelheim (120 m²),



Stadtklinik Baden-Baden (276 m²)



Studentendorf Vauban (143 m²)



Albtherme Waldbronn (226 m²),



Nahwärme Holzgerlingen (249 m²),



Hegau-Klinikum Singen (264 m²),



Solare Kälteerzeugung Festo AG & Co. KG Esslingen (1330 m²)



Solare Kühlung im großen Stil

Begleitende Forschung zum ersten Intensivmessjahr der größten solar unterstützten Klimatisierungsanlage Europas

Das erste Intensivmessjahr der hinsichtlich Kälteleistung größten solaren Klimatisierungsanlage Europas wurde am 1. August dieses Jahres gestartet. Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Ise in Freiburg die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen im Rahmen von Solarthermie2000plus. Bei diesem Projekt wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Gaskesseln und Kompressorenabwärme betrieben wurde, durch eine Solaranlage als dritte Wärmequelle ergänzt [1].

Das Solarsystem setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1.330 m² CPC-Vakuumröhrenkollektoren und zwei Pufferspeichern mit je 8,5 m³ Volumen zusammen. Die Kälteerzeugung wird mit drei Adsorptionskältemaschinen (AdKMs) mit je 353 kW Nennkälteleistung realisiert. Solarsystem und Kälteanlage werden über das Heizungssystem über diverse Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wurde die Solaranlage an die Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um außerhalb der Betriebszeiten der Kältemaschinen die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können.

Mit Hilfe von rund 80 Sensoren wird ein Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs durch die Hochschule Offenburg ermöglicht. Das Messsystem ermöglicht eine detaillierte Analyse des Anlagenbetriebs, unter anderem hinsichtlich des Optimierungspotenzials. Hierbei wurde besonderes Augenmerk auf Temperaturniveau, Stromverbrauch, Regelung und Anlagenhydraulik sowie die Abstimmung zwischen Solarsystem und Kältemaschinen gelegt. Die Möglichkeit zur Ermittlung von Anlagenkennwerten wie Nutzungsgrade, Deckungsanteile und Arbeitszahlen stellen weitere Anforderungen an das Messsystem dar.

Die Begleitung und Vermessung solcher Solargroßanlagen soll Erkenntnisse über Möglichkeiten und Grenzen der thermischen Solarenergienutzung liefern. Erfahrungen mit Demonstrationsanlagen sollen genutzt werden, um zu

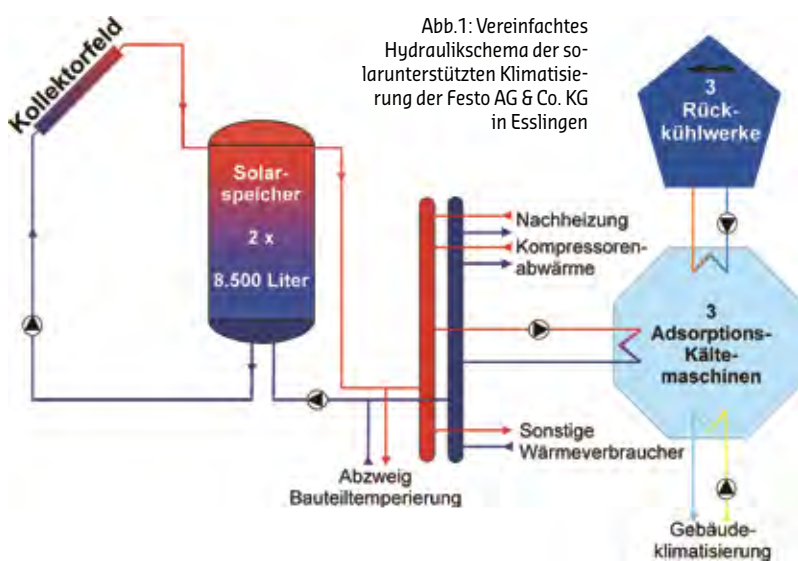


Abb.1: Vereinfachtes Hydraulikschema der solarunterstützten Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen

künftige Solaranlagen zur Kälteerzeugung noch effektiver zu planen, zu errichten und zu betreiben. Die solar unterstützte Klimatisierung soll in naher Zukunft auch aus wirtschaftlicher Sicht eine Alternative zum Einsatz konventioneller Kälteerzeugung mit Kompressionskältemaschinen darstellen.

Systemkonfiguration und Anlagendaten

Mit drei Kältemaschinen vom Typ Mycom ADR-100 mit je 353 kW Nennleistung, betreibt die Firma Festo AG & Co. KG in Esslingen seit einigen Jahren die momentan weltweit größte Adsorptionskälteanlage auf Silikagel/Wasser-Basis. Mit der erzeugten Kälte werden 26.760 m² Bürofläche sowie drei Atrien mit 2.790 m² Fläche gekühlt.



Kollektorfeld der solarunterstützten Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen, Fotos und Grafiken: Hochschule Offenburg

Die AdKMs wurden bisher mit Abwärme von Kompressoren und Wärme aus Gas-/Öl-Kesseln bei ca. 60 °C betrieben. Als dritte Wärmequelle wurde nun eine Solaranlage mit 1330 m² CPC-Vakuurröhrenkollektoren – und damit das momentan weltweit größte Vakuurröhren-Kollektorfeld – hinzugefügt. Den begrenzenden Faktor bei der Auslegung der Kollektorfelds stellte hier die zur Verfügung stehende geeignete Dachfläche dar.

Zur Erhöhung des Coefficient Of Performance (COP: Verhältnis aus gewonnener Kälte- und Antriebswärmemenge) der Kältemaschinen wurde die Antriebstemperatur auf 70 °C erhöht. Wegen dieses hohen Temperaturniveaus und um einen höheren Deckungsanteil als mit Flachkollektoren erzielen zu können, wurde die Entscheidung zu Gunsten der Vakuurröhrenkollektoren gefällt. Die auf einem Sheddach installierten Kollektoren weichen in ihrer Ausrichtung um 18° von der Südrichtung nach Westen (Azimutwinkel 18°) ab und sind um 30° zur Horizontalen geneigt. Die technischen Daten der Anlage sind in Tabelle 1 zusammengestellt. Durch die enge Anordnung des Sheddachs kommt es im Winter im unteren Bereich der Kollektoren zu Verschattungen (max. 20 % der Kollektorfläche). Der Einfluss der Verschattung auf den Ertrag wird allerdings als gering eingeschätzt und wurde bei der durch den Kollektorhersteller garantierten Jahreswärmemenge berücksichtigt.

Eine Besonderheit stellt bei dieser Anlage das „Nur-Wasser-System“ dar, bei dem im Kollektorkreis kein Frostschutzmittel eingesetzt wird. Vorteile dieses Typs sind, dass kein Wärmeübertrager benötigt wird, der die Wärme vom Kollektorkreis an das Heizungssystem übergibt und die höhere Wärmekapazität des Wassers im Vergleich zu Wasser/Glykol-Gemischen. Glykol neigt außerdem bei hohen Temperaturen, wie sie bei (Teil-)Stagnation in Vakuurröhrenkollektoren auftreten können, dazu sich zu zersetzen. Dadurch können sich die relativ feinen Flüssigkeitskanäle in den Vakuurröhren zusetzen. Teilstagnationen können durch eine

inhomogene Durchströmung des Kollektorfeldes entstehen, wodurch es zur lokalen Dampfbildung in den schlecht durchströmten Bereichen des Kollektorfeldes kommen kann.

Nachteil des direkten „Nur-Wasser-Systems“ ist die erforderliche Frostschutzschaltung zur Verhinderung des Einfrierens der Rohrleitungen im Freien. Um ein Einfrieren zu vermeiden wird bei Unterschreiten eines Temperaturschwellenwerts Wasser aus den Speichern zum Kollektorfeld gepumpt und durch gezielte Wärmezufuhr das Einfrieren in den Rohrleitungen im Freien verhindert.

Die gewonnene Solarwärme kann in zwei 8,5-m³-Behältern zwischengespeichert werden. Das Solarsystem ist über Verteiler/Sammler mit den AdKMs und anderen Wärmeverbrauchern der Gebäude verbunden. Durch die indirekte Verbindung zwischen Kältemaschinen und Solarsystem über das Heizungssystem kann die Solarwärme ganzjährig von allen Wärmeverbrauchern genutzt werden.

Tab. 1: Technische Daten der solaren Klimatisierungsanlage der Festo AG & CO. KG in Esslingen

Bruttokollektorfläche	1330 m ²
Aperturfläche	1218 m ²
Ausrichtung / Neigung	Süd +18°/ 30°
Solarspeichervolumen	2 x 8.500 l
Garantierter Solarertrag	500 MWh
Kompressorenabwärme	ca. 800 kW
Gebäudekühlung	3 Adsorptionskältemaschinen; Erdpfähle; Nachtauskühlung
Kältemaschinen	3 x 353 kW Nennkälteleistung
COP	0,6
Antriebstemperatur	70°C
Beheizte/gekühlte Gebäudefläche	27.000 m ²

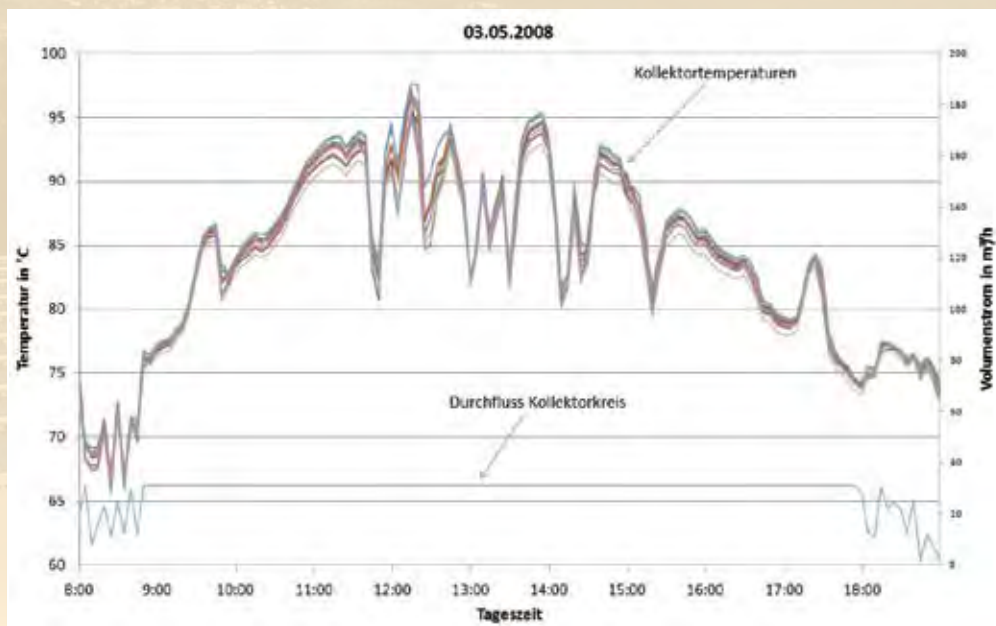


Abb.2: Kollektor-temperaturen und Volumenstrom im Kollektorkreis am 3. Mai 2008.

Im Winter kann die Solarwärme außerdem direkt auf Niedertemperaturniveau (>30 °C) über eine Betonkernaktivierung für die Gebäudeheizung genutzt werden.

Seitens des Betreibers wurde unter der Bedingung der ständigen Abnahme der gesamten von der Solaranlage gelieferten Wärme vom Kollektorhersteller eine Energiegarantie verlangt. Der Hersteller garantiert einen solaren Ertrag von 500 MWh/a die in die Solarspeicher eingespeist werden. Dies entspricht einem spezifischen Ertrag von 411 kWh/m²a bzw. einem Nutzungsgrad von 33,5 % im Kollektorkreis. Das Garantiemessjahr wurde am 1. Januar gestartet. Bereits Ende September war die garantierte Wärmemenge erreicht und dies trotz diverser Störungen bei der Speicherentladung und im Kollektorbetrieb (siehe „Erste Forschungsergebnisse“). Der Nutzungsgrad im Kollektorkreis konnte nicht berechnet werden, da zu Jahresbeginn die Messung der solaren Einstrahlung noch nicht zur Verfügung stand.

Erste Forschungsergebnisse

Während des Probetriebs wurden alle Anlagenkomponenten hinsichtlich ihrer Funktionsweise überprüft, um einen

regulären Anlagenbetrieb während der Intensivmessphase gewährleisten zu können. Insbesondere die Regelung und die Gleichmäßigkeit der Durchströmung des Kollektorfeldes wurden auf Störungen überprüft. Zur Überprüfung der Durchströmung des Kollektorfeldes wurden zehn Temperaturfühler, über das gesamte Kollektorfeld verteilt, eingebaut. Hierbei zeigte sich, dass die gemessenen Temperaturen bei Durchfluss im Kollektorfeld auf gleichem Niveau liegen. Zwischen der niedrigsten und höchsten Kollektor-temperatur beträgt die Differenz im Schnitt ca. 1,5 K und maximal 2,5 K (Abbildung 2) bei einer Temperaturspreizung von durchschnittlich 14 K zwischen Kollektorvor- und -rücklauf. In Folge dessen kann davon ausgegangen werden, dass sich in den vermessenen Teilfeldern der Volumenstrom auf ungefähr gleichem Niveau bewegt.

Im Kollektorkreis wurden Fehlströmungen festgestellt, verursacht durch die Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektor. Diese führten zu hohen Wärmeverlusten über das Kollektorfeld. Ursache hierfür war eine Schwerkraftbremse mit zu geringer Federkraft, die diese Fehlströmungen nicht verhindern konnte. Seit Austausch der Schwerkraftbremse Ende April wurden keine Fehlströ-

Tab. 2: Messergebnisse der Sommermonate 2008 der solaren Klimatisierungsanlage der Festo AG & Co. KG in Esslingen

	Einheit	Juni	Juli	August
Einstrahlung auf gesamtes Kollektorfeld	MWh / kWh/m ²	199 / 163	202 / 166	190 / 156
In Speicher eingespeiste Wärmemenge	MWh / kWh/m ²	89 / 73	88 / 72	70 / 58
Aus Speichern entladene Wärmemenge	MWh / kWh/m ²	82 / 67	81 / 67	53 / 44
Systemnutzungsgrad	%	41	40	28
Wärmemenge von Gaskesseln	MWh	691	635	565
Wärmemenge von Kompressoren	MWh	90	182	239
Wärmemenge regenerativ	MWh	172	263	292
Wärmemenge gesamt	MWh	863	898	857
Deckungsanteil Solar	%	9,5	9,1	6,2
Deckungsanteil regenerativ	%	19,9	29,3	34,1
Wärmemenge an Kältemaschinen	MWh	747	769	725
Erzeugte Kälte	MWh	329	400	383
COP	-	0,44	0,52	0,53

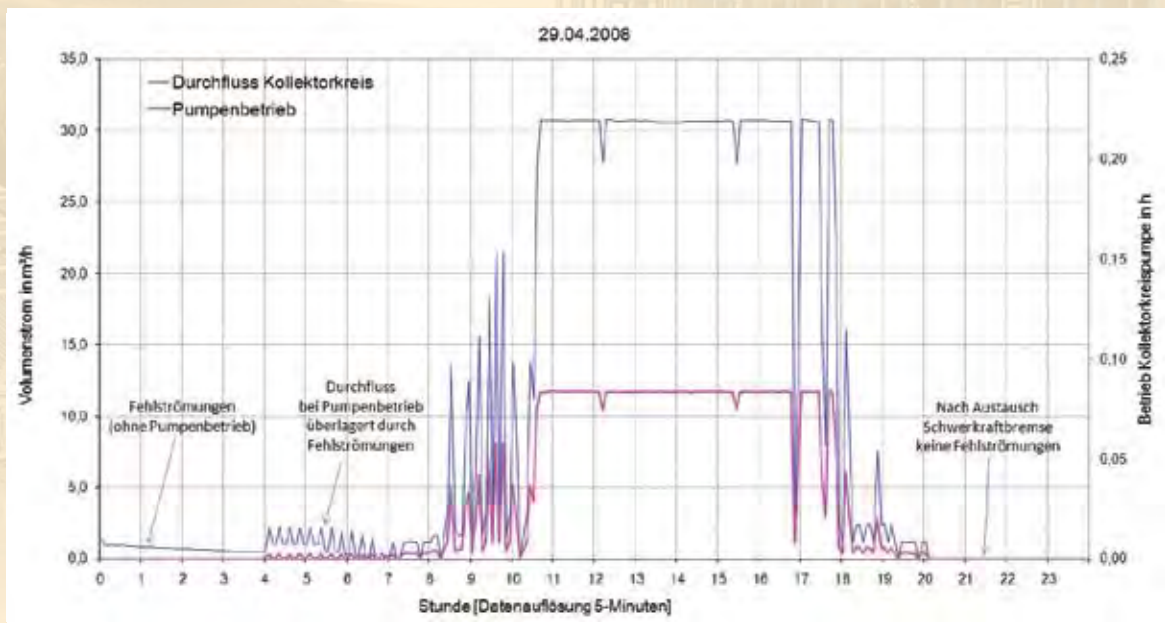


Abb.3: Volumenstrom im Kollektorkreis (VKT). Am 29.04.2008 wurde die zu schwach eingebaute Schwerkraftbremse durch eine stärkere ersetzt. Vorher sind nachts Fehlströmungen zu sehen.

mungen mehr festgestellt (Abbildung 3). Im Mai kam es, durch das Vertauschen von Temperaturfühlern, zu Betriebsstörungen am Regler, weshalb auch diese Messdaten nicht zur genaueren Betrachtung herangezogen werden können. Dementsprechend wird hier größtenteils nur auf Messdaten seit Juni 2008 zurückgegriffen, da die Erträge in den Monaten davor durch diese Fehler deutlich verfälscht wurden.

Im August kam es außerdem vor allem aufgrund einer Störung der Entladung der Solarspeicher nochmals an einigen Tagen zu Stillständen im Kollektorkreis wegen Überhitzung. Bei störungsfreiem Anlagenbetrieb hätte sehr wahrscheinlich ein etwas höherer Ertrag, als in Tabelle 2 angegeben, erzielt werden können.

In Tabelle 2 sind die Messergebnisse der Sommermonate Juni bis August aufgeführt. In diesen Monaten wurde fast die gesamte Wärme, abzüglich des Verlustes in Rohrleitungen und Verteiler, den Adsorptionskältemaschinen zugeführt. Der solare Ertrag lag in diesem Zeitraum bei insgesamt 217 MWh, was einem spezifischen Ertrag von 178 kWh/m² entspricht. Bei einer Einstrahlung von 591 MWh (485 kWh/m²) in Kollektorebene entspricht dies einem Systemnutzungsgrad von 37 %. Neben der Solarwärme wurden in diesem Zeitraum 1.891 MWh Wärme von den Heizkesseln und 510 MWh an Kompressorenabwärme in das Heizungssystem eingespeist. Damit ergibt sich für diesen Zeitraum ein solarer Deckungsanteil von 8 %. Ein höherer Deckungsanteil konnte aufgrund der begrenzt zur Verfügung stehenden Dachfläche nicht realisiert werden. Außerdem wurde der Ertrag durch einige Stillstände im Kollektorkreis im August geschmälert. Insgesamt ergibt sich zusammen mit der Kompressorenabwärme ein regenerativer Deckungsanteil von 28 %. Von den Adsorptionskältemaschinen wurde aus 2240 MWh Gesamtwärme, 1112 MWh Kälte erzeugt. Daraus ergibt sich für diesen Zeitraum ein COP von 0,5.

Zusammenfassung und Ausblick

Zur bestehenden Adsorptionskälteanlage wurde als dritte Wärmequelle eine Solaranlage mit 1330 m² Kollektorfläche installiert. Für die vorgestellte solare Klimatisierungsanlage mit Heizungsanbindung wurde der garantierte solare Jahresertrag von 500 MWh/a, trotz einiger Störungen, bereits Ende September erzielt. Im Sommer 2008 wurde ein solarer Deckungsanteil an der Gesamtwärme von 8 %

realisiert, bei einem solaren Systemnutzungsgrad von 37 %. Aufgrund der begrenzt zur Verfügung stehenden Dachfläche war eine großzügigere Auslegung des Kollektorfeldes nicht möglich. Insgesamt ergibt sich zusammen mit der Kompressorenabwärme ein regenerativer Deckungsanteil von 28 %.

Aktuell befindet sich die Anlage seit 1. Januar im Intensivmessbetrieb. Weitere Ergebnisse werden beim 19. Symposium Thermische Solarenergie im Mai kommenden Jahres in Bad Staffelstein vorgestellt.

Die Solaranlage der Festo AG & Co. KG wird aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Förderprogramms Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329605F zu 37,75 % gefördert. ☺

Literatur:

[1] Huber, K.; Bollin, E.; „Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 18. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; 2008

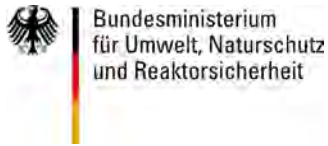


Prof. Elmar Bollin



Dipl.-Ing. (FH)
Klaus Huber

Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Tel.: 0781 205 294, 0781 205 138
klaus.huber@fh-offenburg.de
www.fh-offenburg.de/mu/st2000



**Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich
Niedertemperatur Solarthermie**

**Solarthermie2000plus: Wissenschaftlich-technische Begleitung von
Solaranlagen im Südwesten Deutschlands**

FKZ: 0329601P

Projektpartner: Hochschule Offenburg - Hochschule für Technik,
Wirtschaft und Medien

Zuwendungssumme: 397.546.78 EUR

Laufzeit: 01.08.2006 – 31.07.2009

Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland

Wissenschaftlich-technische Begleitung

Im Rahmen des 1993 gestarteten Förderkonzepts Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und des Folgeprogramms Solarthermie2000plus wurden bis Ende 2008 in ganz Deutschland ca. 70 solare Großanlagen errichtet. Charakteristisch für diese Anlagen ist deren Kollektorfeldgröße von mindestens 100 m². Am Beispiel dieser Demonstrationsanlagen soll die technische und wirtschaftliche Einsatztauglichkeit aktiver thermischer Solarsysteme demonstriert, deren Technik weiterentwickelt und die Systemschaltungen und -dimensionierung standardisiert werden.

In einem wissenschaftlich-technischen Begleitprogramm werden die Solaranlagen von der Idee über die Realisierung bis hin zu einem mehrjährigen Betrieb von einer unabhängigen Stelle betreut. Für die Begleitung der Demonstrationsanlagen in Südwestdeutschland ist seit 1999 die Hochschule Offenburg zuständig.

Deren Hauptaufgaben sind:

- Eignungsprüfung von Objekten zur Errichtung thermischer Solargroßanlagen,
- Unterstützung der Projektbeteiligten bei der Anlagenplanung, -ausschreibung und -ausführung,
- Konzeption und Installation der Messtechnik,
- mehrjährige Messdatenerfassung und -auswertung,
- Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs,
- Störfallanalyse und Optimierungsvorschläge,
- Know-how Transfer.

Von der Hochschule Offenburg werden acht Solargroßanlagen begleitet. Fünf dieser Anlagen werden ausschließlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Bei einer Anlage wird zusätzlich die Erwärmung des Schwimmbadwassers unterstützt. Von den beiden jüngsten Anlagen, die bereits in Solarthermie2000plus gefördert werden, speist eine die Solarwärme in ein Nahwärmenetz und die andere in das Heizungssystem des Firmengeländes. Die Wärme wird zur Raumheizung und Kältegewinnung genutzt.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse und Erfahrungen aus der wissenschaftlich-technischen Begleitung der in **Abb. 1** gezeigten sieben Solargroßanlagen zusammengefasst.



Abb. 1: v. l. n. r. Studentendorf Vauban (143 m²), Kreiskrankenhaus Mindelheim (120 m²), Hegau-Klinikum Singen (264 m²), Stadtklinik Baden-Baden (276 m²), Wohngebäude Wilmersdorferstr. (228 m²), Albtherme Waldbronn (226 m²), Nahwärme Holzgerlingen (249 m²).

Solare Nutzwärme

In 2007 betrug die solare Nutzwärme der sieben begleiteten Solaranlagen insgesamt ca. 600 MWh, was bezogen auf die gesamte Kollektorfläche von 1.506 m² einer mittleren spezifischen solaren Nutzwärme von 398 kWh/m² und Jahr entspricht.

In **Abb. 2** sind die Jahressummen der gemessenen Nutzwärme der einzelnen Anlagen bezogen auf die Kollektorfläche dargestellt. Zum Vergleich ist auch die Nutzwärme dargestellt, die vor der Anlagen-installation auf Basis von Simulationen prognostiziert wurde.

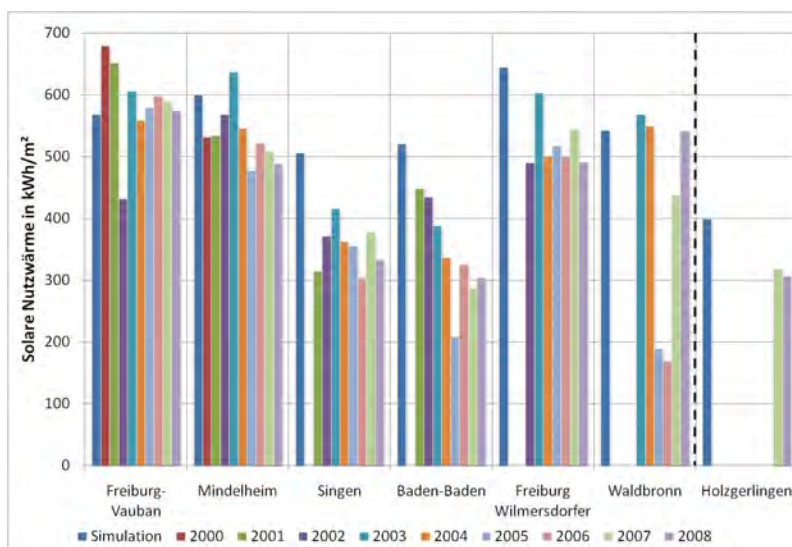


Abb. 2: Die Solare Nutzwärme ist die Energie, die von der Solaranlage an das Trinkwasser bzw. das Wärmenetz abgegeben wird.

Es zeigen sich z.T. starke Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen, aber auch Schwankungen in den Jahreserträgen der jeweiligen Anlage. Dies liegt darin begründet, dass die Nutzwärme einer Solaranlage von vielen Faktoren bestimmt wird: Wetter, Warmwasserverbrauch, Regelkonzept, Betriebsweise der konventionellen Technik, Störungen und Ausfälle des Solarsystems etc.

In Freiburg-Vauban wurde in 2002 der für diese Anlage niedrigste solare Ertrag erzielt. Die Anlage stand in diesem Jahr, während des Einbaus von Kompaktstationen im Rahmen eines Forschungsprojektes des Fraunhofer ISE, längere Zeit still. Dadurch konnte nur ein niedriger solarer Jahresertrag realisiert werden. In den darauf folgenden Jahren erreichten die solaren Erträge nicht mehr das Niveau der Vorjahre, da zwar einerseits die Entladeperformance durch eine bessere Zapferkennung deutlich verbessert wurde, andererseits aber der Wärmeübertrager auf der Beladeseite eine geringere Leistung als der vorherige hat.

In Singen fiel im ersten Messjahr der solare Ertrag niedriger aus als der in der Energiegarantie angegebene Wert. Die Solaranlage wurde daraufhin 2001 umgebaut. Hierbei wurde insbesondere die Verschaltung der Trinkwasserspeicher von vier parallel geschalteten Behältern auf eine paarweise Reihenschaltung geändert. Seither sind die Speicher aufgeteilt in zwei Vorwärm- und zwei Bereitschaftsspeicher, die von der Nachheizung auf die Solltemperatur hochgeheizt werden. Außerdem wurden Optimierungsmaßnahmen an Regelung und Dämmung der Solarspeicher durchgeführt. Hierdurch konnte in den Jahren 2002 bis 2005 deutlich mehr solare Nutzwärme geerntet werden. In 2006 fiel der Ertrag durch diverse Störungen wieder deutlich geringer aus. Diese waren in 2007 wieder behoben, sodass der solare Ertrag wieder höher ausfiel. In 2008 kam es wieder auf Grund von Betriebsstörungen zu leichten Ertragseinbußen.

In Baden-Baden nahm der Solarertrag seit Inbetriebnahme bis 2005 stetig ab. Durch Verkalkungen im Trinkwasserwärmeübertrager konnte die Wärme immer schlechter an das Trinkwasser abgegeben werden. Regelmäßige Spülungen mit Zitronensäure brachten kurzzeitige Verbesserung, konnten aber die stetige Verschlechterung der Übertragungsleistung nicht verhindern. Erst durch einen Umbau der Anlage in 2006 konnte eine deutliche Verringerung der Verkalkung und damit eine Erhöhung der Solarerträge erzielt werden. Seit 2007

konnte wieder nur weniger Ertrag erzielt werden, da der Warmwasserverbrauch aufgrund von Umstrukturierungen deutlich zurück ging.

In Waldbronn kam es in den Jahren 2005 und 2006 durch Probleme mit der Dichtigkeit der Wärmeübertrager zu einer längeren Stillstandsphase. Durch Austausch der Wärmeübertrager, Wiederinbetriebnahme der Beckenwasservorwärmung und Optimierungsmaßnahmen an der Regelung der Beckenwassernachspeisung und der Duschwassererwärmung konnten in 2007 und vor allem 2008 wieder Erträge erzielt werden, die auf dem Niveau der ersten beiden Messjahre liegen. In Mindelheim und Freiburg Wilmersdorfer Straße gab es während der gesamten Laufzeit nur wenige Störungen, die ohne große Auswirkungen auf den Ertrag blieben.

Insgesamt konnten in Freiburg-Vauban mit durchschnittlich 587 kWh/m² die höchsten spezifischen solaren Erträge erzielt werden. Bei den meisten Anlagen konnten in 2003 die höchsten Erträge realisiert werden.

Die Messergebnisse von Holzgerlingen sind getrennt zu betrachten, da es sich hier um ein Nahwärmenetz handelt, dessen Erträge nur bedingt mit denen der Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung vergleichbar sind. Die Erträge liegen hier durch erhöhte Netzzrücklauftemperaturen, Störungen in der Regelung und eine ungleichmäßige Durchströmung des Kollektorfeldes im Vergleich zu den meisten Trinkwasseranlagen deutlich niedriger.

Systemnutzungsgrad

Der Jahres-Systemnutzungsgrad lag bei Normalbetrieb der Anlagen im Bereich 30 - 52 %. Auf Grund von Funktionsstörungen und Reduzierung des Wasserverbrauchs kam es auch zu Systemnutzungsgraden unter 30 %.

Die mittleren jährlichen Systemnutzungsgrade der einzelnen Solaranlagen sind in **Abb. 3** dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die prognostizierten Systemnutzungsgrade, ermittelt auf Basis von Simulationsrechnungen.

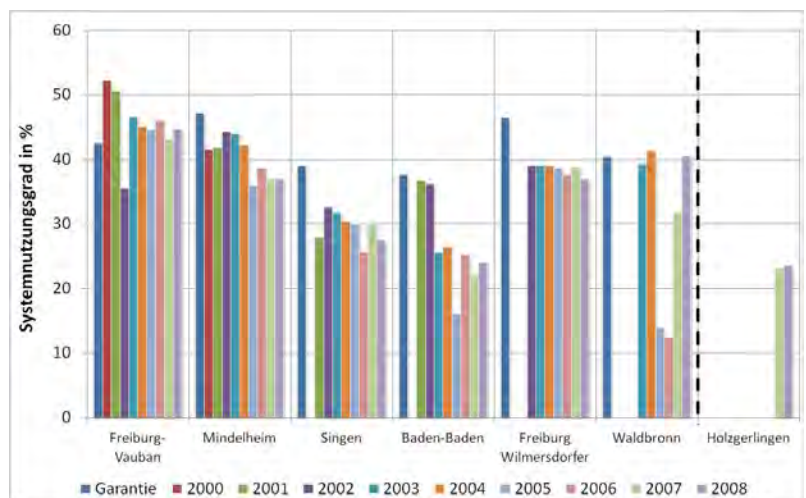


Abb. 3: Der Systemnutzungsgrad gibt an, welcher Anteil der auf die Kollektoren eingestrahlten Solarenergie in Nutzwärme umgewandelt wird.

Auffällig sind hier die im Vergleich zu den anderen Anlagen hohen Nutzungsgrade in Freiburg-Vauban.

Warmwasserverbrauch

Abb. 4 zeigt den gemessenen Warmwasserverbrauch, dargestellt als Tagesverbrauch pro Patient, Bewohner bzw. Besucher. Zum Vergleich, werden der aus der Jahressumme gemittelte Tagesverbrauch und der mittlere Tagesverbrauch im Sommer (Auslegungsverbrauch) aufgezeigt. Dabei wird deutlich, dass es bei den Wohngebäuden der Wilmersdorfer Straße und der Albtherme Waldbronn eine erhebliche Differenz zwischen Sommer- und Jahresverbrauch gibt (ca. - 25 %). Ermittelt man den Auslegungsverbrauch z.B. aus der Jahressumme des Warmwasserverbrauchs, so muss der Sommerverbrauch i.d.R gegenüber dem Durchschnittsverbrauch reduziert werden.

Der Pro-Kopf-Verbrauch im Studentendorf Freiburg-Vauban ist nicht dargestellt, da keine verlässlichen Daten über dessen Belegung vorliegen. Erwähnenswert ist beim Studentendorf der starke Verbrauchsrückgang im Sommer (Semesterferien) um ca. 40 % im Vergleich zum mittleren Jahresverbrauch, was bei der Dimensionierung der Solaranlage unbedingt berücksichtigt werden muss.

Im Nahwärmenetz Holzgerlingen wird die Wärme neben der Trinkwassererwärmung auch zur Raumheizung genutzt, dementsprechend kann hier kein sinnvoller Wert angegeben werden.

Auslastung

In **Abb. 5** ist die mittlere Auslastung der Solarsysteme im Sommer und deren Relation zum Systemnutzungsgrad dargestellt. Eine höhere Auslastung bedingt i.d.R. einen höheren Nutzungsgrad. Die Auslastung liegt weitestgehend im Bereich 50 - 70 Liter pro Tag und m² Kollektorfläche. Ausnahme ist das Studentendorf Freiburg-Vauban. Dort erhöhte

sich wegen höheren Bewohnerzahlen im Vergleich zur Planungsphase der Warmwasserverbrauch und damit die Auslastung erheblich. Holzgerlingen kann bezüglich Auslastung nicht bewertet werden, da die Wärme nicht nur zur Warmwasserbereitung eingesetzt wird.

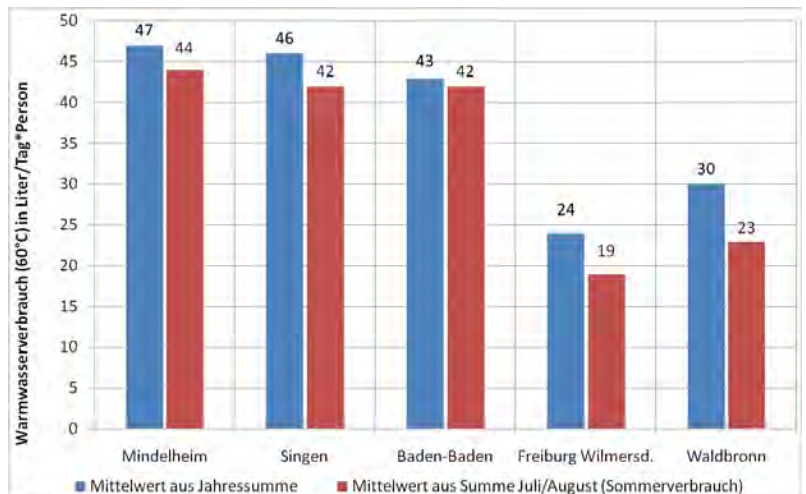


Abb. 4: Der Warmwasserverbrauch sollte vor Beginn der Systemauslegung gemessen werden. Zur Normierung der Verbrauchswerte werden diese auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C umgerechnet.

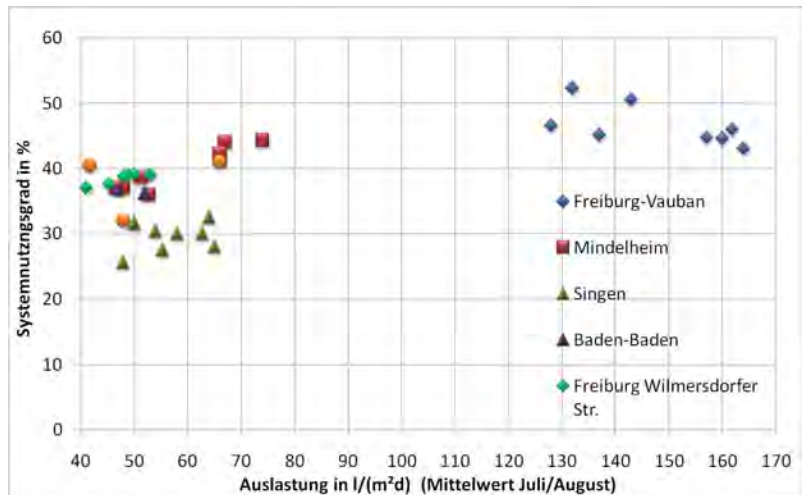


Abb. 5: Die Auslastung gibt an, wie viel Trinkwasser (60°C) täglich pro Quadratmeter Kollektorfläche verbraucht wird.

Solarer Deckungsanteil

In **Abb. 6** ist der solare Deckungsanteil an der Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. der ans Nahwärmenetz abgegebenen Wärmemenge dargestellt. Dieser lag meist im Bereich von 30 - 40 %, was charakteristisch für Solaranlagen ist, die als Vorwärmssysteme konzipiert sind. Ausreißer ist die Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban, wegen ihrer in Relation zum Warmwasserverbrauch kleinen Kollektorfläche. Auch in Holzgerlingen fällt im Vergleich zu den anderen Anlagen der Deckungsanteil deutlich niedriger aus. Hier konnte das Kollektorfeld nicht größer ausgelegt werden, da nicht mehr geeignete Dachfläche zur Verfügung stand.

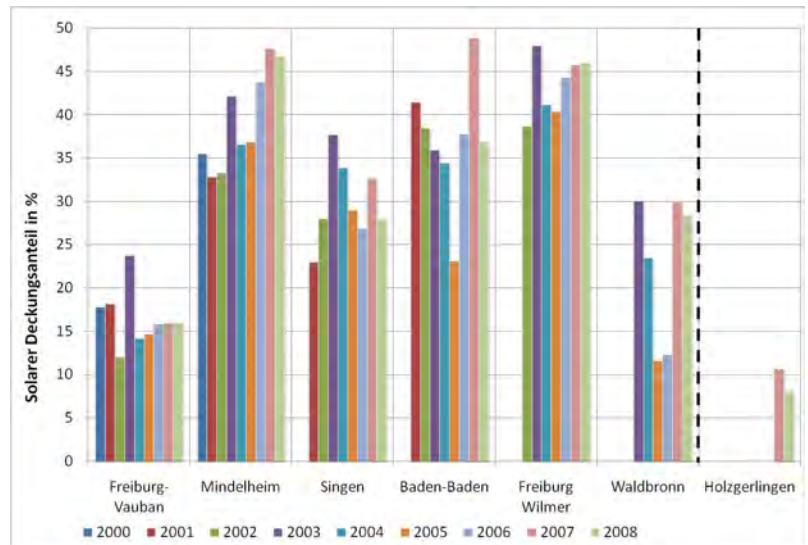


Abb. 6: Der solare Deckungsanteil ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Wärmebedarf für die Erwärmung des Wassers.

Kosten

Die mittleren Investitionskosten für Planung und Errichtung der Solarsysteme lagen bei 681 Euro pro m² Kollektorfläche (inkl. MwSt.). In **Abb. 7** sind für jede der sieben Anlagen die spezifischen Kosten pro m² Kollektorfläche dargestellt, unterteilt in Einzelkosten der Systemkomponenten und der Planung. Dabei zeigt sich eine große Bandbreite sowohl bei den Gesamtinvestitionskosten als auch bei den Kosten der Komponenten. Hauptursache dafür sind die unterschiedlichen Installationsbedingungen. Dies sind zum Beispiel die Art der Kollektormontage (Flach- oder Schrägdach/ In- oder Aufdach) oder die Verwendung bereits vorhandener Komponenten (z.B. Wasserspeicher).

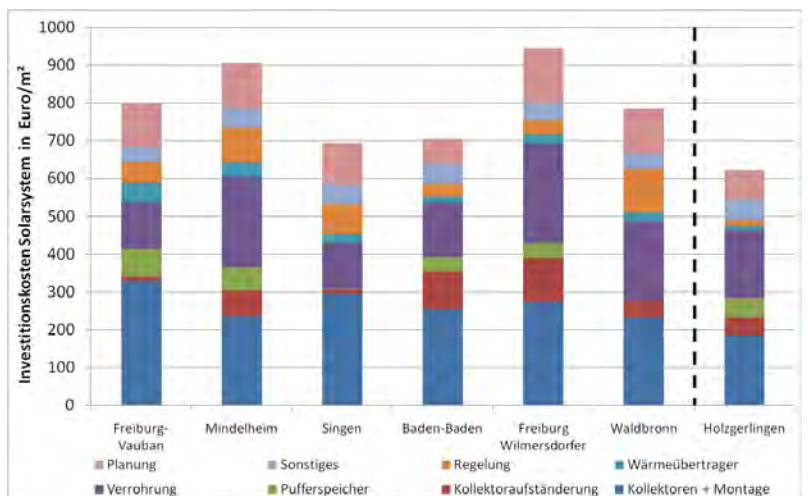


Abb. 7: Die Investitionskosten geben die Verteilung der Kosten der einzelnen Anlagenteile und der Planung wieder.

Die Anlage mit den geringsten spezifischen Kosten ist Holzgerlingen. Dies ist vor allem auf die, im Vergleich zum Trinkwassersystem weniger aufwendige Anbindung an das Nahwärmenetz zurückzuführen. Die höchsten spezifischen Kosten entstanden in Freiburg Wilmersdorferstraße. Hier schlägt vor allem die aufwendige Verrohrung und Kollektoraufständerung zu Buche. Da das Kollektorfeld auf zwei Hochhausdächer verteilt werden mußte, waren neben einer erdverlegten Leitung auch zwei Steigleitungen notwendig.

Abb. 8 zeigt die mittleren solaren Nutzwärme-kosten und zusätzlich die minimalen Nutzwärme-kosten der Solarsysteme, die mit den Anlagen erreicht wurden. Hier konnten in Freiburg-Vauban die geringsten solaren Wärmekosten erzielt werden, was auf die sehr hohe Auslastung zurückzuführen ist. Die höchsten Wärmekos-

ten wurden in Singen und Baden-Baden erzielt. Hauptursachen hierfür sind bei beiden Anlagen häufige Betriebsstörungen.

Zusammenfassung und Fazit

Die gemessenen Anlagenerträge entsprechen in etwa den prognostizierten Werten, was dadurch dokumentiert wird, dass alle bisher nachgerechneten Anlagen die Energiegarantie erfüllt haben. Dazu bedurfte es bei jeder Anlage eines mehr oder weniger langen Probebetrieb mit entsprechenden Optimierungsmaßnahmen. Ohne eine intensive Vermessung und Beobachtung der Solarsysteme hätten viele Mängel nicht festgestellt werden können,

was zwangsläufig zu einer reduzierten Funktionsfähigkeit und teilweise erheblich geringeren Anlagenerträgen geführt hätte. Mit Solargroßanlagen zur Brauchwassererwärmung können Nutzwärmekosten erreicht werden, die eine künftige wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu der konventionellen Wärmeerzeugung in Aussicht stellen.

Nicht außer Acht lassen darf man den Beitrag der sieben begleiteten Solarsysteme zum Umweltschutz: Durch deren Betrieb können jährlich etwa 80.000 l Heizöl bzw. 80.000 m³ Erdgas eingespart werden, was gleichbedeutend mit der Vermeidung von ca. 200 t an CO₂-Emissionen ist.

Solargroßanlagen zur reinen Trinkwassererwärmung sind inzwischen weitestgehend standardisiert. Mit den gewonnenen Erkenntnissen wurde die Basis für einen effektiven Betrieb solcher Solarsysteme geschaffen. Im Folgekonzept Solarthermie2000plus werden Solarsysteme gefördert, deren Wärme auch anderen Verbrauchern als der Trinkwassererwärmung zugeführt wird und deren höherer solarer Deckungsanteil zu einer noch stärkeren Reduzierung der CO₂-Emissionen führt.

Neben solar unterstützten Nahwärmenetzen und Kombianlagen für Trinkwarmwasser und Raumheizung können in Solarthermie2000plus auch Anlagen zur solaren Klimatisierung, Prozesswärmeerzeugung und mit Langzeitwärmespeichern gefördert werden.

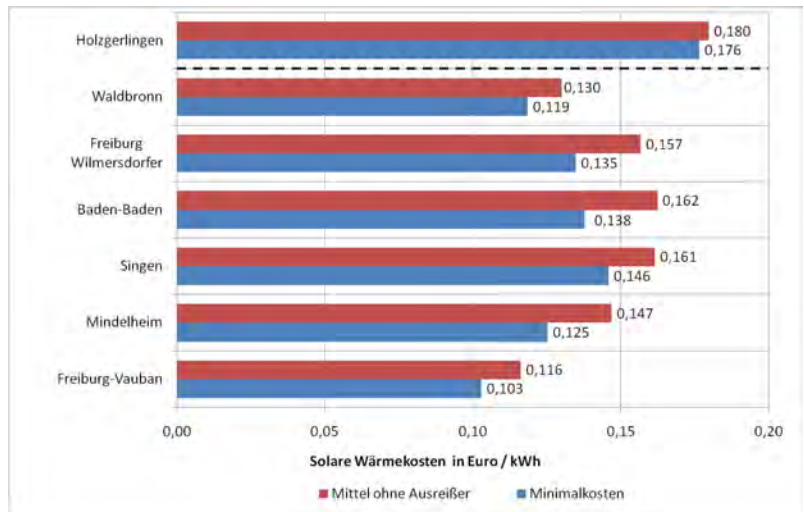


Abb. 8: Die solaren Nutzwärmekosten geben den Preis pro kWh Nutzwärme an. Sie werden berechnet aus dem Quotienten der Systemkosten (Investitionskosten für die Planung und Errichtung des Solarsystems und die Kapitalkosten bei 6 % Zins und einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren) und dem Jahresertrag des Solarsystems.

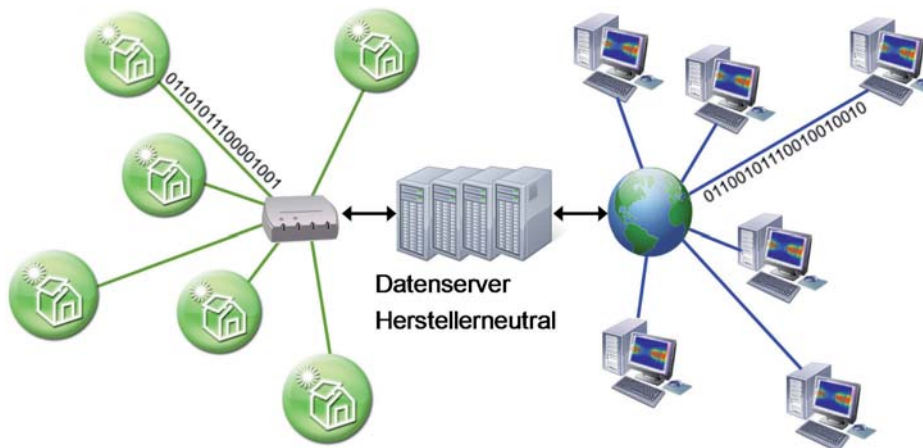
Projektübergreifendes Anlagenmonitoring mit System

Klaus Huber, Elmar Bollin, Eva Scheck

Kompetenzen der Hochschule Offenburg

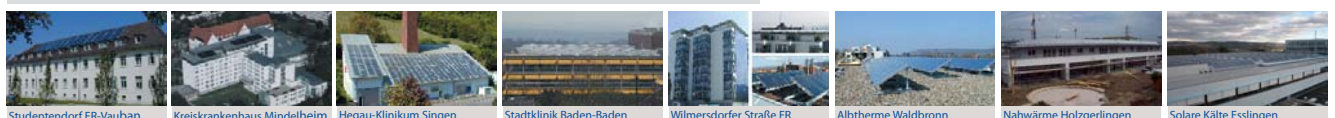


Industrie-Projektpartner gesucht:



- Entwicklung einer anlagenübergreifenden Informationsplattform für Solarthermische Anlagen.
- Ermittlung herstellerneutraler Kennzahlen zum Betrieb von Solarthermischen Anlagen.
- Zugriff auf Daten durch:
 - Betreiber
 - Anlagenhersteller
 - Forschungsinstitute
 - Planer
- Betriebsbegleitendes Werkzeug zur Qualitätssicherung.

Von der Hochschule Offenburg begleitete Solargroßanlagen



Prädiktive Betriebsführung solarthermischer Anlagen. Wetterprognosen, Nutzerprognosen, Anlagensimulation.

Eva Scheck, Elmar Bollin, Klaus Huber, Daniel Jödicke

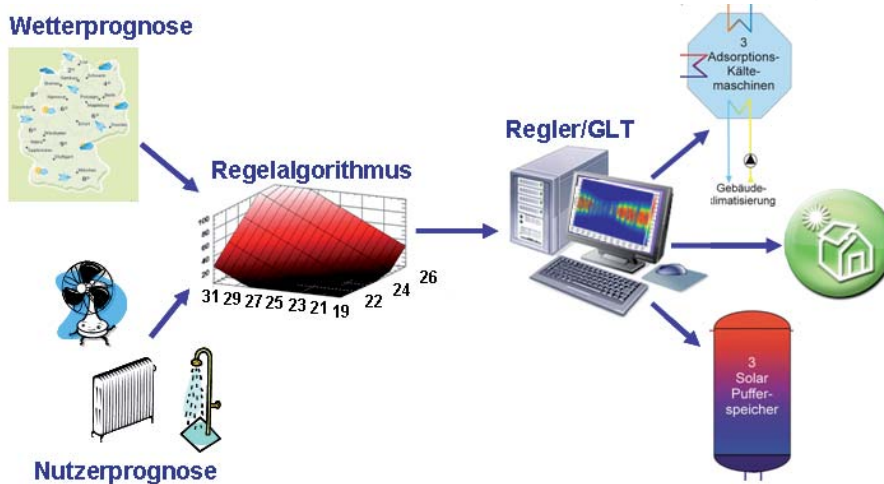
Die Forschungsgruppe Nachhaltige Energietechnik der Hochschule Offenburg begleitet im Rahmen des BMU-Förderkonzepts Solarthermie2000plus seit 1999 solarthermische Großanlagen in Südwestdeutschland. Darüber hinaus ist die Forschungsgruppe auf dem Gebiet der Entwicklung prädiktiver Verfahren in der Gebäudeautomation tätig. Im Folgenden sind Erfahrungen aus einem Projekt am Solar Info Center in Freiburg dargestellt.



Abb.1 Solar Info Center

Das Solar Info Center ist ein Bürogebäude mit nächtlicher Belüftung. Seit 2006 betreut die Hochschule Offenburg die Regelung eines Abluftventilators mithilfe von Wetterprognosen in einer Versuchszone. Durch die prädiktive Betriebsführung konnten Energieverbrauch und Komfort der Lüftung in der Versuchszone mit benachbarten Gebäudeteilen verglichen und ausgewertet werden.

Industrie-Projektpartner gesucht:



Wir suchen Sie für die Entwicklung prädiktiver Regelalgorithmen unter Einbindung von Wetterprognosen, um solarthermische Anlagen zu optimieren.

Die konventionelle Lüftersteuerung im SIC wurde immer mit 100% Leistung betrieben. In Abb. 3 sind die Tageswerte hellblau dargestellt. Der Energieverbrauch des prognosegesteuerten Ventilators wird mit dunkelgrünen Balken veranschaulicht. Die Einsparung mithilfe von Wetterprognosen beträgt im Bestfall bis zu 40%.

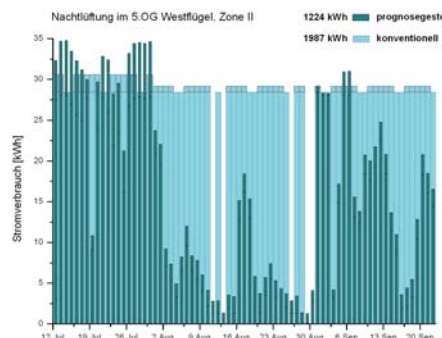


Abb.3 Energieausnutzung

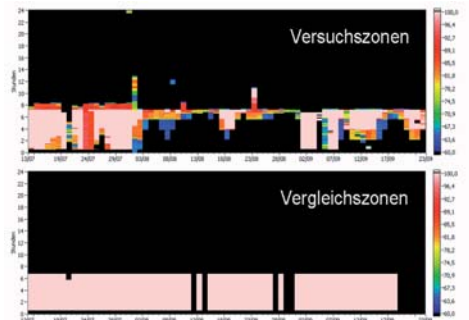


Abb.2 Vergleich der Ventilator-Stellsignale

Die Lüftersteuerung bestimmt anhand der Raumtemperatur und prognostizierten maximalen Außentemperatur unter Einsatz eines Expertensystems die Intensität der Nachtlüftung. Abb. 2 zeigt den Vergleich der Stellsignale zwischen Versuchszonen und benachbarten Gebäudeteilen. Die Verringerung der Laufzeiten und Drehzahlen ist durch die Einbindung von Wetterprognosen deutlich zu erkennen.

Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes

Elmar Bollin, Klaus Huber, Eva Scheck, Daniel Jödicke
Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Tel.: 0781 205 294, 0781 205 138
bollin@fh-offenburg.de; klaus.huber@fh-offenburg.de
www.fh-offenburg.de/mv/st2000

1 Einleitung

Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE in Freiburg, die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen im Rahmen des Forschungsvorhabens Solarthermie2000plus. Dabei wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Gaskesseln und Kompressorenabwärme betrieben wurde, durch eine Solaranlage als dritte Wärmequelle ergänzt [1]. Bild 1 zeigt das Schema der Solaranlage in Esslingen.

Das Solarsystem setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1330 m² Vakuumröhrenkollektoren und zwei Pufferspeichern à 8,5 m³ zusammen. Die Kälteerzeugung wird mit drei Adsorptionskältemaschinen mit je 353 kW Nennkälteleistung realisiert. Solarsystem und Kälteanlage sind über das Heizungssystem über diverse Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wurde die Solaranlage an die Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um im Winter die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können. Mit Hilfe von 81 Sensoren wird das Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs durch die Hochschule Offenburg ermöglicht. Nach Beendigung des Probetriebs konnte im August 2008 das erste Intensivmessjahr gestartet werden. Auf dem Poster werden erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des aktuellen Intensivmessjahres sowie des vorhergehenden Probetriebs vorgestellt und untersucht, wobei hier besonderes Augenmerk auf den Betrieb der Solaranlage gelegt wird. Auf den Betrieb der Kälteanlage gehen Wiemken et al. [2] näher ein.

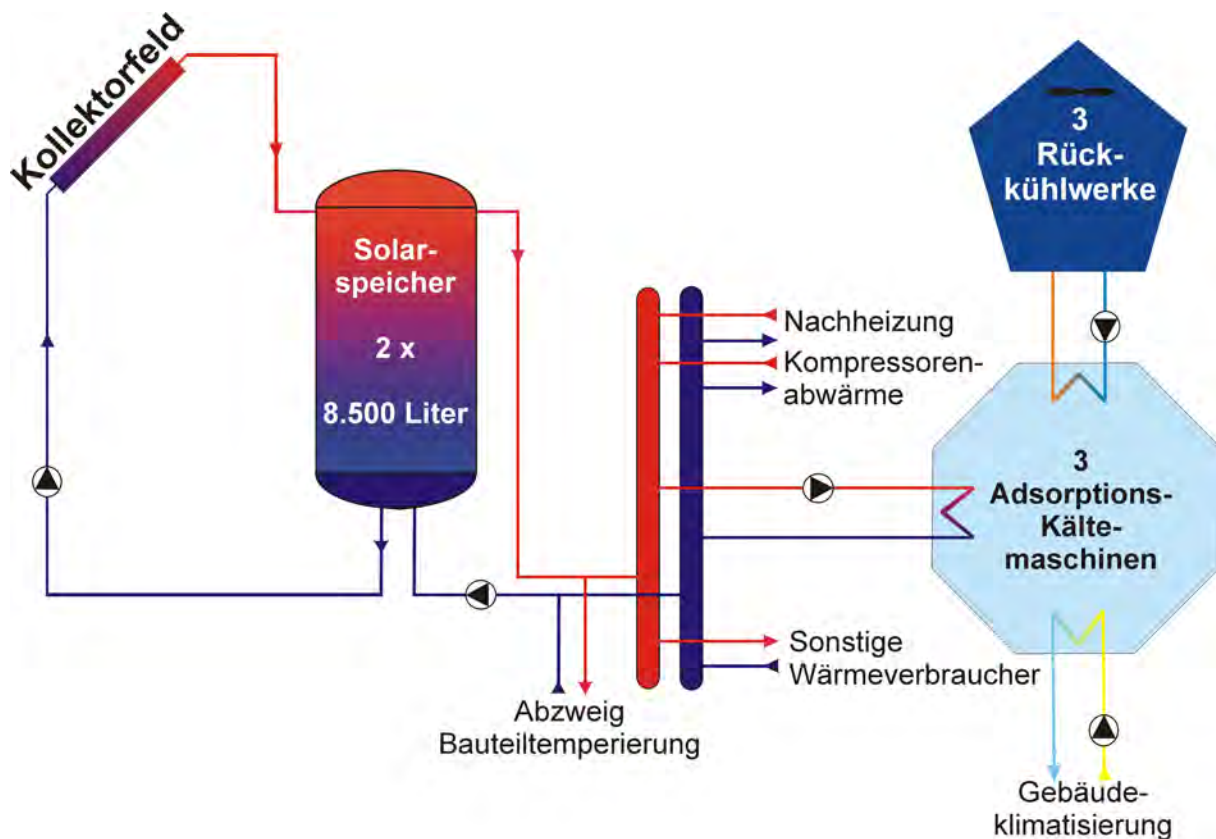


Bild 1: Vereinfachtes Schema der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG Esslingen

2 Bisherige Optimierungsmaßnahmen

Während des Probetriebs wurden alle Anlagenkomponenten hinsichtlich ihrer Funktionsweise überprüft, um einen regulären Anlagenbetrieb während der Intensivmessphase gewährleisten zu können. Insbesondere die Regelung und die Gleichmäßigkeit der Durchströmung des Kollektorfeldes wurden auf Störungen überprüft.

Im Kollektorkreis wurden nachts Fehlströmungen festgestellt, verursacht durch die im Vergleich zu den Kollektoren höhere Speichertemperatur. Diese führten zu hohen Wärmeverlusten über das Kollektorfeld. Ursache hierfür war eine Schwerkraftbremse mit zu geringer Federkraft, die diese Fehlströmungen nicht verhindern konnte. Seit Austausch der Schwerkraftbremse Ende April 2008 wurden keine Fehlströmungen mehr festgestellt (Bild 2).

Im August kam es außerdem vor allem aufgrund einer Störung der Entladung der Solarspeicher nochmals an einigen Tagen zu Stillständen im Kollektorkreis wegen Überhitzung. Bei störungsfreiem Anlagenbetrieb hätte sehr wahrscheinlich ein höherer Ertrag, als in Tabelle 1 angegeben, erzielt werden können.

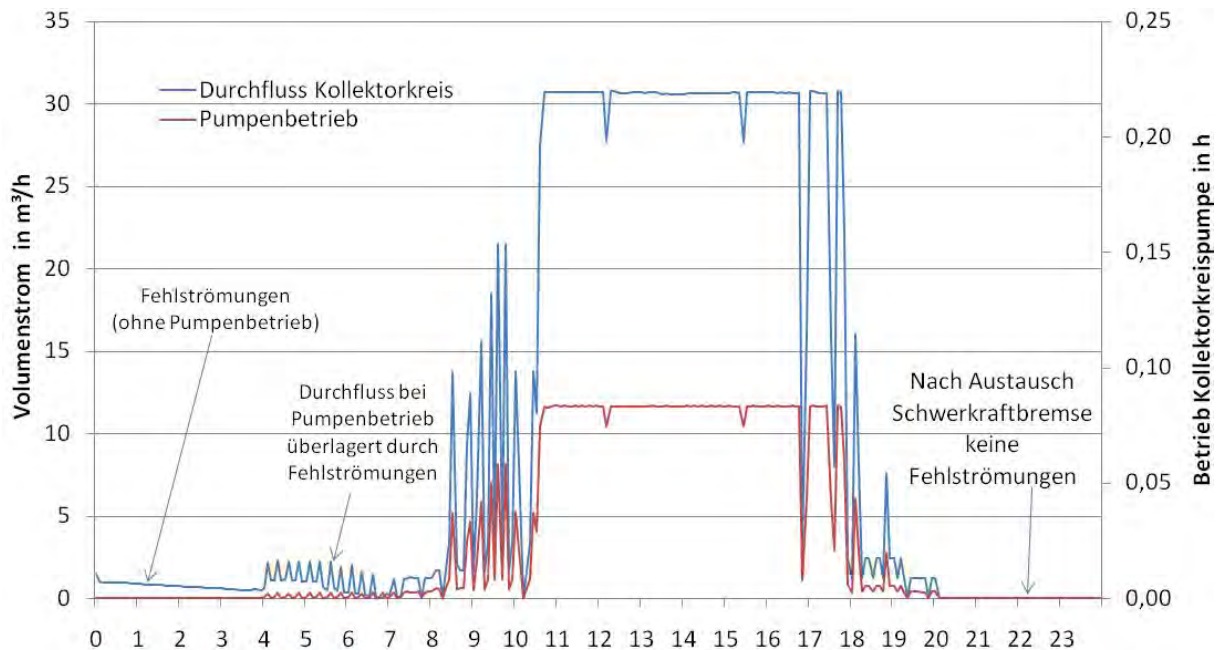


Bild 2: Volumenstrom Kollektorkreis und Betriebsdauer der Kollektorkreispumpe während eines 5-Minutenintervalls am 29.04.08

Die Solaranlage ist mit den Adsorptionskältemaschinen über einen zentralen Verteiler, an den auch andere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, verbunden (siehe Bild 1). Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 °C. Die Starttemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 °C. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung direkt zur Bauteilaktivierung ab 35 °C entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 °C und darunter erreichbar. Da über diesen Weg nur maximal 200 kW Wärmeleistung abgeführt werden können, wurde zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert. Durch die hohe Vor- und Rücklauftemperatur erhöht sich die Temperatur in den Speichern deutlich (Bild 5) und es ergeben sich dadurch negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag und die Wärmeverluste durch die Frostschutzschaltung (siehe hierzu Abschnitt 4). Es ist daher geplant die Regelung dieser Umschaltung so zu optimieren, dass die Bauteilaktivierung mit Ihrer niedrigen Rücklauftemperatur häufiger direkt bedient wird.

3 Stillstandsverhalten

Durch diverse Betriebsstörungen kam es mehrfach zu Stillständen der Solaranlage, bei denen das nachfolgend beschriebene Stillstandsverhalten beobachtet werden konnte. (Siehe hierzu Bild 3) Sobald die Kollektorkreis Pumpe ausschaltet, steigt die Kollektortemperatur auf bis zu 200 °C (überhitzter Dampf) steil an. Die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf steigt auf bis zu 143 °C an, was einem Sattdampfdruck von ca. 3,9 bar entspricht. Damit kann davon ausgegangen werden, dass im Rohr Dampf ansteht. Der angegebene Druck auf Speicherhöhe wird auf nahezu gleicher Höhe gemessen wie die Vorlauftemperatur. Auch im Speicher ist ein ansteigen der Temperatur, wahrscheinlich verursacht durch im Speicher kondensierenden Dampf, zu beobachten.

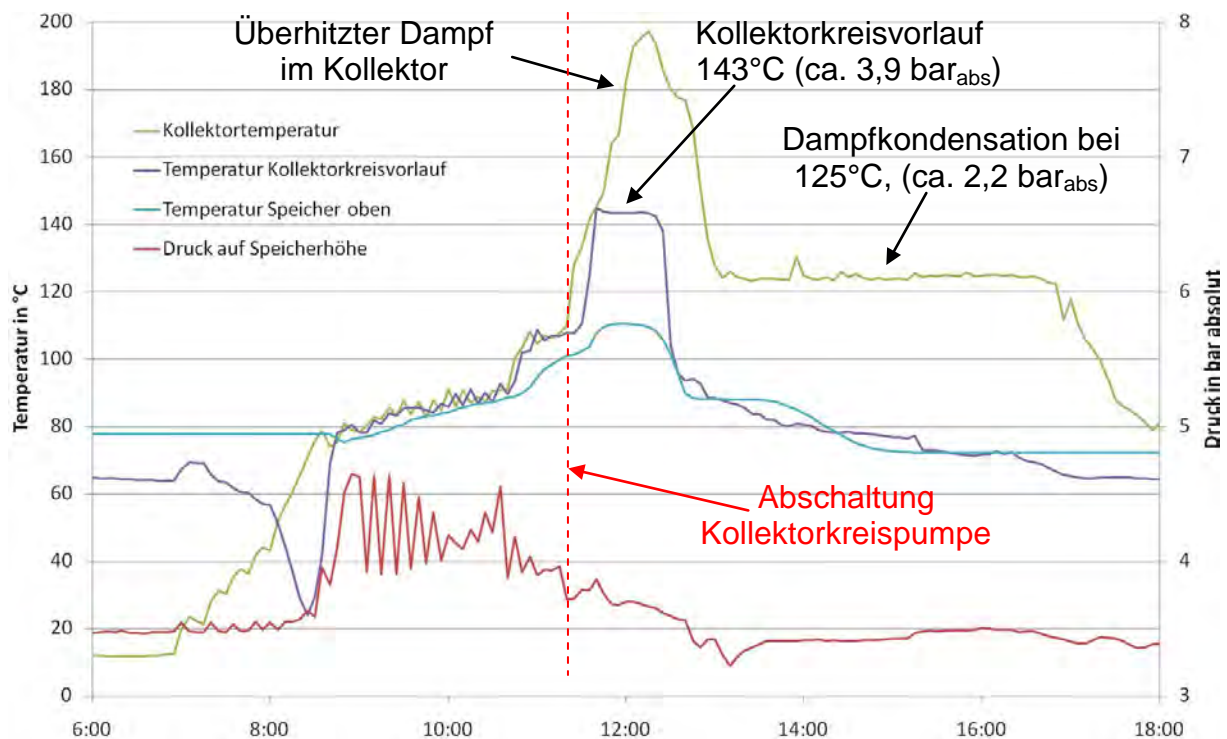


Bild 3: Stillstandsverhalten der Solaranlage der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen am 17.08.09

Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass das flüssige Wasser komplett aus den Kollektoren über den Vorlauf in den ersten Speicher gedrückt wird und auch Dampf eingetragen wird, der dort kondensiert. Für diesen Fall wurde der Vorlauf in halber Höhe am Speicher angebracht, damit der Dampf beim Aufsteigen durch das Wasser im Speicher abkühlt und kondensiert. Die Kondensation im Kollektor findet bei ca. 125 °C statt, was einem Sattdampfdruck von ca. 2,2 bar entspricht.

4 Frostschutzregelung

Der Kollektorkreis ist ohne Wärmetauscher direkt mit dem Solarspeicher verbunden. Dementsprechend zirkuliert im Kollektorkreis auch Heizungswasser ohne Frostschutzzusatz. Damit im Winter ein Einfrieren des Wassers im Kollektorkreis zuverlässig vermieden wird, verfügt der Solarregler über einen Algorithmus, der bei Unterschreiten einer voreingestellten Kollektortemperatur aktiviert wird und durch Fördern von Speicherwasser zum Kollektor das Einfrieren in den Solarleitungen verhindert. Die Wärmeverluste über das Kollektorfeld (Summe aus Wärmebedarf für die Frostschutzschaltung und Anfahrverlusten) waren im Winter 2008/09 immer noch deutlich höher als erwartet (vgl. Abschnitt 2). Hauptursache hierfür ist die häufig hohe Tem-

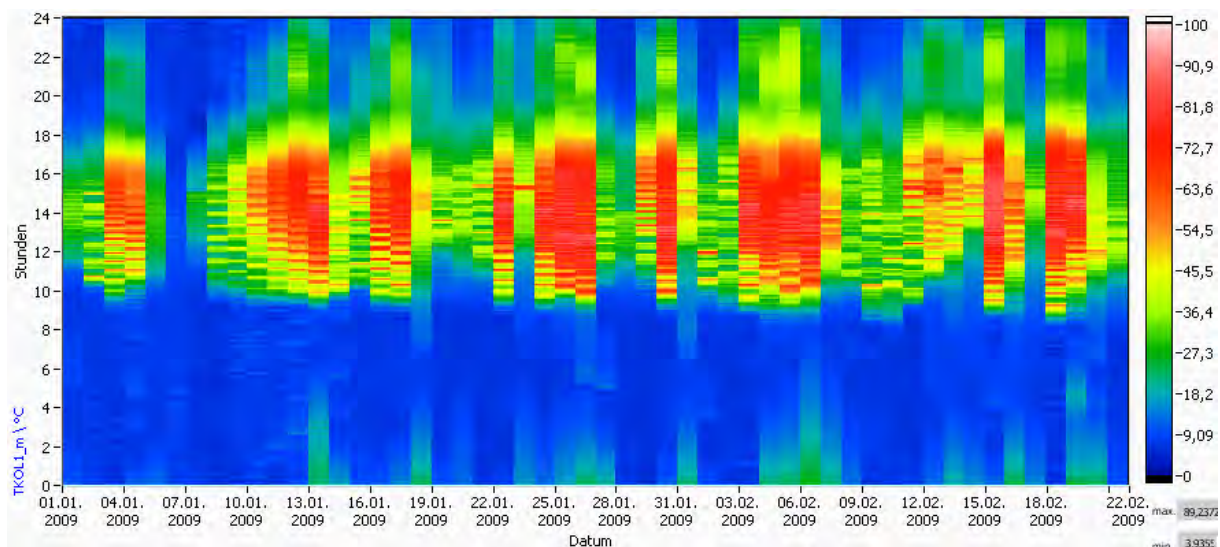


Bild 4: Kollektortemperatur. Nach 20:00 Uhr erhöht sich die Kollektortemperatur durch die Frostschutzschaltung auf häufig über 30 °C. Dieser Fall tritt nur auf, wenn die untere Speichertemperatur über 70°C liegt (vgl. Bild 5).

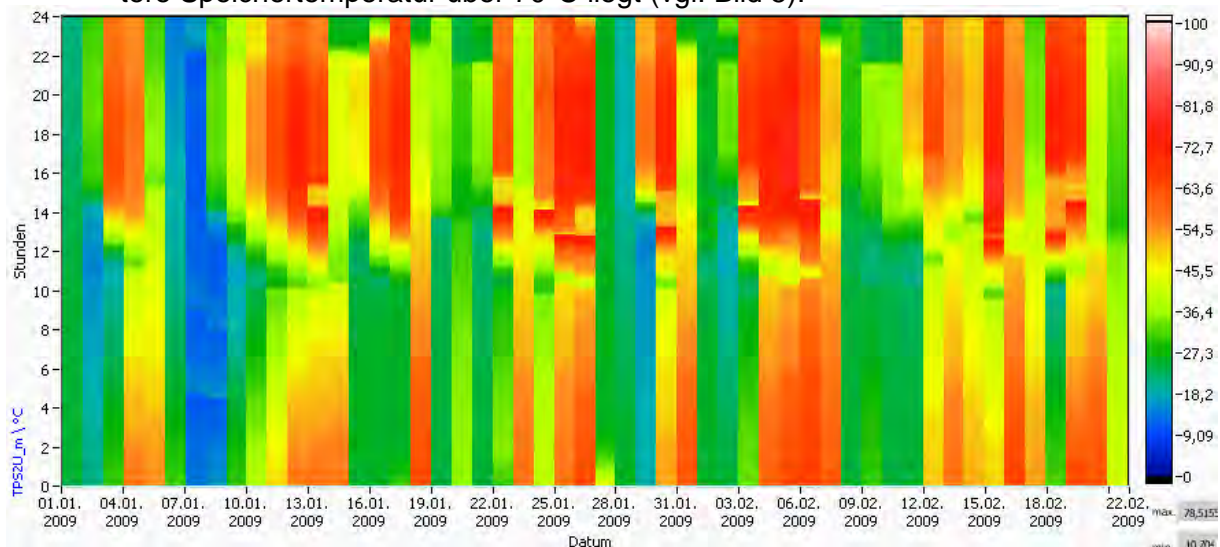


Bild 5: Temperatur des Niedertemperaturspeichers unten. Niedrige Rücklauftemperaturen treten vor allem dann auf, wenn die Speicher von der Bauteilaktivierung entladen wurden.

peratur in den Solarspeichern, aus denen Wasser zu Frostschutzzwecken in die Kollektoren gepumpt wird. Im Carpetplot in Bild 4 ist zu sehen, dass sich der Kollektor durch die Frostschutzschaltung nach Sonnenuntergang nochmals auf teilweise über 30 °C erwärmt. Dies tritt nur bei hohen Speichertemperaturen auf, wenn während des Tages zum Hauptverteiler (vgl. Abschnitt 2) entladen wurde. Dabei wird heißeres Wasser zu den Kollektoren gepumpt als notwendig woraus sich höhere Wärmeverluste ergeben als bei niedrigerer Temperatur. Ein Vergleich der mittleren täglichen Speichertemperatur mit dem täglichen Wärmeverlust über den Kollektorkreis in Bild. 6 zeigt, daß hier ein deutlicher Zusammenhang besteht. Wie in Abschnitt 2 bereits angemerkt soll die Umschaltung der Speicherentladeregulung optimiert werden, so dass zukünftig häufiger zur Bauteilaktivierung entladen wird und somit das niedrige Rücklauf temperaturniveau zur Senkung der Speichertemperatur genutzt werden kann. Ein positiver Nebeneffekt wäre, dass durch die niedrigere Systemtemperatur auch höhere solare Erträge erzielt werden könnten.

Eine weitere mögliche Lösung wäre die Installation einer Rücklaufbeimischung zum Kollektorkreisvorlauf, durch die bei aktiver Frostschutzschaltung eine eingestellte Zieltemperatur im Kollektorkreisvorlauf realisiert werden könnte.

Zur Ermittlung des Wärmeverbrauchs für die Frostschutzschaltung wurde ein zusätzlicher Messpunkt im Datenlogger angelegt, mit dem nur Wärmemengen / -leistungen aufgezeichnet werden, die vom Speicher zum Kollektor gehen. Außer den Leistungen für den Frostschutz werden hier auch Anfahrverluste aufgezeichnet. Die Filte-

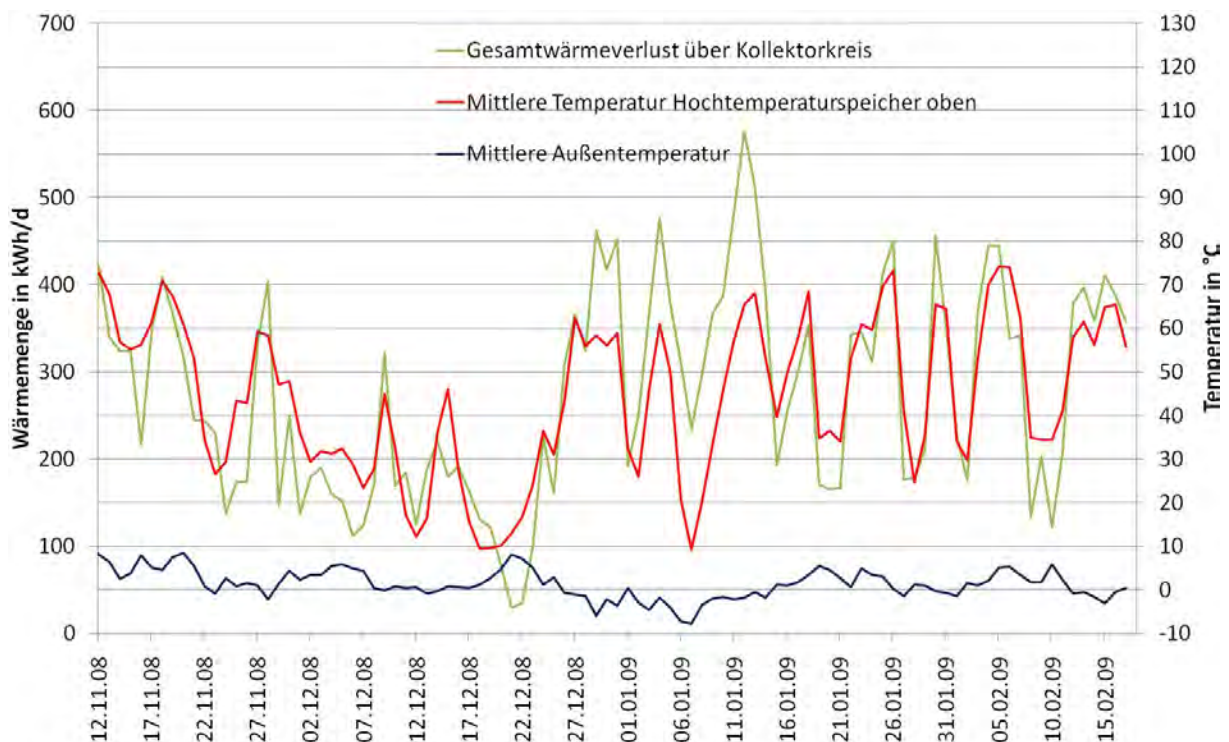


Bild 6: Zusammenhang zwischen mittlerer Speichertemperatur des Tages und Wärmeverluste an das Kollektorfeld bei Frostschutzbetrieb

rung der reinen Frostschutzverluste stellt sich aufgrund der komplizierten Regelung als kaum möglich dar.

Da sich der Kollektorfühler etwas außerhalb des Kollektors befindet läuft die Kollektorkreispumpe in regelmäßigen Abständen kurz an (Bild 4). Dadurch wird das Wasser aus dem Kollektor an den Temperaturfühler geschoben, so dass die Temperatur des Wassers im Kollektor ermittelt werden kann. Dieses Takten der Pumpe im Normalbetrieb ähnelt sehr dem Verhalten der Pumpe im Frostschutzbetrieb, was die Filterung zusätzlich erschwert. Eine Abschätzung der Frostschutzverluste über einen Vergleich mit den sommerlichen Anfahrverlusten scheint noch am geeignetsten, obwohl hier auch davon ausgegangen werden muß, dass die Anfahrverluste im Winter deutlich höher ausfallen als im Sommer. In den Monaten Juni und August ergaben sich z.B. jeweils Wärmeverluste von ca. 1,5 MWh.

5 Bisherige Messergebnisse

Seit Start des ersten Intensivmessjahres kam es zu einigen Störungen im Anlagen- und Messbetrieb, wodurch es zur Schmälerung des solaren Ertrags beziehungsweise zu einem Messdatenausfall kam. Vom 06.08. – 15.08. war ein Ventil auf der Entladeseite gestört, wodurch der Entladevolumenstrom um ca. Faktor 20 und entsprechend die Entladeleistung und der solare Ertrag durch hohe Speichertemperaturen und Stillstände verringert wurden. Zwischen dem 15.09. und 06.10. kam es zu einem Sensorausfall, weshalb der Entladevolumenstrom und die entladene Wärmemenge nicht erfasst werden konnten. Dieser Fehler wurde in Tabelle 1 und Bild 7 berücksichtigt, indem für diesen Zeitraum der gleiche prozentuale Wärmeverlust im Speicher unterstellt wurde, wie in den beiden Wochen vor und nach dem Fühlerausfall. Die Messdaten seit Juni 2008 sind nachfolgend in Tabelle 1 zusammengefasst und teilweise in Bild 7 grafisch dargestellt.

Seit Juni 2008 konnte bei einer solaren Strahlungsmenge auf das Kollektorfeld von 1004 MWh (824 kWh/m^2), 345 MWh (283 kWh/m^2) an Wärme in die Solarspeicher eingespeist werden. Hiervon wurde bereits die Wärmemenge, die an Anfahr- und Frostschutzverlusten (insgesamt 41 MWh bzw. 34 kWh/m^2) entstanden ist abgezogen. Auf der Entladeseite konnten den Speichern 303 MWh (249 kWh/m^2) Wärme entnommen werden. Dies entspricht einem Systemnutzungsgrad von 30 %. Auch hier wurden bereits Anfahr- und Frostschutzverluste abgezogen.

Tabelle 1: Erste Messergebnisse der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen von Juni 2008 bis Februar 2009. Die grüne Senkrechte markiert den Beginn des Intensivmessjahrs.

	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	ges
Einstrahlung auf gesamtes Kollektorfeld in MWh	199	202	190	124	101	66	39	83	1004
Nettoertrag Kollektorkreis in MWh	163	166	70	45	30	10	2,8	10	345
Netto Nutzwärmeertrag in MWh	89	88	53*	42**	27**	7,6	2,4	7,9	303
Systemnutzungsgrad in % bezogen auf netto Nutzwärmeertrag	41	40	28*	34**	27**	12	6,0	9,0	30
Gesamtwärmeverluste an Kollektorfeld in MWh	1,5	2,9	1,6	4,9	6,2	8,2	6,2	10	41
Solarer Deckungsanteil in %	9,5	9,0	6,2	6,0	3,4	0,8	0,3	1,0	4,6
Regenerativer Deckungsanteil in % (Solar + Kompressoren)	20	29	34	36	29	25	33	30	29
Wärme an Adsorptionskältemaschinen in MWh	747	769	725	521	522	420	47	0,6	3752
Kälte von Adsorptionskältemaschinen in MWh	329	400	383	267	251	184	22	0,0	1836
COP	0,44	0,52	0,53	0,51	0,48	0,44	0,46	0,00	0,49

* Wegen Ventilstörung vom 06. – 15.08. nur geringe Entladeleistung

** Wegen Sensorausfall zwischen 15.09. und 06.10. angenommener Speicherverlust von 9 % (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach Zeitraum)

Der solare Deckungsanteil für den betrachteten Zeitraum von 4,6% fällt sehr gering aus. In den Sommermonaten Juni und Juli konnten Deckungsanteile von knapp 10% erzielt werden. Da nur begrenzt geeignete Dachfläche zur Verfügung stand, konnte das Kollektorfeld nicht großzügiger ausgelegt werden. Der regenerative Deckungsanteil, berechnet aus Nutzwärme der Solaranlage und Abwärme von Kompressoren bezogen auf den Gesamtwärmeverbrauch, beträgt 29%. Dieser soll zukünftig durch höhere Kompressorabwärmeleistungen noch gesteigert werden. Für den Betrieb der Adsorptionskältemaschinen wurden 3.752 MWh an Wärme aus dem Wärmenetz der Festo AG & Co. KG benötigt, um damit 1.836 MWh an Kälte zu erzeugen. Damit ergibt sich ein COP (Coefficient of Performance) von 0,49.

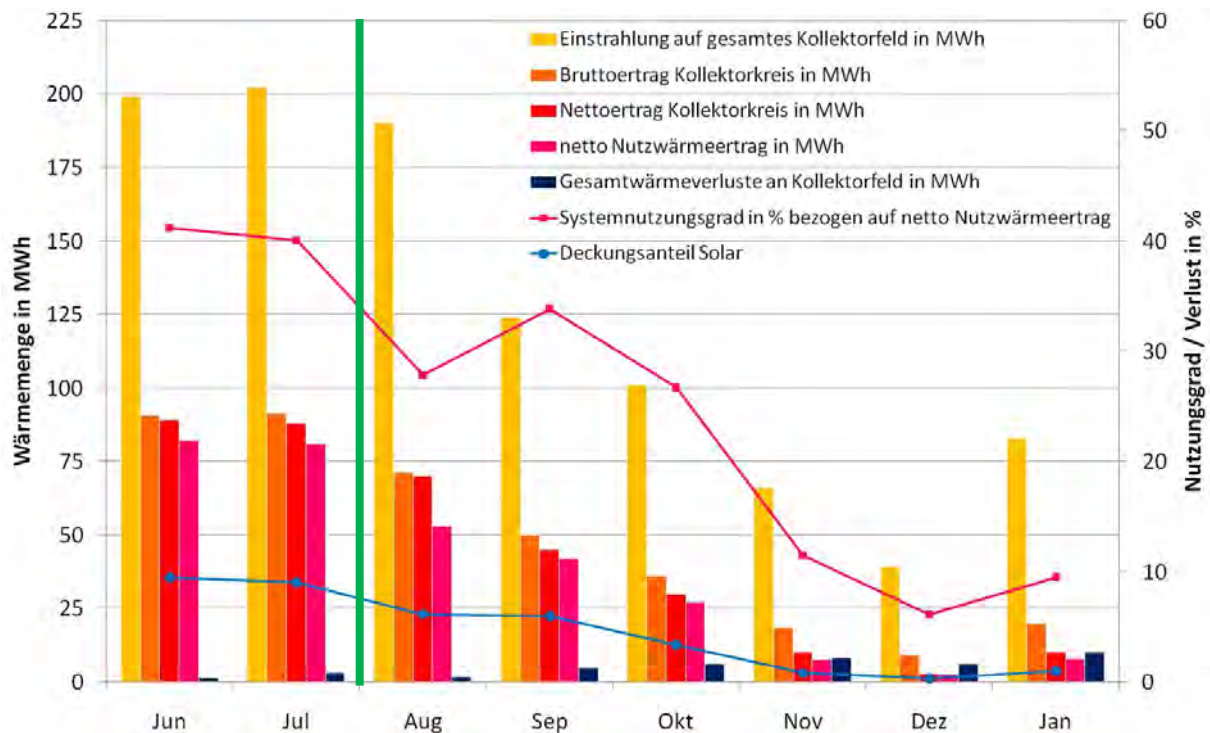


Bild 7: Grafische Darstellung der wichtigsten Messdaten aus Tabelle 1

6 Kosten

In Bild 8 sind die geschätzten Kosten für die einzelnen Anlagenkomponenten dargestellt. Bemerkenswert ist hier, dass aufgrund des Nur-Wasser-Systems weder Kosten für Wärmeträgerfluid noch für Wärmetauscher angefallen sind. Die hier vorgestellte Kostenverteilung liegt den Autoren jedoch nicht in jedem Detail vor und konnte nur aufgrund von Erfahrungswerten aus anderen Projekten realitätsnah ab-

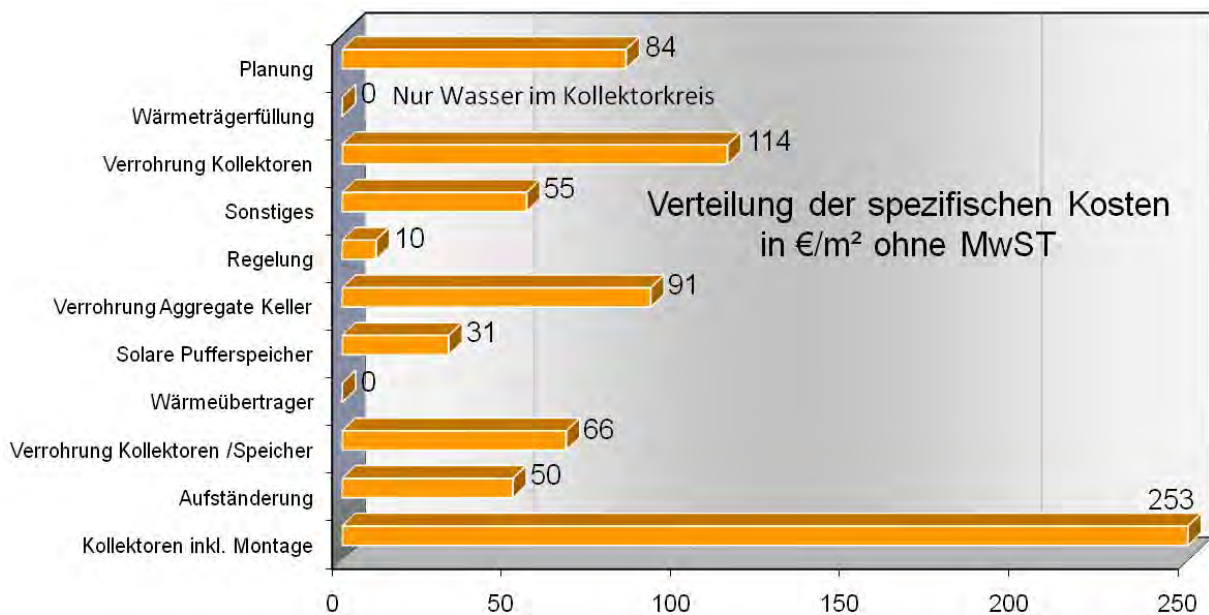


Bild 8: Geschätzte Verteilung der Kosten auf die einzelnen Anlagenbestandteile

geschätzt werden, da der Betreiber im Rahmen von ST2000plus nicht verpflichtet ist, die Kosten offen zu legen. Die Gesamtnettokosten des Projekts belaufen sich auf 1.040.100,- €. Davon entfallen 120.400,- € auf die Messtechnik und deren Planung. Damit ergibt sich für das Solarsystem ohne Messtechnik ein Preis von 919.700,- €. Zusammen mit der vom Kollektorhersteller abgegebenen Energiegarantie von 500 MWh Nettokollektorsertrag und bezogen auf eine Anlagenlaufzeit von 20 Jahren bei einem Zinssatz von 6% ergibt sich ein Wärmepreis von 0,191 €/kWh. Sinnvollerweise sollte der Wärmepreis auf die solare Nutzwärme berechnet werden. Da aber einerseits für die Nutzenergie keine Messdaten für ein ganzes Jahr vorliegen und die Energiegarantie auf den Netto-Kollektorsertrag abgegeben wurde, wurde die Berechnung auf Kollektorsertrag bezogen.

7 Zusammenfassung

Zur bestehenden Adsorptionskälteanlage wurde als dritte Wärmequelle eine Solaranlage mit 1330 m² Brutto-Kollektorfläche (1218 m² Aperturfläche) installiert. Im betrachteten Zeitraum von Juni 2008 bis Februar 2009 wurde ein solarer Deckungsanteil an der Gesamtwärme von 4,6% bei einem solaren Systemnutzungsgrad von 30% realisiert. Aufgrund der begrenzt zur Verfügung stehenden Dachfläche war eine großzügigere Auslegung des Kollektorfeldes nicht möglich. Insgesamt ergibt sich zusammen mit der Kompressorenabwärme ein regenerativer Deckungsanteil von 29%.

Seit Inbetriebnahme der Solaranlage konnten Betriebsstörungen im Solaranlagenbetrieb falsch eingebaute Anlagenteile und nicht optimale Regelparameter entdeckt und beseitigt werden, bzw. sollen in naher Zukunft optimiert werden.

Die Anlage befindet sich seit 01.08.2008 im Intensivmessbetrieb. Deshalb wird mit Messergebnissen eines kompletten Jahres für September 2009 gerechnet.

Die Solaranlage der Festo AG & Co. KG wird aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Rahmen des Förderprogramms Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329605F zu 37,75 % gefördert.

Literatur:

- [1] Huber, K.; Bollin, E.; „Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 18. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2008**
- [2] Wiemken, E.; Wewiór, J. W.; „Solare Kühlung im Förderprogramm Solarthermie2000plus – Stand der Demonstrationsvorhaben und erste Betriebsergebnisse“; 19. Symposium Thermische Solarenergie; Staffelstein; **2009**

Solarunterstützte-CO₂-neutrale Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen

Betriebserfahrungen und Anlagen-Optimierungen

Eva Scheck, Elmar Bollin, Klaus Huber, Daniel Jödicke
Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Tel.: 0781 205 362, 0781 205 336
eva.scheck@fh-offenburg.de; klaus.huber@fh-offenburg.de
www.fh-offenburg.de/mv/st2000

Zusammenfassung

Für die solarunterstützte CO₂-neutrale Nahwärmeversorgung des Neubaugebiets Hülben in Holzgerlingen wurden Holzpelletskessel mit einer 249m²-großen Solaranlage kombiniert. Im ersten Intensivmessjahr vom 01.03.2007 bis 29.02.2008 wurde eine Gesamt-Wärmeabgabe ins Nahwärmenetz von 920.606 kWh gemessen, wobei der solare Anteil bei 84.033 kWh lag. Es wurden ein Systemnutzungsgrad von 23,8 % und ein solarer Deckungsanteil von 9,5% gemessen. Die vom Lieferanten abgegebene Energiegarantie wurde in der ersten Intensivmessphase nicht erreicht.



Bild 1: Ansicht des Kollektorfeldes auf dem Kinderhaus

Seit der Inbetriebnahme der Wärmeversorgung wurden zahlreiche Optimierungsmaßnahmen an der Solaranlage und dem Gesamtsystem realisiert, die im folgenden Beitrag und auf dem Poster ausführlich beschrieben werden.

Die Solaranlage im Baugebiet Hülben wurde aus den Mitteln des BMU im Rahmen des Förderprogramms Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329604C zu 48,8% gefördert.

1 Einleitung

Im Rahmen des Bundesforschungsprojektes Solarthermie-2000plus betreut die Forschungsgruppe Nachhaltige Energietechnik der Hochschule Offenburg seit Anfang 2005 die thermische Solaranlage im Baugebiet Hülben in Holzgerlingen.

Im Neubaugebiet Holzgerlingen werden 44 Einfamilienhäuser, 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern und ein Kindergarten mit einer Gesamtwohnfläche bzw. -nutzfläche von 9.600 m² versorgt.

2 Anlagenbeschreibung

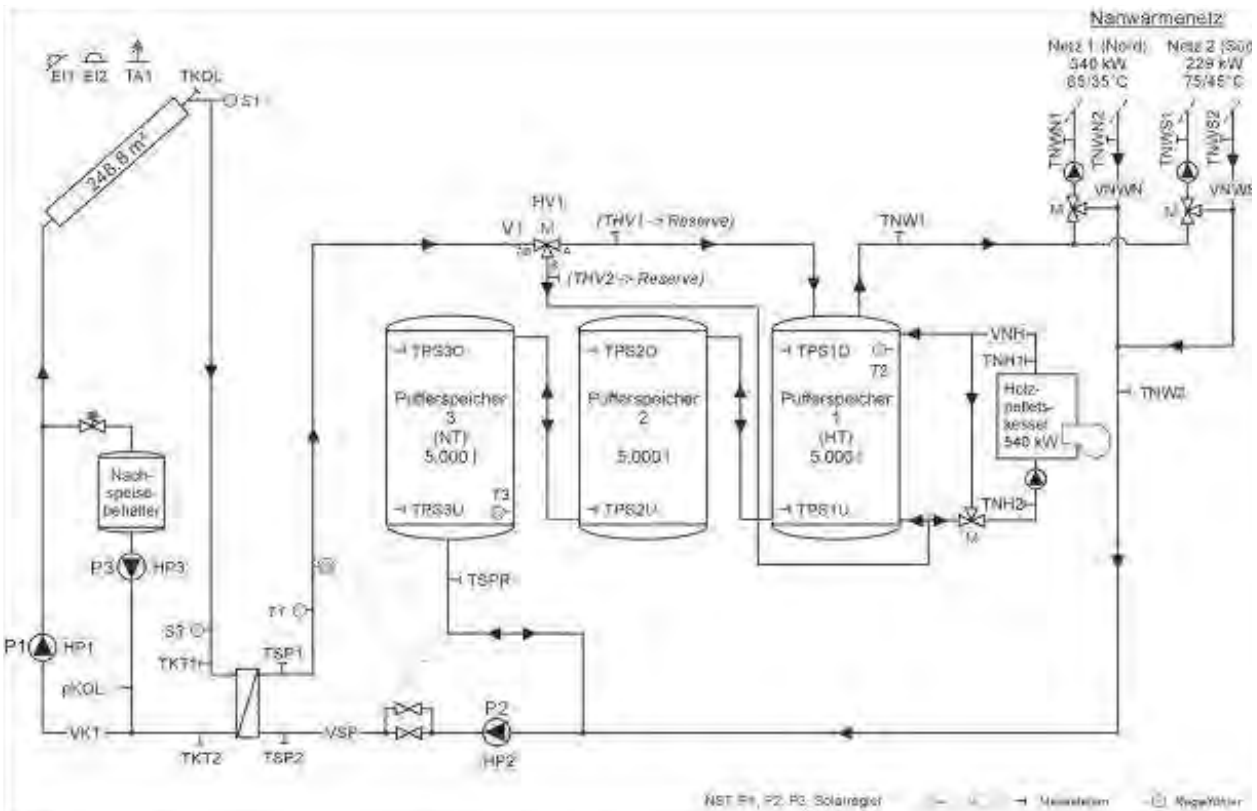


Bild 2: Prinzipschaltbild Solaranlage Nahwärme Holzgerlingen mit Messstellen

Für die CO₂-neutrale Wärmeversorgung wird in einer Heizzentrale ein Holzpelletskessel (540 kW) in Kombination mit einer thermischen Solaranlage (249 m²) und drei Pufferspeichern (je 5.000 Liter Inhalt) eingesetzt. Ein weiterer Holzpelletskessel (220 kW) speist von einer zweiten Heizzentrale ins Nahwärmenetz ein.

Die Solaranlage wurde so ausgelegt, dass sie im Sommer den gesamten Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung sowie die Netzverluste abdecken kann und somit der Pelletskessel mit 220 kW Heizleistung im Sommer außer Betrieb ist. Die 248,8 m² große Flachkollektoranlage ist auf dem Flachdach des Kindergartens aufgeständert. Die Ausrichtung des Kollektorfeldes weicht um 8° nach Westen von der Südrichtung ab. Die Neigung zur Horizontalen beträgt 30°. Jeweils zwei Kollektoren sind in Reihe geschaltet. Die erzeugte Solarwärme wird über eine erdverlegte Leitung vom Kollektorfeld in die Heizzentrale transportiert und über einen Wärmeübertrager in die Pufferspeicher eingespeist.

In der Heizzentrale, die 60 m vom Kindergarten entfernt ist, sind der Holzpelletskessel, die drei in Reihe geschalteten Pufferspeicher sowie die Wärmeübertrager untergebracht. Um unerwünschtes Takten des Holzpelletskessels zu vermeiden, ist der Kessel an den Pufferspeicher 1 angeschlossen. Die Verteilung der erzeugten Wärme erfolgt von der Heizzentrale über ein Nahwärmenetz.

Das Nahwärmenetz besteht aus zwei Teilnetzen (Nord und Süd). Das südliche Teilnetz ist für eine Leistung von 229 kW bei 70 °C Vorlauf und 40 °C Rücklauf-temperatur ausgelegt. Das nördliche Teilnetz ist für eine Leistung von 340 kW bei 65 °C Vorlauf und 35 °C Rücklauf ausgelegt. Über ans N ahwärmenetz angeschlossene Wärmeübergabestationen werden die Gebäude mit Wärme für die Gebäudeheizung und die Trinkwassererwärmung versorgt. Die Wärmeversorgung des Baugebietes Hülben wird vom Contracting-Unternehmen Immotherm GmbH betrieben.

3 Betriebserfahrungen und Optimierungsmaßnahmen

Mit dem von der Hochschule Offenburg konzipierten und umgesetzten Meßsystem werden an Hand charakteristischer Anlagendaten die Energieströme innerhalb der Solaranlage und über die Systemgrenzen hinweg erfasst.

Durch die Analyse der Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig aufbereitet und z.B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen wird der Anlagenbetrieb analysiert. Werden Abweichungen von den zu erwartenden Werten festgestellt, so erfolgt eine Fehleranalyse, auf deren Basis Optimierungsmaßnahmen ausgearbeitet werden.

Seit der Inbetriebnahme des Messsystems in Holzgerlingen Ende 2005 wurden aus den Messdaten folgende Optimierungsmaßnahmen abgeleitet und umgesetzt:

Defektes Strangreguliertventil im Speicherladekreis

Im Speicherladekreis ist ein Strangreguliertventil eingebaut. Damit wird der Volumenstrom am Wärmeübertrager so geregelt, dass möglichst 70 °C warmes Wasser in die Pufferspeicher eingespeist wird. Die Regelung dieses Ventils war defekt und wurde im Frühjahr 2007 ersetzt. Seither funktioniert diese Regelung einwandfrei.

Einspeisung in Pufferspeicher

Während des Probetriebs zeigte sich, dass die Einspeisung der Wärme in die Pufferspeicher nicht optimal war, weshalb diese am 16. August 2006 umgebaut wurden. Vor dem Umbau wurde die Solarwärme entweder in den heißen Pufferspeicher 1 oben oder zwischen Pufferspeicher 2 unten und Pufferspeicher 3 oben eingespeist. Dies erwies sich als nicht geeignet, da sich keine optimale Temperaturschichtung in den Speichern ausbilden konnte. Aus diesem Grund wurde die Einspeisung zwischen Speicher 2 und 3 geschlossen und an Pufferspeicher 1 unten (im Nachheizkreis) angebracht (Bild 2). Mit dieser Maßnahme wurde eine optimale Temperaturschichtung in den Speichern erzielt. Durch die Einspeisung im Nachheizkreis ergaben sich Fehlströmungen im Speicherladekreis von ca. 0,8 m³/h bei Betrieb der Pumpe des Nachheizkreises. Dies wurde durch eine Veränderung der Steuerung des Beladeventils behoben.

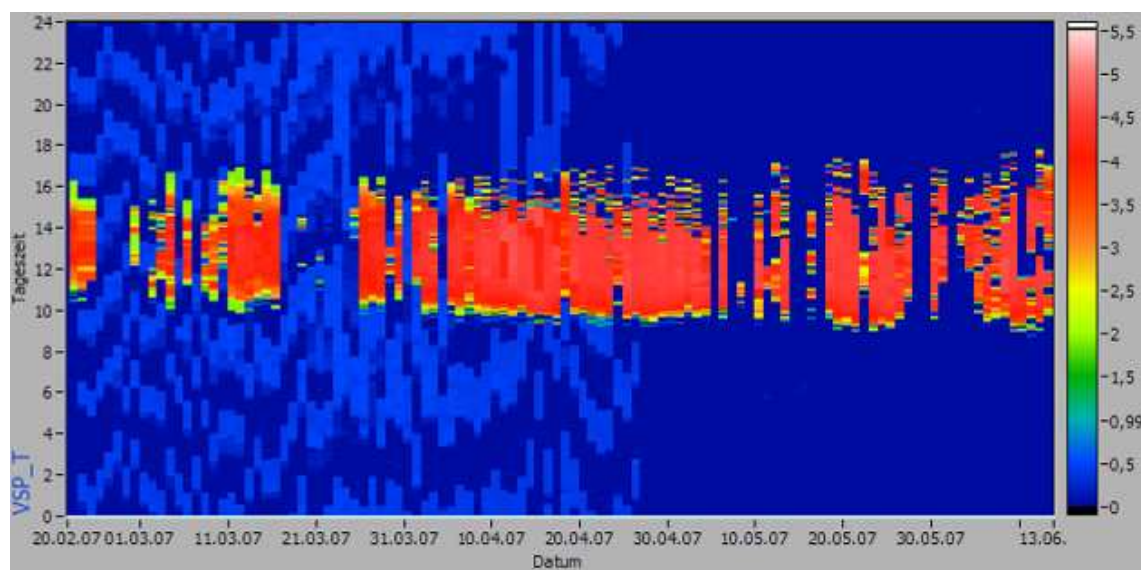


Bild 3: Carpet-Plot des Volumenstroms VSP am Wärmeübertrager sekundärseitig.

Es wird nun so geschaltet, dass es bei Stillstand der Speicherladekreispumpe auf Puffer 1 oben geschaltet ist. In Bild 3 ist der Volumenstrom am Wärmeübertrager sekundärseitig dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass seit der Änderung der Regelung des Beladeventils am 26.04.2007 keine Fehlströmungen mehr auftreten.

Undichtigkeiten im Kollektorfeld

Im Juli 2007 kam es zu Undichtigkeiten im Kollektorfeld. Durch die Wärmeausdehnung der Absorber rieben sich die Wellenschläuche, die zur Verbindung der Kollektoren mit den Sammelrohren angebracht waren, an den Kollektorgehäusen und wurden undicht. Um dies in Zukunft zu vermeiden, wurde ein Stück Rohr angebracht, das aus dem Kollektorgehäuse herausragt und dadurch den direkten Kontakt von Wellenschlauch und Gehäuse verhindert.

Am 17.11.2007 kam es erneut zu einer Undichtigkeit im Kollektorkreis und dadurch zu einem mehrwöchigen Stillstand. Bei einem Kollektor lösten sich die Absorberrohre aus dem Verteilerrohr und verursachten die Undichtigkeit.

Verfärbungen an den Absorberblechen der Kollektoren

An den Absorberblechen wurden teilweise punktuelle, zum Teil großflächige Verfärbungen festgestellt. Die betroffenen Absorberbleche wurden vom Hersteller im Februar 2007 ausgetauscht bzw. bei punktuellen Verfärbungen ausgebessert.

Verzögerung des Starts des Intensivmessjahres

Erst Ende 2006 waren alle Gebäude bezogen, die an die Nahwärmeversorgung angeschlossen werden sollten. Bis zu diesem Zeitpunkt war der für die Berechnung der Energiegarantie vorgegebene Wärmebedarf nicht gegeben. Dementsprechend wurde das Intensivmessjahr erst gestartet, als alle Gebäude angeschlossen und bewohnt waren. Eine weitere Verzögerung ergab sich durch die erwähnten Undichtigkeiten im Kollektorfeld und die Verfärbungen der Absorberbleche. Die Verfärbungen konnten erst Ende Februar 2007 behoben werden, so dass sich der Start des Messjahres auf den 01. März 2007 verschob.

Hohe Rücklauftemperaturen

In beiden Nahwärmenetzen wurden Rücklauftemperaturen gemessen, die deutlich über den Auslegungstemperaturen lagen. Dies hatte zur Folge, dass auch im unteren Bereich der Speicher ein hohes Temperaturniveau herrschte, wodurch der Ertrag der Solaranlage deutlich geringer ausfiel als bei niedrigerer Rücklauf-temperatur. Im südlichen Teil des Nahwärmenetzes konnte als Ursache hierfür ein

zu hoch eingestelltes Thermostatventil an einer Übergabestation mit Speicherladesystem als Ursache festgestellt werden. Da der Thermostat höher als die Netzvorlauftemperatur eingestellt war, konnte die Solltemperatur in dieser Übergabestation nicht erreicht werden, sodass ständig Wärme aus dem Nahwärmenetz angefordert wurde. Die Rücklauftemperatur lag deshalb im Sommer bei bis zu 65 °C. Am 28.06.2007 wurde dieses Problem entdeckt und behoben. In Bild 4 ist dieser Zeitpunkt durch die plötzlich niedrigeren Rücklauftemperaturen von 35 °C – 45 °C deutlich zu erkennen. Im Winter liegt die Rücklauftemperatur noch etwas niedriger.

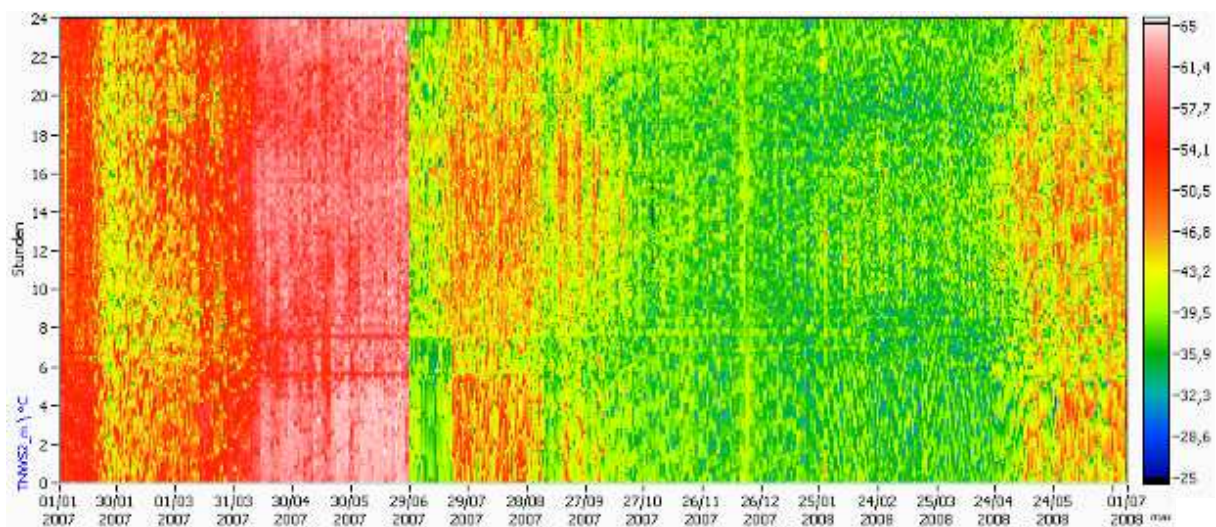


Bild 4: Carpet-Plot der Rücklauftemperatur im Nahwärmenetz Süd.

Im nördlichen Teil des Nahwärmenetzes ist in den Messdaten zu erkennen, dass am 09.11. und 29.11.2007 eine plötzliche Verringerung der Rücklauftemperatur aufgetreten ist. Sie reduziert sich insgesamt von 45 °C – 60 °C auf 35 °C – 45 °C (jeweils im Winter). Insgesamt bewegt sich die Rücklauftemperatur im nördlichen Nahwärmenetz auf einem deutlich höheren Temperaturniveau als im südlichen Netz.

Verschiedene im letzten Jahr durchgeführte Maßnahmen wie die Abkopplung der zweiten Heizzentrale im nördlichen Nahwärmenetz, Reparaturen an den Wärmeübergabestationen der Einfamilienhäuser und die Umstellung der Netzpumpe der ersten Heizzentrale (mit kombinierter Solaranlage) auf differenzdruckgeregelten Betrieb haben zu einer Verringerung der Rücklauftemperatur geführt.

Eine deutliche Absenkung der Rücklauftemperatur im nördlichen Netzstrang wurde ebenfalls durch die Reparatur der Vorlauftemperaturregelung erzielt (Bild 5).

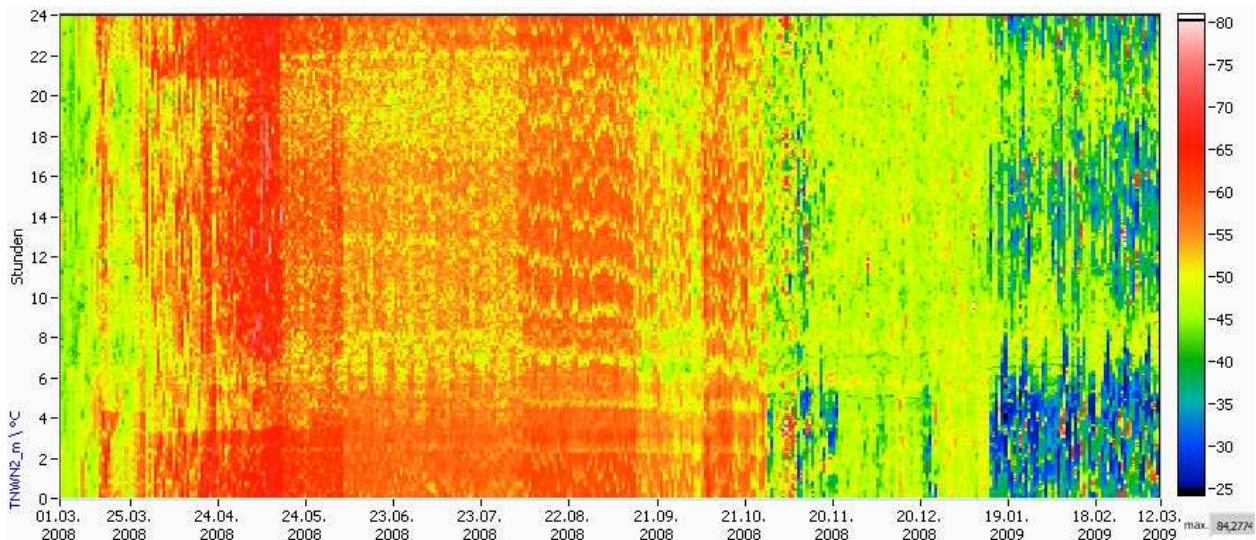


Bild 5: Carpet-Plot der Rücklauftemperatur im Nahwärmenetz Nord

In Folge der Verringerung der Netzurücklauftemperatur, liegt auch das Temperaturniveau in den Speichern deutlich niedriger, was sich wiederum positiv auf den Anlagennutzungsgrad auswirkt.

Abweichung Kollektortemperatur

Die Kollektortemperatur (TKOL) ist bei vorhandenem Volumenstrom im Kollektorkreis (VKT) im Tagesmittel um bis zu 10 K niedriger im Vergleich zur Kollektorkreisvorlauftemperatur am Wärmeübertrager (TKT1). Infolgedessen geht die Solaranlage seltener oder später in Betrieb und der solare Ertrag wird geschmälert. Physikalisch ist dies nur möglich, wenn die Kollektoren ungleichmäßig durchströmt werden und der Kollektor, an dem TKOL gemessen wird, deutlich besser durchströmt wird als die anderen. Eine weitere Möglichkeit ist ein schlecht platzierter Kollektorfühler, der eine zu niedrige Temperatur des Kollektorfluids erfasst. Durch Volumenstrommessungen im Kollektorfeld wurde die Durchströmung der einzelnen Teilfelder untersucht und festgestellt, dass die Teilfelder von einem bis zu 20 % unterschiedlichen Volumenstrom durchströmt werden. Es ist geplant, Regulierventile ein zu bauen, mit denen die Volumenströme gleichmäßig eingestellt werden können. Außerdem wurde der Temperaturfühler der Regelung, der bisher in einer Tauchhülle im Vorlauf eines Kollektors eingebaut war, durch einen Fühler am Absorberblech ersetzt.

Seit Verlegung des Kollektorfühlers der Regelung an das Absorberblech schaltet die Kollektorkreispumpe bereits ein, bevor die Schaltdifferenz überschritten ist. Demzufolge wird am Kollektorfühler am Absorberblech eine höhere Temperatur gemessen, als vorher in der Tauchhülle.

4 Messergebnisse und Systemkennzahlen

Die mittlere Wärmeabgabe lag während der 1. Intensivmessphase (01.03.2007 - 29.02.2008) bei 2.515 kWh pro Tag. Als Gesamt-Wärmeabgabe wurden in diesem Zeitraum 920.606 kWh gemessen. Der tatsächliche Wärmeverbrauch lag damit um 8% über dem für die Simulation (848.228 kWh) in der Planungsphase angenommenen Wärmeverbrauch.

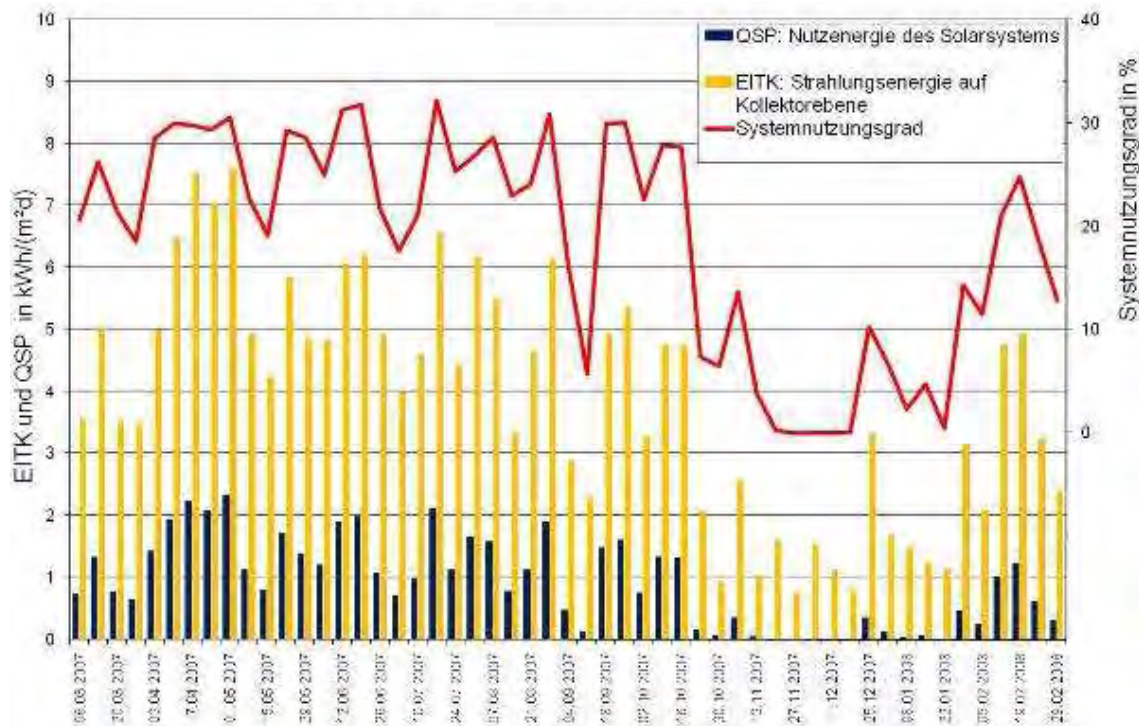


Bild 6: Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

Von der Gesamtstrahlung auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (E11) wurden im 1. Intensiv-Messjahr von 352.997 kWh bzw. 1.419 kWh/m² insgesamt 84.033 kWh über den Beladewärmeübertrager vom Kollektorkreis an den Pufferspeicher-Beladekreis abgegeben. Prozentual wurde von der eingestrahlt Energie 23,8 % (Systemnutzungsgrad) vom Beladekreis in die Solarspeicher geladen.

Bild 6 zeigt die spezifischen Tagesmittelwerte aus den Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad. Man sieht, dass der Solarertrag mit Zu- und Abnahme der Einstrahlung steigt und fällt. Ende November und Anfang Dezember fällt der Systemnutzungsgrad auf 0%, da die Solaranlage in diesem Zeitraum außer Betrieb war (siehe Kap. 3 „Undichtigkeit im Kollektorfeld“)

Von besonderem Interesse bei der Auswertung der Messdaten sind die Systemkenndaten: Solarertrag, Nutzungsgrad, Deckungsanteil und solare Nutzwärmekosten. Einen Überblick über die Anlagen- und Systemkenndaten des ersten Intensivmessjahres gibt Tabelle 1.

Tabelle 1: Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen für den Zeitraum 01.03.2007 bis 29.02.2008 (1. Intensivmessphase)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.03.07 – 29.02.08	
			Absolut	Spezifisch
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EI1	352.997 kWh	1419 kWh/(m ² a)
2	Nutzenergie des Solarsystems	QSP	84.033 kWh	338 kWh/(m ² a)
3	Energie von Nachheizung (Pelletkessel)	QNH	797.652 kWh	
4	Energieabgabe an Nahwärmenetz	QNW	920.606 kWh	2515 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	852 kWh	9,38 Wh/(m ² d)
6	Kollektorkreisnutzungsgrad	brutto	gKB	24,1%
7	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	gSB	23,8%
8		netto	gSN	23,6%
9	Solarer Deckungsanteil			
10	Gesamtenergie	brutto	dGE_B	9,5%
		netto	dGE_N	9,4%

Laut Messdaten wird mehr Wärme in das Nahwärmenetz eingespeist als von Pelletskessel und Solaranlage erzeugt wird. Da dies physikalisch nicht möglich ist, muss hier ein Messfehler vorliegen. Dieser konnte im Bereich der Wärmemengemessung des Pelletkessels lokalisiert werden. An dieser Stelle besteht zwischen Vor- und Rücklauf häufig eine sehr kleine Temperaturspreizung von unter 3 K. Hierdurch wirkt sich eine Abweichung der eingebauten Temperaturfühler sehr stark aus, sodass im vorliegenden Fall in der Summe weniger Wärme erfasst wurde als vom Kessel an die Speicher geliefert wurde. Durch ein Anheben der Temperaturspreizung (Verringerung des Volumenstroms) konnte dieses Problem mittlerweile gelöst werden.

5 Systemkosten und garantierter Energieertrag

Die Angebotskosten der realisierten Solaranlage lagen bei 159.875,34 €. Sie teilen sich wie in Bild 7 dargestellt in die verschiedenen spezifischen Kostenblöcke auf:

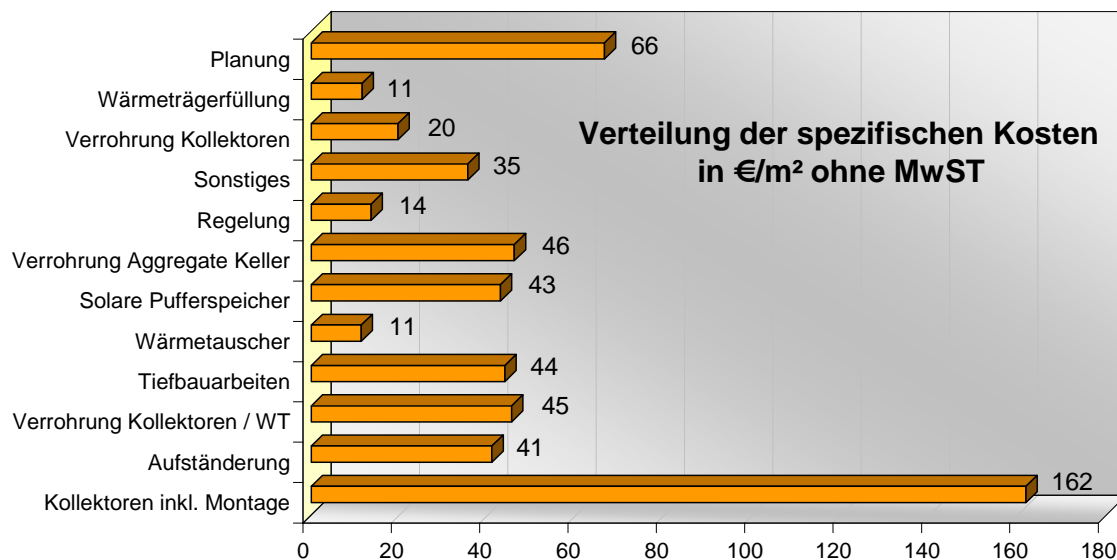


Bild 7: Verteilung der spezifischen Kosten für die Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (nach Vergabe)

Als wichtiger Angebots-Bestandteil wurde vom Installateur der Anlage ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 98.088 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten laut Angebot von 159.875,34 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,142 €/kWh. Mit dem im realen Betrieb gemessenen Jahresertrag von 84.033 kWh und den tatsächlich abgerechneten Systemkosten von 160.241,84 € ergeben sich tatsächliche Nutzwärmekosten von 0,166 €/kWh.

Die folgende Tabelle 2 stellt die angebotenen den abgerechneten Systemkosten gegenüber. Sie zeigt ebenfalls den garantierten Energieertrag neben dem Energieertrag des ersten Intensivmessjahres sowie die dazugehörigen solaren Nutzwärmekosten.

Tabelle 2: Garantierter Energieertrag, Systemkosten und solare Nutzwärmekosten für die Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen.

	Vergabe	Abgerechnet
Investitionskosten Solarsystem (ohne MwSt)	121.323,57 €	117.368,52
Planungskosten (ohne MwSt)	16.500,- €	20.771,- €
Kosten Solarsystem + Planung (inkl. 16% MwSt)	159.875,34 €	160.241,84 €
Spezifische Systemkosten (inkl. Planung und MwSt)	643 €/m ²	644 €/m ²
	Garantie	1. Messjahr
Energieertrag aus Solarsystem	98.088 kWh/a 394 kWh/(m ² a)	86.497 kWh/a 338 kWh/(m ² a)
Solare Nutzwärmekosten *	0,142 €/kWh	0,162 €/kWh
* Solare Nutzwärmekosten = (Systemkosten x rel. Annuität) / Solarertrag rel. Annuität = 8,72 %, basierend auf 20 Jahren Anlagenlebensdauer und 6% Kapitalzins.		

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Rücklauftemperatur, etc.) nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmen, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS korrigiert. Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen werden die in der Nachrechnung ermittelten korrigierten Werte für Energieertrag und Systemnutzungsgrad zusätzlich um 10% reduziert, d.h. die Garantie gilt als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90% der gemessenen Werte ist.

Im ersten Intensiv-Messjahr wurde die Energiegarantie nicht erfüllt. Hauptursache hierfür sind fehlerhafte Kollektorkennwerte des Jahres 2001, die im Vergleich zu den Kennwerten vom Jahr 2008, die von einem anderen Prüfinstitut ermittelt wurden, einen höheren Solarertrag versprechen. Im Angebot für die Solaranlage wurden die Kennwerte von 2001 eingereicht. Unabhängig davon wurden Maßnahmen zur Optimierung der Anlage eingeleitet, die in Kapitel 3 beschrieben sind. Ein weiteres

Garantiemessjahr, das am 01.12.2008 gestartet wurde, soll Aufschluss über den Erfolg der Maßnahmen bringen.



Bild 8: Kollektorfeld auf dem Dach des Kindergartens



Bild 9: Heizzentrale der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen

Weiterführende Literatur:

- /1/ Späte, F.; Laderer, H. „Solaranlagen; Handbuch der Thermischen Solarenergienutzung“; S 214 ff „Große Solaranlagen“ Huber, K; Bollin E. ; 10. Auflage; 2008

Large-Scale Solar Thermal Systems for Buildings in Germany

In the frame of the programme *Solarthermie-2000plus* financed by the German ministry of "Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit" (BMU), more than 70 large-scale solar thermal systems with a characteristic collector area of at least 100 m² were installed in Germany from 1993 until 2007. With the systems the technical and economical applicability should be demonstrated, solar techniques improved as well as the hydraulic system and dimensioning standardised.

The solar systems are monitored from planning through realisation to the first two years of system operation by independent institutes like Universities. Since 1999, the University of Applied Sciences Offenburg is responsible for the monitoring in southwest of Germany. The major tasks in the frame of *Solarthermie2000plus* are:

- Suitability test of the application.
- Support of all concerned partners on planning, tender and installation.
- Conception and installation of the measurement system.
- Monitoring and evaluation of system operation.
- Weak spot analysis and proposals for system optimisation.

The University of Applied Sciences Offenburg monitors eight large-scale solar thermal systems. Most of these systems are used for potable water heating. The newest solar system uses the solar heat for space heating and cooling.

Solar Heating of Potable Water

Characteristic for large-scale solar thermal systems for potable water heating in Germany are their division into collector cycle, buffer storage cycle and potable water cycle, separated by heat exchangers.

Two concepts are common in Germany: solar systems with a preheating storage tank which is charged with solar energy from the solar buffer storage, see in Fig. 1, and solar systems which use the so-called "direct heating" principle where the solar heat is absorbed directly by the heat exchanger.

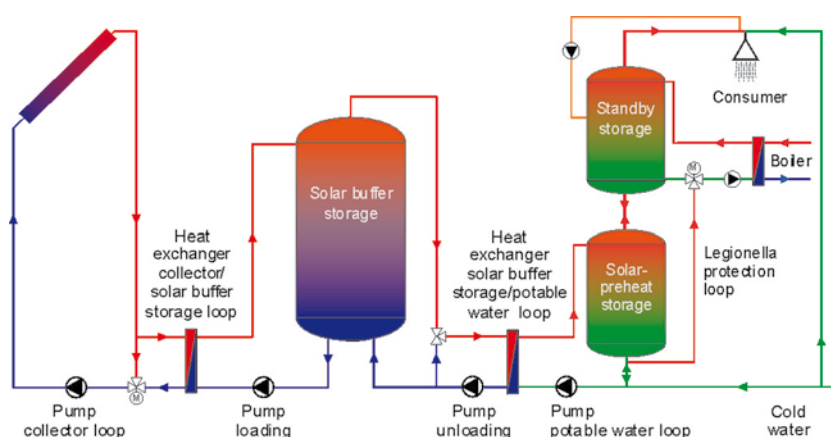


Figure 1: Hydraulic scheme of a solar system for potable water heating using preheating storage

The system with preheating storage has proved to be the most reliable system in Germany. Compared to the system with "direct heating" the system efficiency is reduced due to frequent high return temperatures of the solar buffer storage caused by high temperatures in the preheating storage tank.



The Research Group of the Large-Scale Solar Thermal System Project: Elmar Bollin, Eva Scheck, Daniel Jödicke, Klaus Huber

Authors/Contact:

University of Applied Sciences Offenburg, Solarthermie2000plus, Research Group NET (Sustainable Energy Techniques), Badstraße 24, D-77652 Offenburg, Germany, Tel.: +49-781-205-0, Fax: +49-781-205-138

Prof. Dipl.-Ing. Elmar Bollin, Head of Research Group
Phone: +49781/205 126
E-mail: bollin@fh-offenburg.de

Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck, Researcher
Phone: +49-781-205 362,
E-mail: eva.scheck@fh-offenburg.de

Dipl.-Ing. (FH) Daniel Jödicke, Researcher
Phone: +49-781-205 136,
E-mail: daniel.joedicke@fh-offenburg.de

Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber, Researcher
Phone: +49-781-205 294,
E-mail: klaus.huber@fh-offenburg.de

www.fh-offenburg.de/mv/st2000

Solar Yield

The annual solar yield based on measured data of every system related to the collector area for different years. Reasons for fluctuations within the annual yield are the dependency on various factors: weather, hot water consumption, concept of control, operation method of the conventional technique, troubles and fail functions of the solar system etc. The range of the measured solar yields is between 350 kWh/m² and 680 kWh/m².

Solar Fraction

The solar fraction specifies the energy, which is transferred from the solar thermal system to the potable water and is typically in case of preheating solar thermal systems in Germany in the range of 20 % up to 50 %. It is possible to increase the solar fraction by up scaling the collector array but the investment cost will increase too and the system efficiency decrease.

Investment Costs

The average specific investment costs for planning and installing the solar thermal systems were 681 Euro/m² collector area. The main reasons for higher costs are the collectors and their assembly (flat or sloped roof / in- or on-roof assembly).

Summary and Outlook Solar Cooling

During the *Solarthermie2000*-project, large-scale solar thermal systems for potable water heating were standardised. Within the intensive monitoring many fail functions were detected and a decrease of system efficiency and solar yield could be avoided. The specific costs for solar thermal energy promise to be competitive with conventional heat production with increasing energy prices in future.



Figure 2: Collector array (1330 m²) at Festo AG & Co. KG

The contribution of the eight monitored solar systems to the environment protection and fossil fuel saving is remarkable: Their operation achieves an annual saving of approx. 80,000 l heating oil respectively 80,000 m³ natural gas. With these systems approx. 200 t of CO₂ emission are prevented annually.

In future, the cooling demand in Germany will increase because of higher ambient temperatures and more desired comfort in buildings. That is why solar thermal cooling is getting more important. The University of Applied Sciences Offenburg assists two projects which use the solar thermal heat for cooling purposes. The great advantage of these systems is the availability of solar heat during daytime in summer, when the highest cooling demand exists. Therefore, buffer storages can be dispensed respectively lower dimensioned and the solar system enlarged. In summer, stagnations due to low thermal demand can widely be avoided. In winter when there is no cooling demand the solar heat is fed into the heating system. Thereby the price for specific solar heat can be reduced.

The first system at the Festo AG & Co. KG consists of 290 evacuated tube collectors with a gross collector area of 1330 m² to support three adsorption cooling machines with a cooling power of 353 kW per unit, in total 1.059 MW. The solar heat is transmitted across a separate heating distribution device which is connected to the cooling machines and to the space heating. The monitoring started in July 2008. Fig. 2 shows the collector array at Festo AG & Co. KG situated at Esslingen, Germany.



Figure 3: View to the piping of the adsorption chiller at Fest AG & Co. KG.

The second assisted project monitors two solar thermal systems for small-scale cooling in a field test of 10-20 systems in Germany and south Europe. The cooling power of each demonstration plant range about 7.5 kW and the monitoring duration is two years. The results and experiences will be used for optimisation of the operation parameters, controlling, system efficiency and performance and for standardisation of these systems.

Kühlen mit Wärme

Elmar Bollin, Klaus Huber, Hochschule Offenburg

Das erste Intensivmessjahr der größten solar unterstützten Klimatisierungsanlage Europas startete im August 2008. Die bei der Firma Festo AG & Co.KG in Betrieb genommene Anlage wird von der Forschungsgruppe Nachhaltige Energietechnik der Hochschule Offenburg im Rahmen des Förder- und Forschungskonzepts „Solarthermie2000plus“, wie bereits sieben andere Solargroßanlagen, wissenschaftlich technisch betreut.

Die voranschreitende Klimaveränderung sorgt für zunehmend heißere Sommertage, die nicht selten zu einer Überhitzung von Wohn- und Arbeitsräumen führen. Während die Solarenergie bisher hauptsächlich zur Wärmegewinnung eingesetzt wird, ist die solare Kühlung in Deutschland noch weitgehend ungenutzt. Dennoch ist es möglich, mit Wärme eine Klimatisierungsanlage anzutreiben – so paradox es für viele vielleicht klingen mag. Die Grundidee solarer Kühlung besteht darin, die „überschüssige“ Sonnenenergie zur Kühlung von Gebäuden gerade in der heißen Tageszeit zu nutzen. Der Kühlbedarf steigt und fällt mit dem Angebot an Sonnenenergie.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Klimaanlage, die mit elektrisch betriebenen Kompressoren arbeiten und einen um so höheren Energiebedarf haben, je wärmer die zu kühlende Luft ist, spart die solare Kühlung Strom und hat, anders als bei der solaren Heizung kein Speicherproblem. Die Firma Festo AG & Co. KG betreibt Festo am Hauptsitz in Esslingen die Kältemaschinen mit Abwärme von Kompressoren und Heizkesseln. Ende letzten Jahres wurde dann als dritte Wärmequelle die Solaranlage mit 1330 m² Kollektorfläche in das System integriert. Dies ist derzeit die, bezogen auf die Kälteleistung, größte solar unterstützte Klimatisierungsanlage Europas. Durch die Einbindung der Solaranlage zur Kühlung der Büroräume und des Rechenzentrums werden vom Kollektorhersteller 500 Megawattstunden (MWh) pro Jahr an solarem Ertrag garantiert. Laut Berech-

nungen sind sogar 650 MWh möglich, die das Unternehmen an Primärenergie einsparen kann. Im Winter, wenn keine Kühlung benötigt wird, kann die Solarwärme für die Beheizung der Gebäude genutzt werden.

Die Hochschule Offenburg unterstützte Festo bei der Anlagenplanung und übernahm die Konzeption und Installation der Messtechnik. Seit Inbetriebnahme der Anlage ist die Hochschule zuständig für die mehrjährige Messdatenerfassung und -auswertung sowie die Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs. Mit dem Know-how des Offenburger Forschungsteams sollen eventuelle Störfälle analysiert und Optimierungsvorschläge eingebracht werden. Dabei wird die Hochschule vom Fraunhofer ISE, dem Spezialist im Bereich solare Klimatisierung, beratend unterstützt. Nach ersten Optimierungen im Probetrieb startete nun im August 2008 das erste Intensivmessjahr des weltweit größten Vakuumröhren-Kollektorfelds als Wärmequelle für die derzeit leistungsstärkste Adsorptionskälteanlage der Welt.

Das Forschungsvorhaben und die messtechnische Begleitung der solar unterstützten Klimatisierungsanlage bei Festo werden im Rahmen des Förderprogramms „Solarthermie2000plus“ durch das Bundesumweltministerium gefördert. Generelles Ziel der Fördermaßnahme „Solarthermie2000plus“ ist es, durch forschungsbegleitende Pilot- und Demonstrationsprojekte die wissenschaftlich-technischen und recht-



Abb. 2: Verrohrung zwischen den Kollektoren vor Inbetriebnahme. Die Kollektoren sind noch abgedeckt

lich-organisatorischen Voraussetzungen zu schaffen, dass die Solarthermie künftig einen deutlich höheren Beitrag am Wärmemarkt zur Substitution fossiler Brennstoffe leisten und damit auch ein wirksamer Klimaschutz erreicht werden kann. Die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch die weitere Senkung der solaren Wärmekosten ist ebenfalls ein zentrales Ziel.

Derzeit werden von der Hochschule Offenburg im Rahmen dieses Förderprogramms insgesamt acht thermische Solargroßanlagen betreut. Sechs Anlagen zur Warmwasserbereitung mit Standorten in Freiburg, Mindelheim, Singen, Baden-Baden und Waldbronn, eine zur Unterstützung der Nahwärmeversorgung in Holzgerlingen sowie die Anlage bei Festo zur solar unterstützten Klimatisierung, in Esslingen.

Kontakt

Prof. Elmar Bollin, Hochschule Offenburg, Tel. 0781/205-126, E-Mail: bollin@fh-offenburg.de

Dipl.-Ing.(FH) Klaus Huber, Tel. Tel: 0781/205-294, E-Mail: klaus.huber@fh-offenburg.de



Abb. 1: Teil des Kollektorfeldes und des Nachbargebäudes, das mit Solarwärme und -kälte versorgt wird. (Quelle: Festo)

Operation Analysis and Energy Evaluation of a Solar-thermal System Assisting the Air Conditioning of an Office/Administration Building

Klaus Huber, Elmar Bollin, Eva Scheck, Dainel Jödicke, Edo Wiemken*, Jakub Wewior*, Ursula Eicker**, Dirk Pietruschka**, Antoine Dalibard**, Rolf Meißner***, Christiane Kettner***

Hochschule Offenburg (HSO), Badstr. 24, 77652 Offenburg, bollin@fh-offenburg.de

*Fraunhofer ISE (FHG ISE), Heidenhofstrasse 2, 79110 Freiburg, edo.wiemken@ise.fhg.de

**Hochschule für Technik Stuttgart (HfT), Schellingstr. 24, 70174 Stuttgart, ursula.eicker@hft-stuttgart.de

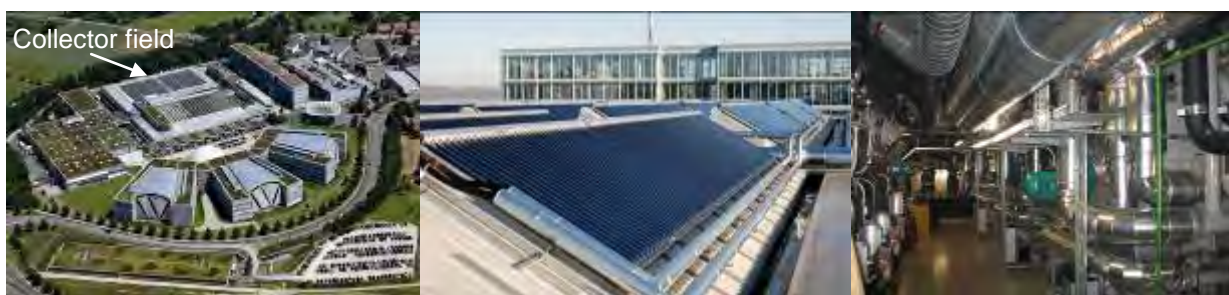
***Paradigma Deutschland GmbH, Ettlinger Str. 30, 76307 Karlsbad, R.Meissner@paradigma.de

The chapters of this report were provided by different authors. The author is specified behind the headline of each Chapter.

1 Introduction

Since July 2006, Offenburg University of Applied Sciences, in collaboration with the Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems in Freiburg and Stuttgart University of Applied Sciences, has been monitoring the solar-assisted air conditioning of Festo AG & Co. KG in Esslingen. The system was funded by the German Federal Environment Ministry in the scope of the research project Solarthermie2000plus. The existing adsorption chiller, previously powered by waste heat from compressors and by gas boilers, was retrofitted with a solar-thermal system as a third heat supply.

The solar-thermal system comprises a field of CPC vacuum tube collectors manufactured by Paradigma, covering 1330 m² gross collector area, and two buffer storage tanks of 8.5 m³ storage volume each. The cooling power is produced by three adsorption chillers rated at 353 kW each. The solar system and cooling system are connected via the heating system and various distributors. The solar system has also been connected to the thermo-active building system of a new building in order to exploit the solar heat optimally at low return temperatures for space heating while the chillers are not in operation.



Source: Festo

Figure 1.1: From left: aerial view of the Festo AG & Co. KG premises in Esslingen; Collector field; Adsorption chiller

Prior to and during system operation, Stuttgart University of Applied Sciences and the collector manufacturer Paradigma GmbH performed dynamic simulations in order to dimension and evaluate the system.

81 additional sensors allowed detailed monitoring of the solar and cooling system operation. Upon completion of the test run, the first year of intensive measurement commenced in August 2008 [1, 2].

2 History and motives behind the construction of the system (HSO)

At the factory premises of Festo AG & Co. KG in Esslingen, a large amount of waste heat is produced by compressors, at temperatures between 65°C and 75°C. In order to exploit this energy even during the summer, when no space heating is required, and thereby save on primary energy and CO₂ emissions, Festo considered installing thermal chillers. The mean driving temperature of approximately 70 °C was too low for conventional absorption cooling machines, which is why three adsorption chillers, manufactured by Mayekawa and rated 353 kW each, were purchased and commissioned in 2001.

In addition to the compressor waste heat, these chillers also required heat from gas boilers to operate. In order to reduce the proportion of heat from gas boilers, Festo decided to install a solar-thermal system as a third source of heat. The saw-tooth roof of a factory hall was practically ideal for this, given its pitch (30°) and orientation (south +18°). In order to achieve high yields, and to guarantee the required temperature level of 80°C, Festo decided to install vacuum tube collectors.

3 Design and hydraulic of solar system (Paradigma)

The special feature of the solar system at Festo AG & Co. KG is that it's driven with water as the heat transfer medium ("only water system"). Furthermore it is a one circuit system which means that there's no need for a heat exchanger between the solar circuit and the storage tank / heating system. The "only water system" has several advantages compared to the system driven with anti freezing compounds like glycol but it needs an active and innovative frost protection within the solar controller. In special the comparatively low viscosity of water adverse glycol water mixtures (1/9 at 0 °C ... 1/3 at 100 °C) leads to a better hydraulic controllability because all incidents occur in turbulent flow regions. Even 4 reasons result in conspicuous better heat transfer characteristics of water adverse anti freezing compounds:

1. Thinner boundary layers, that means higher Nusselt numbers, conspicuous lower heat transfer resistance
2. Higher thermal conductivity, meaning higher heat transport (approx. 50 % at 40 °C)
3. Higher heating capacity meaning better power density (approx. 15 % at 40 °C)
4. Lower pressure loss (approx. 30 % at turbulent flow and 75 % at laminar flow) that means better heat transport, high savings of operational current.

These processes are relevant in the collector as well as in the heat exchanger. The use of water improves the collector efficiency considerably. Regarding the heat exchanger water leads to a reduction of the heat transferring area of two thirds at the same performance like typical anti freezing compounds. It is even better to avoid a heat exchanger like done at the solar system at Festo.

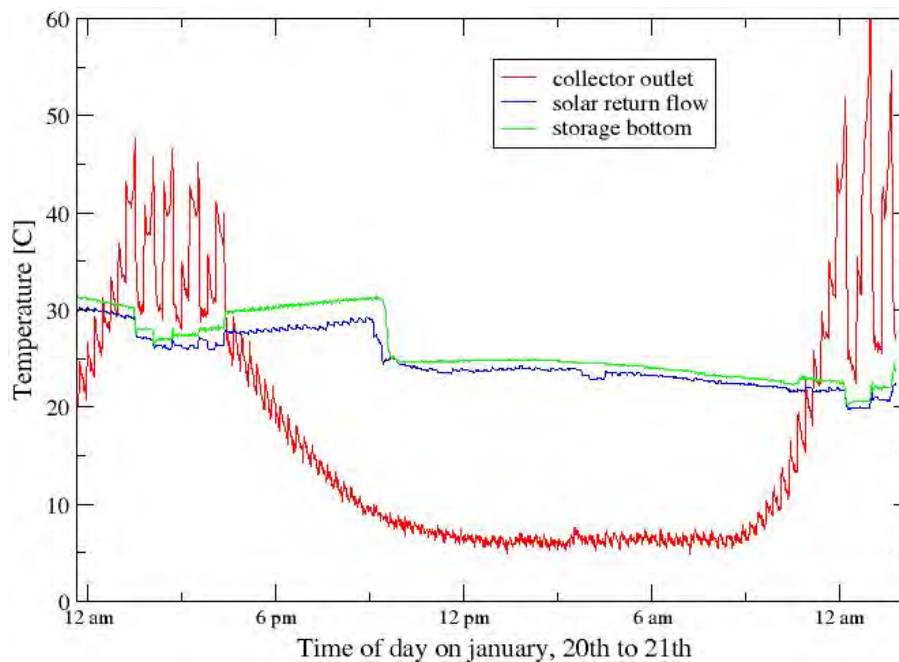
It is not comprehensible to conduct the performance evaluation according to the DIN EN 12975 with water and to apply the results also for anti freezing compounds. This may be of no importance for residential houses where neither function nor solar yields are controlled. Regarding large-scale solar-thermal systems with yield guarantees this may cause more and more trouble for lots of manufacturers.

Because of the high pressure authority within the collector rows the piping network could be designed asymmetric. The integrated return flow pipes within the collector could save up to approx. 700 m of pipes on the roof. Asymmetric means that we have the lowest volume flow in the farthest collector referred to the main collecting pipe and that the specific volume flow increases when coming closer to the main collecting pipe. This serves for controlled draining in case of stagnation and for the automatic filling. There are neither valves within the collector field nor matching devices. The serial alignment of two solar pumps guarantees the necessary pressure with acceptable small pumps. Therefore it is enough to use wet running meters whose waste heat will widely be absorbed of the system. In case of a pumping failure the frost protection as well as the emergency operation with 75 % of the nominal volume flow is guaranteed.

Regarding the so called "bucket principle" the solar field is "drained" when it is hot enough. The solar pumps therefore work in intervals at full performance also in case of frost protection. With speed controlled pumps (matched-flow) the defined flow through each single collector cannot be assured. The "bucket principle" reduces the running time of the pumps to approximately 50 % compared to speed controlled solar pumps and therefore saves heat losses within the pipes especially before starting.

4 Control of active frost protection (Paradigma)

Active frost protection means that little heat quantities can on demand be feed out of the storage tank into the solar circuit. Therefore a short operation of the pump in wide time intervals is absolutely enough. The heat which in most cases can't be used for other purposes because of its temperature level is taken out of the lower area of the tank with low temperatures. The active frost protection is designed for a temperature of 5 °C at the collector outlet. Heat emission to the environment compared to a system running with anti freezing compound and free cooling down is slightly higher because also these compounds approach very slowly to the ambient temperature. Frost protection is only based on the sensors also used for feeding operation: Lower storage tank temperature, solar inlet temperature and solar outlet temperature. The pipes exposed to the environment cool down much faster even when being well insulated compared to the vacuum tube collector itself. Although temperature sensors within the pipes have been waived because of the high related effort the solar controller needs to know the time of circulation necessary for frost protection. Regarding the lowest frost protection level the travel time of the water in the solar outlet from the solar outlet sensor to the storage entry nozzle takes several hours. This is conspicuously more than the time needed of each single pipe to freeze if ambient temperature is for instance at -20 °C. The frost protection algorithm adopts its control mode intelligently to the particular conditions to guarantee frost protection down to -30 °C without at the same time heating up pipes in periods of lower frost conditions. This works pretty well if the storage temperature in the lower area of the storage tank during winter and at night is not higher than 65 °C because the time of circulation cannot be reduced to any values to compensate higher temperatures in the solar inlet. At normal case the storage tank during heating operation in winter is discharged that far that temperature in the lower area of the storage tank is around 30 °C to 40 °C. **Figure 4.1** shows an example for the frost protection operation. When having a look at the collector outlet temperature the regular spikes result from several seconds enduring operation periods of the solar pumps. After the cool down period the frost protection function controls the collector outlet temperature on a minimum temperature of 5 °C.



Source: Paradigma

Figure 4.1: Characteristics of collector inlet and outlet temperature and storage temperature during frost protection operation. The collector outlet temperature is kept on at least 5 °C.

As experiences with this system show there is a deficit regarding the present existing and used yield control for large-scale solar-thermal systems: the disregard of "negative heat yields" from the solar system into the storage tank. Negative Heat yields for instance occur in the morning when having the first feeding of the solar collectors, because in this case the still cold water of the outlet pipe is flushed into the storage tank. Different to small-scale solar-thermal systems the content of the pipes in large-scale solar-thermal systems often exceeds the content of the collectors themselves. In case of the Festo system there is more water only in the solar outlet pipe than in all collectors together. Negative heat yields can also occur when the return flow inhibitor in the solar circuit collapses. In this case a thermal gravity circulation may occur in direction of normal flow direction or the other way round during which continuously warm water of the storage tank comes out and returns with colder temperatures. This effect took place at Festo during test operation. If it is not detected during a longer time this may result in considerable heat losses of the storage tank. These heat

flows are not able to be measured with appropriate effort. Only an adequate function control within the solar controller which signals for instance the unforced circulation will help to avoid those energy losses permanently. Losses caused throughout start ups or unforced circulations occur in all solar thermal systems but this was ignored until the monitoring of the Festo system was done. Also the active frost protection causes small negative heat inputs into the storage tank. To analyse them all negative heat flows of the Festo system have been measured for the first time ever.

Further factors have to be taken into account for the energetic evaluation of the active frost protection in comparison to glycol filled systems:

- The heating energy that is inserted into the collectors and the solar pipes during active frost protection by night is not lost. This energy is partially available the next morning. The heating up period then begins from a higher temperature level than when having a free cooling down to ambient temperature. Therefore the heat charging can be started earlier.
- If there is only “rest heat” in the storage tank available at the end of the day that is below the lowest usable temperature level this heat is practically of no value and has therewith no influence on the yearly solar effective energy balance not important whether this “rest heat” is used for frost protection or not.
- The need of electricity for the solar pumps during frost protection operation is small and only a fractional amount compared to the normal operation. The “bucket principle” leads to savings up to 50 % of the running time of the solar pumps compared to speed controlled pumps. Instead, the necessary system separation when operating with anti freezing compounds requests normally an additional solar pump. The highly different need of pumping work for water and anti freezing compounds has still been discussed in the last chapter.

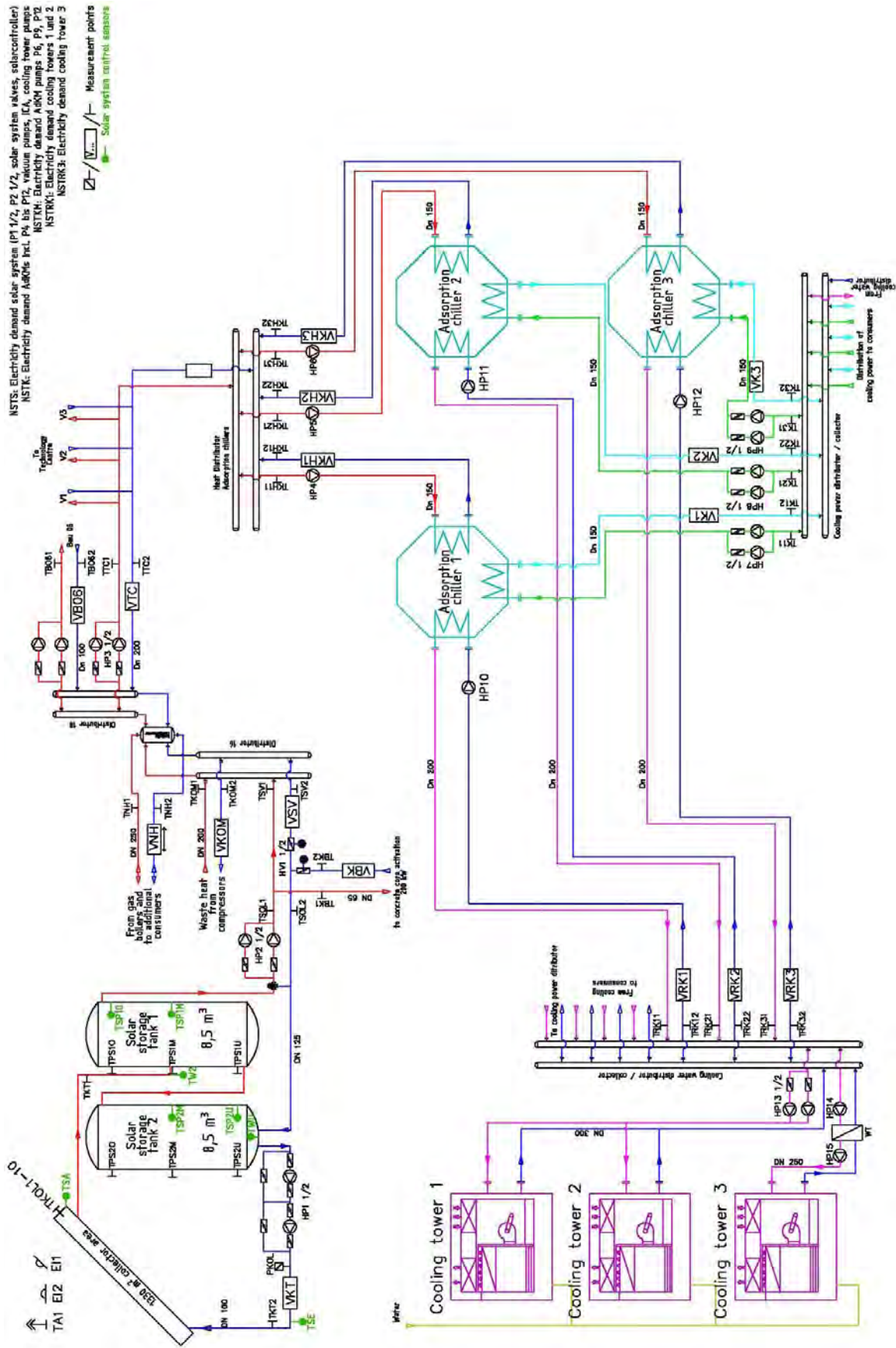
The application of water as heat transferring medium in regions without frost safety are only reasonable by the use of vacuum tube collectors. Regarding flat plate collectors the heat loss rate is far too high. With a too simple frost protection algorithm in moderate climatic regions as Germany for instance there would have to be conspicuous high heat losses to be taken into account even with high qualitative vacuum tube collectors. Only the combination of very good CPC vacuum collectors with an intelligent active frost protection results besides the above described advantages in an ensured energetic advantage. If the solar heating energy is adopted of the system the solar pumps switch off and the water within the collectors promptly starts to boil. The vapour expands into the storage tank and condenses inside of the buffer. During this change over of the solar system in stagnation the condensing vapour additionally heats up the buffer by approximately 15 °C to 20 °C. During this change over the solar outlet pipe can reach temperatures up to 180 °C. Afterwards the outlet pipe cools down slowly to the ambient temperature and is refilled slowly with water whereas in stagnation there is only dry vapour with temperatures up to 200 °C – 300 °C in the collectors. Stagnation can occur often and long enduring without causing any problems. Contrary to all prospects of the operator the Festo system still has been in stagnation for 18 times. It was registered regularly but only of the monitoring equipment, not of the attendant employees because the process of the fast vapour movement proceeds unspectacular silent.

5 Monitoring and equipment (HSO)

The additional measuring system was to measure all energy fluxes within the system boundary (solar system/main distributor and adsorption chiller) and beyond the system limits. In particular, the volume flow of heat fed from the collector field into the storage tanks and delivered to the heating system was to be measured as well as the heat from the boilers and compressors. Given the “water-only system” and its freeze protection circuit, the heat pumped from the heating system to the collector field via the buffer storage tanks had to be measured separately. In the adsorption chillers, the heat flow volume was to be measured at all three circuits of each machine.

Elaborate measurement of the electricity consumption of the adsorption chiller, its peripheral pumps and the cooling towers was to shed light on the electrical energy requirements of the machines, and allow this to be determined for each individual consumer. Furthermore, the solar incidence and outdoor and collector temperatures were also to be measured.

This elaborate measuring system allowed a comprehensive evaluation of the plant operation. In addition to this analysis of the optimization potential, it should also be possible to analyze malfunctions and to determine plant characteristics for comparing plants (benchmarking) such as solar gain, efficiency, solar fraction and useful solar heating costs. **Figure 5.1** shows the system schematic with measuring and control sensors in the solar system.

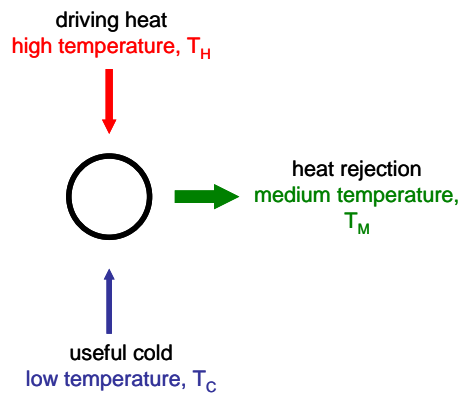


Source: HS Offenburg

Figure 5.1: Schematic of the solar air conditioning at Festo AG & Co. KG in Esslingen with the measuring and control sensors of the solar system.

6 Principle of closed cycle adsorption chillers (FHG ISE)

Adsorption technology is a heat transformation process. Compared to a conventional process, the mechanically compressor is replaced by components enabling a sorptive cycle, i.e., an adsorber and generator component. The adsorption process uses three different temperature levels as shown in **Figure 6.1**. Driving heat is applied at the high temperature level to the generator; heat from an external chilled water circuit is removed in the evaporator at the low temperature level, and both, driving heat and 'useful cold', has to be rejected to the environment at a medium temperature level.

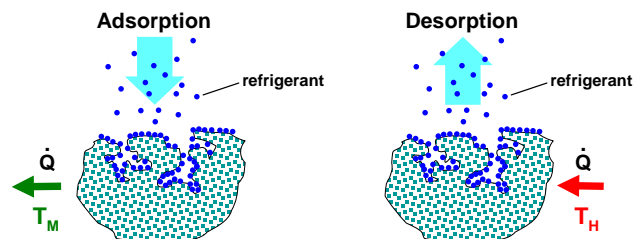


Source: Fraunhofer ISE

Figure 6.1 General scheme of a thermally driven cooling process.

Commonly, water is used as refrigerant. The refrigerant is vapourized at low pressure in the evaporator, and in order to maintain the refrigerant cycle, the sorptive components are periodically adsorbing and releasing the refrigerant vapour, i.e., they periodically change their function from adsorber and generator and vice versa.

The functionality of the generator and the adsorber chamber is based on the physical properties of adsorption materials. In the chambers, heat exchangers are covered with the sorptive material, either silica gel or zeolithe. Due to the hygroscopic properties, refrigerant vapour is adsorbed in the adsorber and attached as water at inner surfaces of the open porous material until saturation. Sorption heat is removed in this process through coupling the heat exchanger to a cooling water circuit during this action. After saturation, the heat exchanger is switched to the driving heat circuit and the compartment acts as generator, thereby releasing (desorbing) the refrigerant vapour which is subsequently liquified in the condenser of the chiller to be finally returned to the evaporator again. **Figure 6.2** illustrates the process, and **Figure 6.3** shows the schematic design of an adsorption chiller.

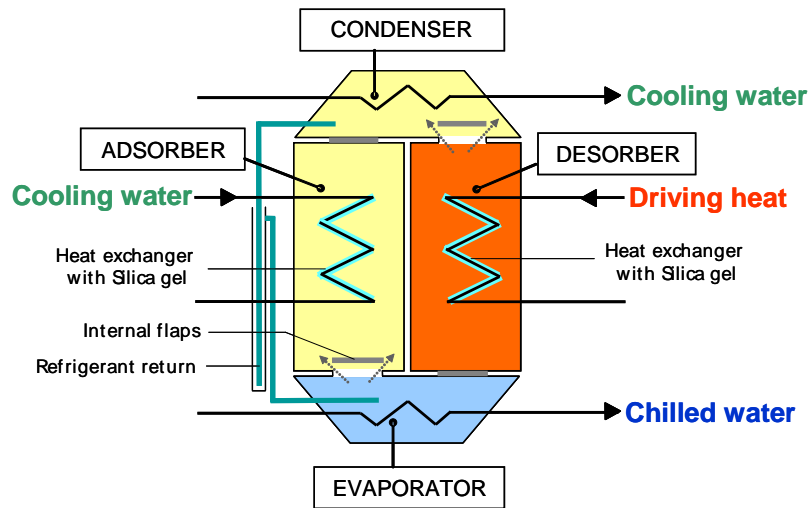


Source: Fraunhofer ISE

Figure 6.2 Adsorption and desorption of refrigerant in the sorbent. In the adsorption phase, the sorbent is to be cooled in order to maintain the sorption process; sorption heat is removed. In case heat at higher temperature is applied, the refrigerant is desorbed. For this process, driving temperatures of approx. 60°C to 90°C are required.

Market available adsorption chillers are equipped with two sorptive compartments: while one is working as adsorber, the other one is switched as generator. After one cycle (typically in the range from 6 to 15 minutes), the compartments interchange their function. In this way, a quasi-continuous operation is achieved.

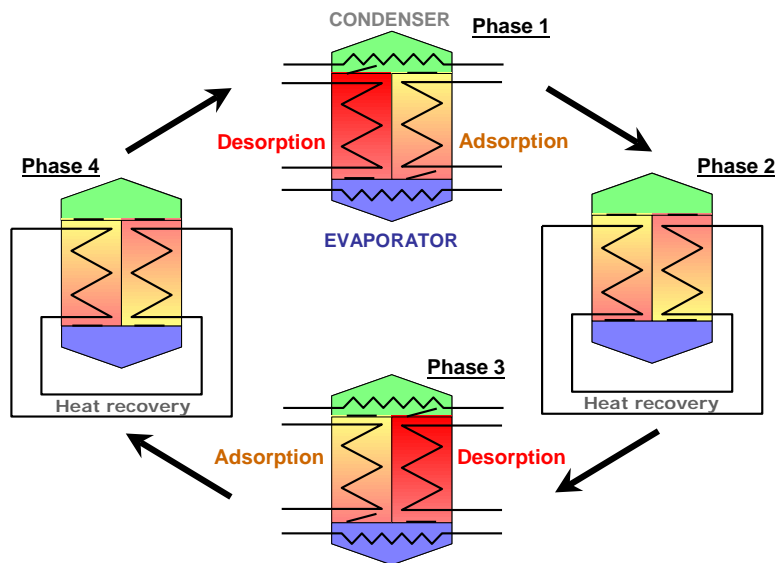
From the physical principle, the chillers do not need any pumps or moving elements inside, just valves or flaps operated through pressure differences. Evaporator and adsorber are operating at a low pressure of a few mbar. Larger units are equipped with an own vacuum pump for occasionally renewing the vacuum. Also, for technical reasons, some units are equipped with a small refrigerant pump.



Source: Fraunhofer ISE

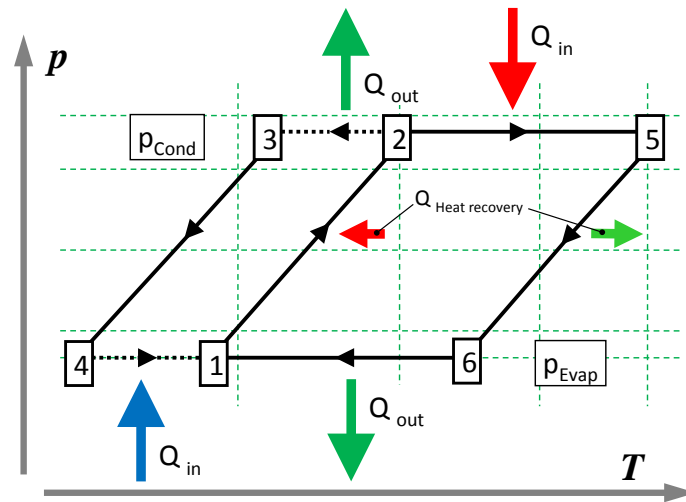
Figure 6.3 A schematic design of an adsorption chiller.

Figure 6.4 illustrates the cycling operation of an adsorption chiller and **Figure 6.5** shows the process in the corresponding P-T diagram. The process description starts in the evaporator. In this chamber, the refrigerant is sprayed at a heat exchanger, connected to the external chilled water circuit. The refrigerant evaporates by extracting heat from the chilled water loop. The refrigerant vapour rises into the adsorber where it is adsorbed by releasing heat. This released heat must be removed by a heat rejection system. When the adsorbent of this compartment is saturated with water, the vapour pressure rises until the flap between the evaporator and the adsorber closes. After a heat recovery phase (phase 2 in **Figure 6.4**), the heat exchanger is switched to the driving heat circuit so that the adsorber becomes a generator (desorber). By applying driving heat, the refrigerant is desorbed as vapour from the sorption material and enters the condenser. The heat exchanger in this chamber is connected to the heat rejection system and after liquifying the refrigerant vapour, the refrigerant returns to the evaporator. In front of the subsequent next functional interchange of the compartments, another heat recovery phase (phase 4) is applied.



Source: Fraunhofer ISE

Figure 6.4 The working phases of a standard adsorption chiller process.



Source: Fraunhofer ISE

Figure 6.5 Simplified pressure - temperature diagram of an ideal adsorption process.

Remarks:

4 liquid refrigerant (water) enters the evaporator at low pressure

4 ⇒ 1 evaporation of refrigerant, extracting heat Q_{in} from external chilled water circuit

6 ⇒ 1 adsorption of refrigerant vapour; sorption heat Q_{out} is removed by the heat rejection system

1 ⇒ 2 at the position 1, the sorbent is saturated with water and the desorption starts with a heat recovery phase (phase 2 in **Figure 6.4**). The pressure and temperature approaches the generator conditions at point 2

2 ⇒ 5 driving heat Q_{in} at a high temperature level is applied to desorb the refrigerant and to regenerate the sorbent material

5 ⇒ 6 in the subsequent heat recovery phase (phase 4 in **Figure 6.4**), the compartment is prepared for the next adsorption step

2 ⇒ 3 in the condenser, operating at the pressure condition of the generator, the refrigerant is liquified by removing the condensation heat Q_{out} with the heat rejection system

3 ⇒ 4 the liquified refrigerant returns by means of a pressure decoupling device into the evaporator.

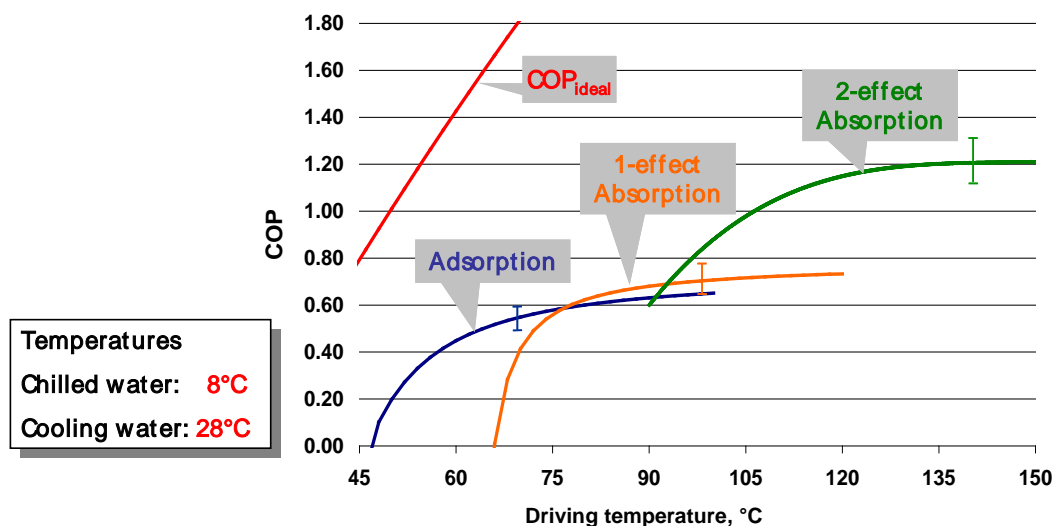
To characterize the performance of thermally driven chillers, the thermal Coefficient Of Performance COP_{th} is used:

$$COP_{th} = \frac{Q_{chilled\ water}}{Q_{driving\ heat}} \quad (1)$$

The definition of the COP_{th} is useful cold per applied driving heat capacity. The COP_{th} depends strongly on the three temperature levels of the process. From theoretical considerations, also an ideal performance number COP_{ideal} can be given:

$$COP_{ideal} = \frac{T_C}{T_H} \cdot \frac{T_H - T_M}{T_M - T_C} \quad (2)$$

Figure 6.6 shows typical COP curves for market available products and additionally the ideal performance curve.



Source: Fraunhofer ISE

Figure 6.6 COP_{th} of different adsorption processes and the theoretical ideal COP_{th} for adsorption processes

The application of thermally driven chillers is favourable in combination with heat sources, leading to overall savings in primary energy and to a reduction of CO₂ emissions. In the application considered in this contribution, the adsorption chiller plant was driven by gas boilers and by waste heat since several years, and the solar thermal collector plant was recently added in order to decrease the use of fossil fuels for the plant operation. Additionally, the collector system can assist to the space heating in winter.

Further information on solar thermally driven cooling, on topics of heat rejection and system design issues may be found in [3]

7 Operation results and experiences (HSO / FHG ISE)

7.1. Measurement results for the solar system (HSO)

The intensive measurement phase of the Solarthermie2000plus project Solar Cooling has been running at FESTO AG & CO. KG since 01 August 2008. Readings from 81 sensors are recorded at five-minute intervals and called up daily by Offenburg University of Applied Sciences. All parties involved in the project also have access to the scientific measurements. Except for a few disturbances, complete readings exist from the first year of intensive measurement from 01/08/2008 to 31/07/2009. The measured data is summarized in **Table 7.1** below, and partially graphed in **Figure 7.1**.

The sensor failure at the discharge flow rate measurement point (VSV), which occurred between 15 September and 06 October 2008, has been taken into account in the analysis in **Table 7.1** and **Figure 7.1**, in that the same percent heat loss in the store was assumed for this period as for the two weeks before and after the sensor failure. The failure of a valve on the discharge side (06–15 Aug.), which led to a significant reduction of the volumetric discharge flow and thereby the yield, has not been factored in.

During the year of intensive measurement, from a solar incidence of 1563 MWh (1283 kWh/m²) on the collector field, 543 MWh (445 kWh/m²) (efficiency 35 %) of heat was fed into the solar storage tanks. The heat volume flow due to start-up and freeze protection losses (in total 66 MWh or 54 kWh/m²) has already been subtracted from this value. On the discharge side, 481 MWh (395 kWh/m²) of heat was taken from the storage tanks (efficiency 31 %). Again, the start-up and freeze protection losses have already been subtracted. The solar fraction of 6.3 % for the observed period appears very low. The limiting factor in the design of the collector field was the area of the only suitable roof available, which did not allow for a larger collector field. In July 2009, fractions of up to 21 % were attained. One reason for this, among others, is the change in operation mode of the adsorption chillers since the beginning of the cooling season, where the gas boilers are used less often. In July 2009, the operating mode was briefly changed as well, so that the solar fraction of the sustainably produced heat was again significantly lower (see Fig. 7.3).

Table 7.1: Results of the first year of intensive measurement of the solar air conditioning at Festo AG & Co. KG in Esslingen from August 2008 to July 2009.

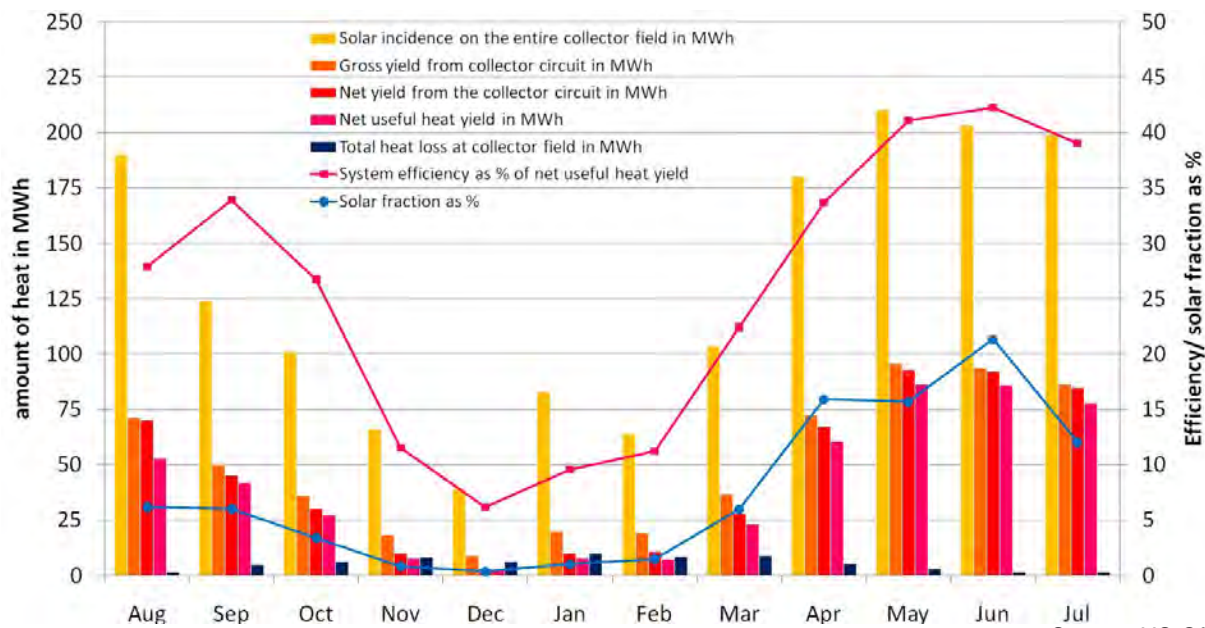
Source: HS Offenburg

	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Total
Solar incidence on the entire collector field in MWh	190	124	101	66	39	83	64	104	180	210	203	199	1563
Net yield from the collector circuit in MWh	70	45	30	10	2.8	10	11	28	67	93	92	85	543
Net useful heat yield in MWh	53*	42**	27**	7.6	2.4	7.9	7.2	23	61	86	86	78	481
System efficiency as % of net useful heat yield	28*	34**	27**	12	6.2	9.5	11	22	34	41	42	39	31
Total heat loss at collector field in MWh	1.6	4.9	6.2	8.2	6.2	10	8.5	8.9	5.2	3.0	1.5	1.4	66
Heat from gas boilers in MWh	565	445	563	685	474	548	208	85	78	179	73	324	4227
Solar fraction as %	6.2	6.0	3.4	0.8	0.3	1.0	1.5	6.0	16	16	21	12	6.3
Fraction of sustainable heat as %	34	36	29	25	33	30	58	78	80	68	82	50	45
Heat consumption of adsorption chillers in MWh	725	521	522	420	47	0.6	0.1	0.2	155	382	274	530	3577
Cooling energy from adsorption chillers in MWh	383	267	251	184	22	0	0	0	67	184	102	206	1665
COP_{th}	0.53	0.51	0.48	0.44	0.46	0	0	0	0.44	0.48	0.37	0.39	0.47

* Only low discharge performance due to valve fault from 06–15 August

** Assumed storage tank loss of 9 % (mean from one week before and one week after this period) due to sensor failure between 15 September and 06 October

The fraction of sustainably produced heat, calculated from the useful heat from the solar system and waste heat from the compressors in relation to total heat consumption, is 45 %. This was significantly increased after February 2009 as a result of greater waste heat production from the compressors. The solar fraction also increases here due to the change in mode of operation of the adsorption chillers (see **Figure 7.2** and **Figure 7.3**). Operation of the adsorption chillers required 3577 MWh of heat from the Festo AG & Co. KG heating network to produce 1665 MWh of cooling energy. That gives an average COP_{th} (Coefficient of Performance – quotient of useful cooling energy and driving heat) of 0.47. During the months April to July 2009, the COP_{th} is significantly lower than in the other months (see **Figure 7.2**).



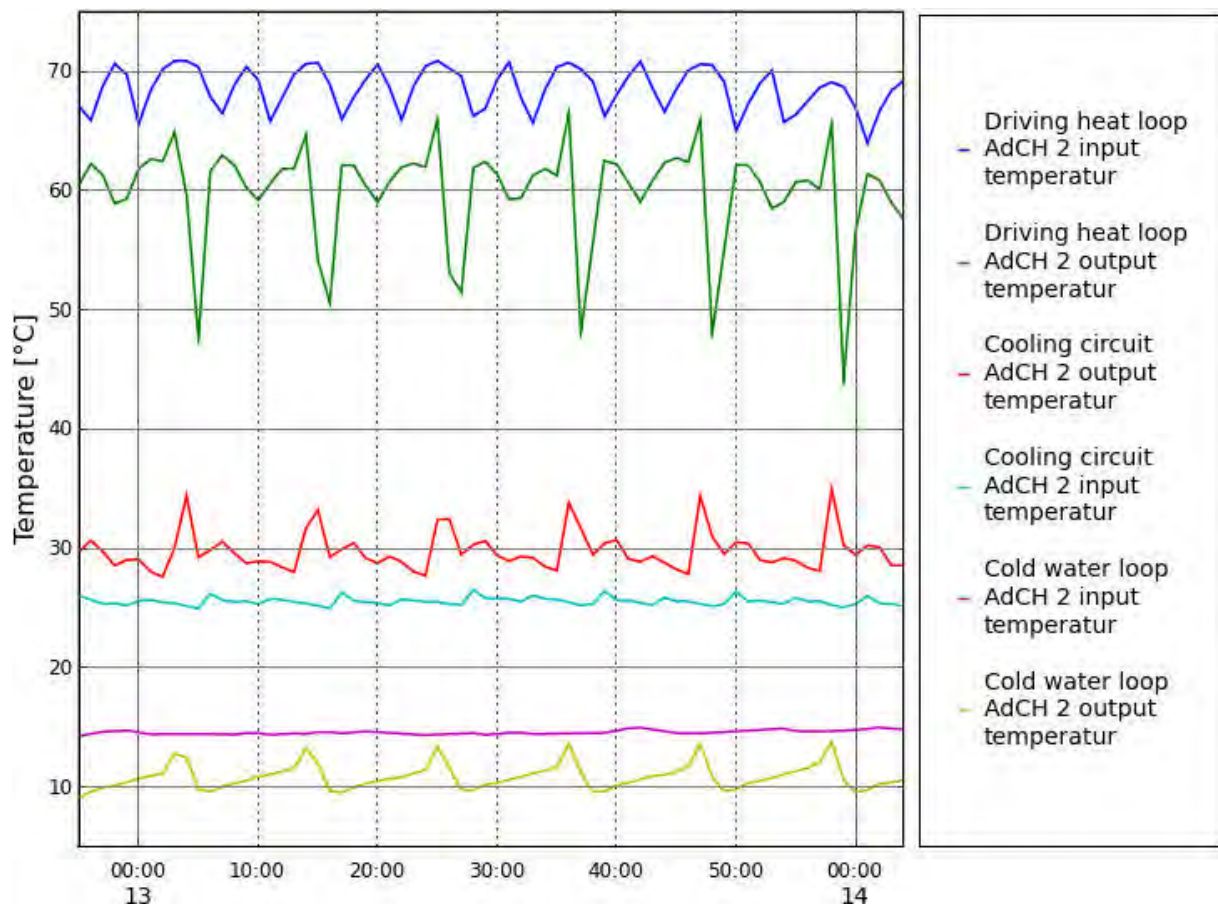
Source: HS Offenburg

Figure 7.1: Results of the first year of intensive measurement of the solar air conditioning at Festo AG & Co. KG in Esslingen from August 2008 to July 2009. (essential data from **Table 7.1**)

7.2. Monitoring results and evaluation of adsorption chiller operation (FHG ISE)

To evaluate the operation of the three adsorption chillers at the FESTO plant, monitoring results from one year of system operation are used, beginning with 1st August 2008.

In a first step, typical operating conditions for the chillers were analysed. **Figure 7.2** presents one hour of monitoring data for one of the chillers. Periodically after approx. 11 minutes, the compartments interchange their function from adsorber to generator and vice versa, separated by the short heat recovery phase. As a result from this cyclic operation, the chilled water output temperature of the chiller approaches in a short peak the chilled water input temperature. This is a typical behaviour of adsorption chillers. Since during this period all three chillers were in operation, the hot water inlet temperature and the cooling water inlet temperature is already smoothed through different cycle phases of the chillers.

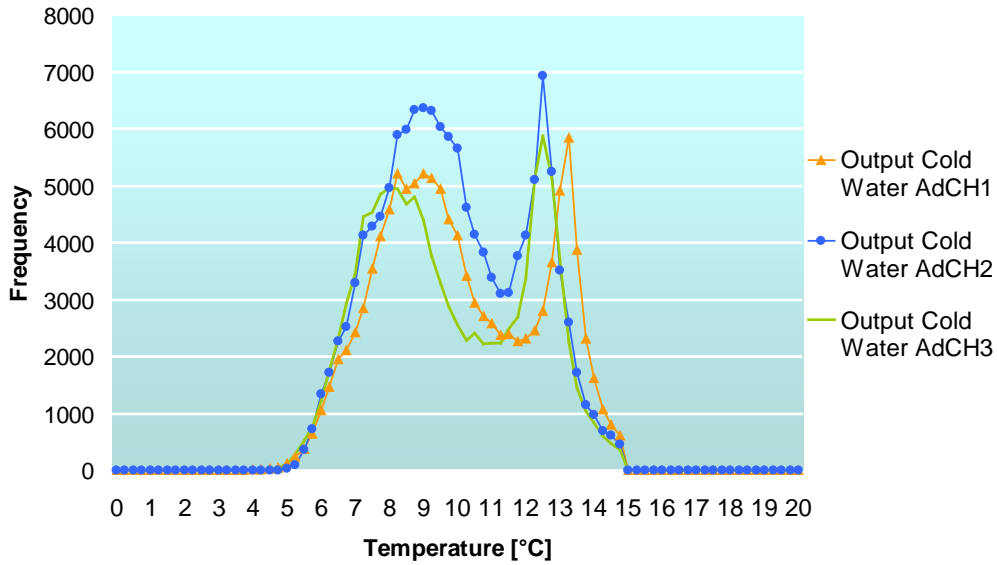


Source: Fraunhofer ISE

Figure 7.2 An example of typical operation temperatures of one of the three adsorption chillers when all chillers are working during one hour (12:55h to 14:05h). The shown values were monitored at 21st of July 2009 and are based on one minute mean values. AdCH = adsorption chiller.

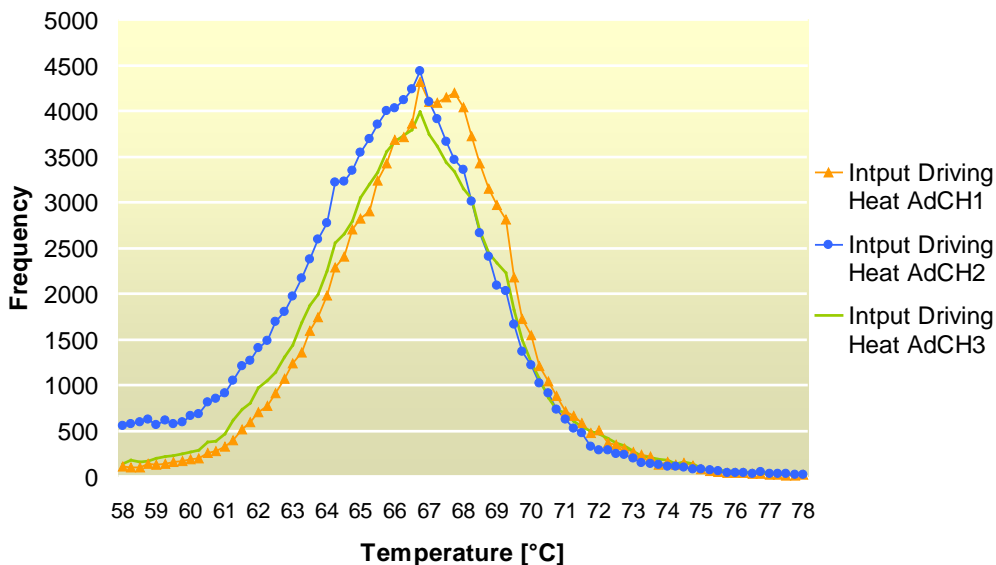
The frequency distribution of the operating temperatures reveal that in the cooling season of 2009, the chilled water output temperature was mainly in the range from 8 °C to 9.5 °C with driving heat temperatures of typically between 66 °C and 68 °C. The corresponding operation temperatures are shown in **Figure 7.3** and **Figure 7.4**. For the same period, the cooling water inlet temperatures into the chiller are with typically 20 °C to 22 °C comparatively low. A comparison with data from the cooling period 2008 shows that both, driving heat and cooling water temperature were higher (typically 69 °C and 26 °C respectively).

Reasons for the operating conditions deviating to the conditions in the previous cooling period, can be seen in a modified control strategy: since 2009, the heat input from the gas boilers is significantly reduced and the chiller operating times are now comparatively short, often below two hours. Consequently, the cold production from the adsorption chiller plant decreases, this lack is compensated by supplying also chilled water from the production facility to the chilled water grid of the Technology Center. This is from environmental aspects of more advantage than using intensively fossil fuels as driving heat source for the adsorption chillers.



Source: Fraunhofer ISE

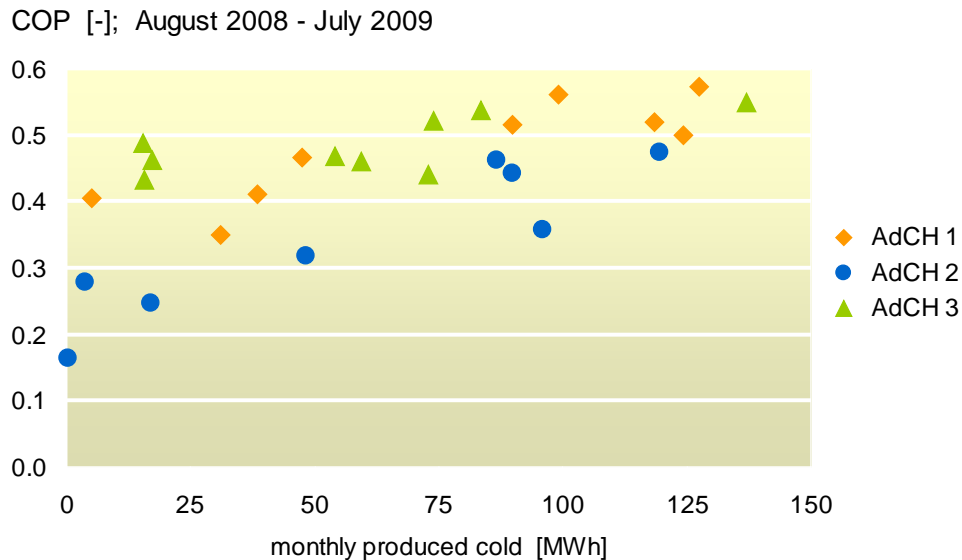
Figure 7.3 Frequency distribution of chilled water output temperatures during chiller operation in the monitoring period 2009. Based on minute mean values. Interval: 0.25 K. The frequency peak at temperatures between 12 °C and 14°C corresponds to the short periodic heat recovery phases, also visible in **Figure 7.2**.



Source: Fraunhofer ISE

Figure 7.4 Frequency distribution of driving heat input temperatures during chiller operation in the monitoring period 2009; intervals: 0.25 K. Based on minute mean values.

An advantage of the new control strategy is an increase in the solar fraction on the total heat input into the chillers, a disadvantage is a decrease in the chiller performance. **Figure 7.5** presents monthly values of the COP_{th} , drawn versus the monthly cold production. The performance of two chillers (AdCH 1 and 3) is in an appropriate range with maximum performance values from 0.5 to 0.6, whereas chiller no. 2 responds with a performance below the expected values. A vacuum problem in this chiller is assumed but not confirmed yet. In general, the capacity and performance of the chillers are adequate, but slightly below the performance data found in the data sheets, when compared with selected monitored data in steady operation periods. However, the mass flow in the driving heat circuit is less than 50 % of the nominal value, this fact may contribute to performance deviations from the data sheet.

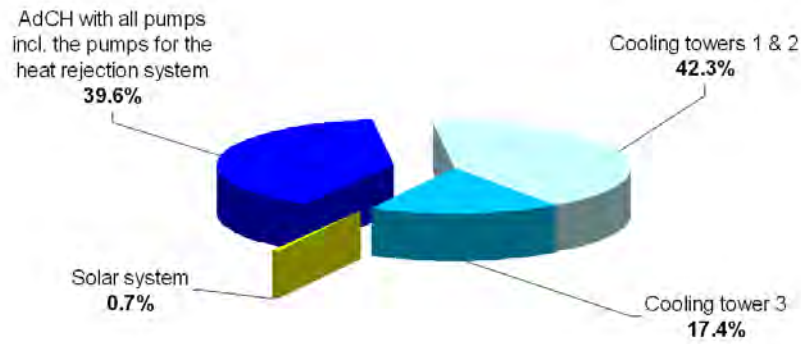


Source: Fraunhofer ISE

Figure 7.5 Monthly COP_{th} values of the three adsorption chillers versus monthly produced cold in the intensive monitoring period from August 2008 to July 2009.

Table 7.1 summarises the monthly and annual thermal performance data. The highest performance COP_{th} values correspond to the monitoring period of 2008. As already mentioned above, the new control strategy of the chillers lead to a decrease in chiller running time: between 10 % and 33 % of the chiller operation periods are below 2 hours, this frequent starting operations are connected with a decrease in monthly COP_{th} values since 2009. On the other hand, the share of solar and waste heat on the total heat input rised to values of max. 81 %, thus saving considerable amounts of heat from the gas boilers. The share of heat from the solar system alone increased to max. 21 %. During the summer month, the net solar system efficiency (= useful heat, extracted from the hot water storage, divided by the radiation sum at the collectors aperture surface; this value strongly depends on an appropriate use of the solar produced heat) exceeded 40 %.

A critical issue of thermally driven cooling with closed cycle ab- or adsorption chillers is the electricity demand mainly for the heat rejection system, since more heat has to be rejected than in a mechanically driven compression cycle. The pie chart in **Figure 7.6** shows the electricity consumption for the annual monitoring period of the plant; the total electricity consumption was 550 MWh. The complete solar thermal systems with pumps and controller holds a share of only 0.7 %, corresponding to the very promising value of 135 kWh useful solar heat per kWh electricity input for the solar system. The three chillers including vacuum pump and pumps in all hydraulic loops of the chillers are responsible for nearly 40 % of the electricity demand, and the remaining nearly 60 % were consumed by the three cooling towers, i.e., mainly by the fans of the towers. The numbers do not include the electricity consumption for the free cooling mode of one of the cooling towers in winter (chilled water is directly prepared in the cooling tower at sufficient low ambient temperatures without chiller operation). Due to the high electricity consumption in the heat rejection, approx. 3 kWh 'cold' were provided by 1 kWh total electricity input on an annual base. This is a value lower than expected and indicates that the control of the cooling towers may be subject of a further optimisation.

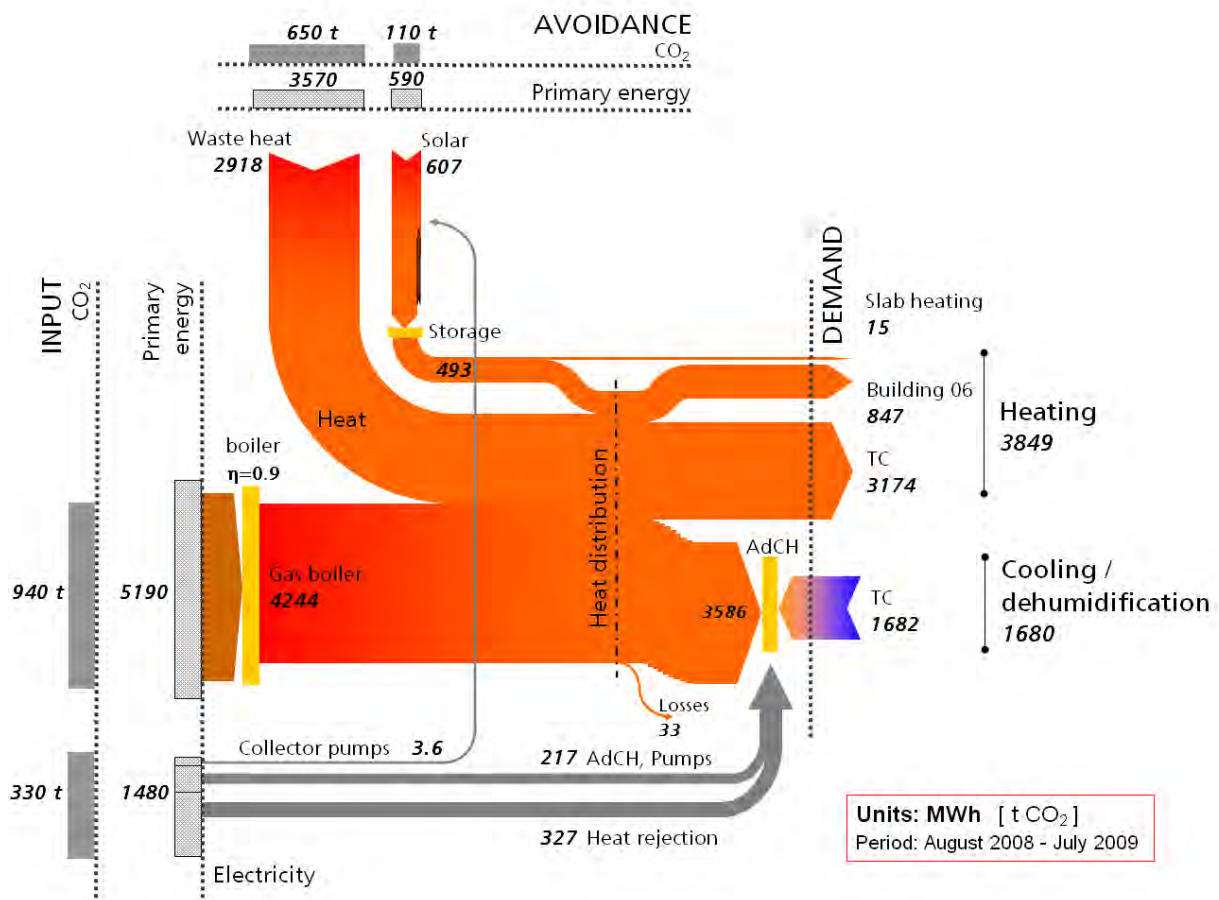


Source: Fraunhofer ISE

Figure 7.6 The electricity consumption of the solar assisted air-conditioning plant at FESTO AG & Co. KG. The values are based on monitoring data from August 2008 to July 2009.

The annual energy flow diagram of the plant is presented in **Figure 7.7**. Equivalent for primary energy demand and CO₂ emissions are included as well. The savings in primary energy and CO₂ emissions are determined on base of the assumption that without the solar system and waste heat input, the remaining heat has to be provided by gas boilers; thus, the base is the system configuration before adding the solar thermal plant.

Both, the solar system and the use of waste heat, contributed to an avoidance in CO₂ emissions of 760 tons (110 tons for the solar plant alone) and to primary energy savings of 4160 MWh (590 MWh for the solar plant alone). It has to be considered that the balance contains the period from August 2008 until July 2009. Since in 2009 much less heat from the gas boilers is used for the operation of the adsorption chillers; thus, the share of fossil fuel input will decrease in the energy balances of the following periods.

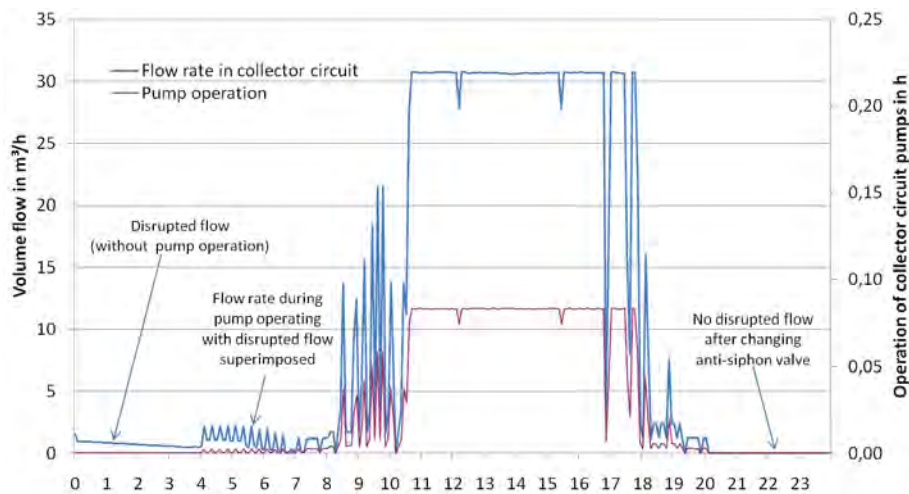


Source: Fraunhofer ISE

Figure 7.7 Sankey-diagram, presenting the annual energy flow for air-conditioning with adsorption chillers at the Technology Center of FESTO AG & Co. KG.

7.3. Mode of operation and optimization measures (HSO)

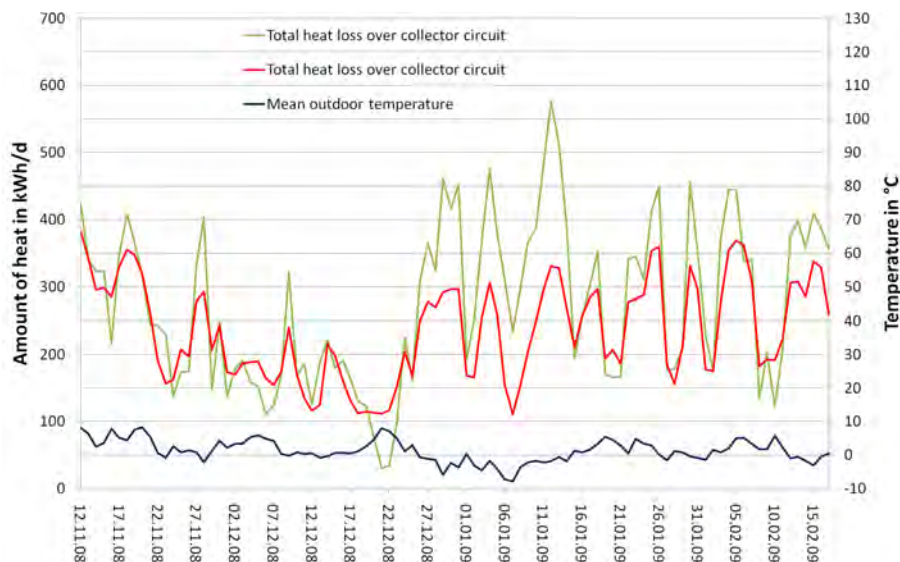
At the beginning, improper flow was discovered in the collector circuit at night time, caused by the high temperature of the storage tanks compared to the collectors. This led to high heat losses across the collector field. The cause of this was an anti-siphon valve with too little spring force to prevent the improper flow. After changing the anti-siphon valve at the end of April 2008, almost no improper flow was detected (**Figure 7.8**).



Source: HS Offenburg

Figure 7.8: Volumetric flow through collector circuit and operation time of the collector circuit pump during a 5-minute interval on 29 April 2008.

The solar system is connected to the adsorption chillers by a central distributor, to which the other heat consumers are connected (see **Figure 5.1**). When heat is fed into this central distributor, the return temperatures are mostly above 60 °C. The nominal temperature for storage tank discharge is 80 °C. For this reason, a direct branch was installed to a thermo-active building system in a new building. The storage tanks are discharged to the thermo-active building system at 35 °C and above. This makes return temperatures of 25 °C and lower possible. Since only maximum 200 kW of heating power can be dissipated in this fashion, the predicted sunshine duration of the next day was added as a control parameter to prevent frequent switching between the thermo-active building system and main distributor. As soon as the forecast sunshine duration exceeded a certain value, it would switch permanently to the main distributor for the entire following day. This control rule prevented feed into the low-temperature thermo-active building system on many days. Given the high supply and return temperature upon discharge to the main distributor, the temperature in the storage tanks rose significantly, with detrimental effects on the solar yield and the heat loss over the freeze protection circuit (**Figure 7.9**). The forecast sunshine duration was therefore deleted as a control parameter. Now, during heating operation, it is only the storage tank temperature that decides whether to discharge to the thermo-active building system. Since this change was made only shortly before switching to cooling operation, no concrete statements can be made as to the success of this improvement measure. It already appears, however, that there is significantly more frequent discharging to the thermo-active building system.



Source: HS Offenburg

Figure 7.9: Correlation between mean daily storage tank temperature and heat loss to the collector field during freeze protection operation mode.

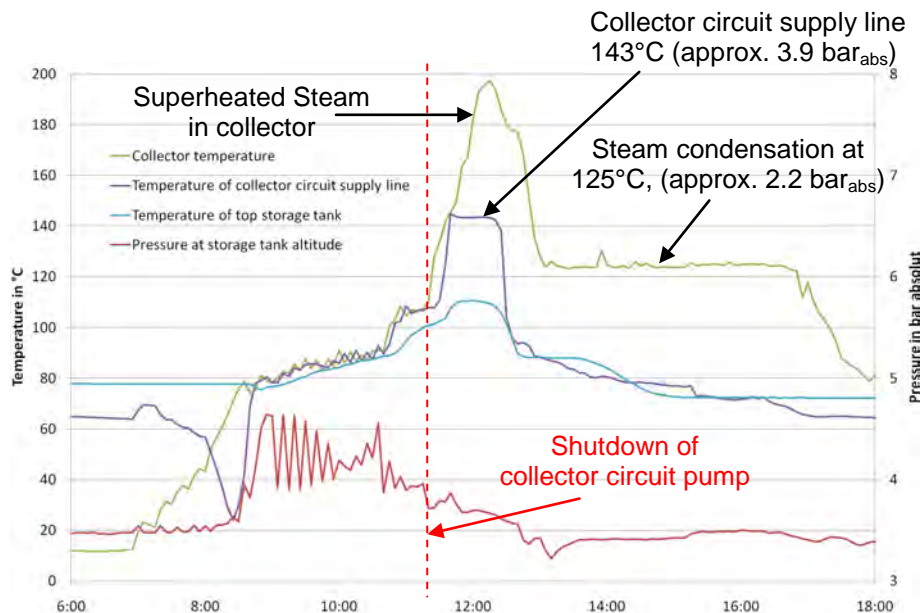
Losses due to freeze protection cannot be recorded separately from losses at start-up. (Together 66 MWh/a). It must be noted at this point, however, that given the high storage tanks mentioned above, the losses due to freeze protection were significantly higher than at lower storage tank temperatures, and that the collector field with active freeze protection does not cool as much as without (see Section 4).

At the beginning of April 2009, the mode of operation of the adsorption chillers was changed such that they would only become operational if a sustained minimum heating power from the solar system and the compressors was available over a certain period. The individual machines are then connected or disconnected depending on the available heating power. This largely prevents the need for additional heating from the gas boilers. The additionally required cooling power is produced by electric motor-driven compression chillers. As can be seen from **Table 7.1** and **Figure 7.1**, this significantly increased the solar and sustainable fraction of the total heat consumption during the summer months. In July 2009, the adsorption chillers once again had to be operated more frequently than would have been possible with the sustainable heat sources alone to cover the entire cooling needs for the building. Accordingly, the solar fraction is significantly lower at 12 %, with only a slightly lower solar yield than in May and June. In April, there were at times stagnations of the solar system due to little heat consumption. The resulting shutdown of the collector circuit pump due to exceeding the maximum temperature in the solar storage tanks led to a reduction of the solar yield. This problem was overcome by a step-wise reduction of the abovementioned sustained minimum power for the operation of an adsorption chiller from approximately 500 kW to 350 kW.

In the event of stagnation, the following behaviour was observed (**Figure 7.10**). The collector temperature rose as high as 200 °C (superheated steam). The temperature in the collector circuit supply line rose as high as 143 °C, which equates to a saturated steam pressure of approx. 3.9 bar. It can therefore be assumed that steam existed in the pipe. The given pressure at the storage tank level was measured at the level of the supply line temperature. A temperature rise was also observed in the storage.

Accordingly, it can be assumed that the liquid water was being pressed entirely out of the collectors, through the supply line and into the first storage tank, and steam was being fed in, which condensed there. For this case, the supply line was attached to the storage tank at half height, so that the steam would cool down and condense as it rose through the water in the tank.

In the event of stagnation under full solar incidence, the solar system is able to take in the superheated steam and, after condensation of the steam, to resume regular operation automatically.



Source: HS Offenburg

Figure 7.10: Behaviour at stagnation of the solar system for the solar air conditioning at Festo AG & Co. KG in Esslingen on 17 August 2008

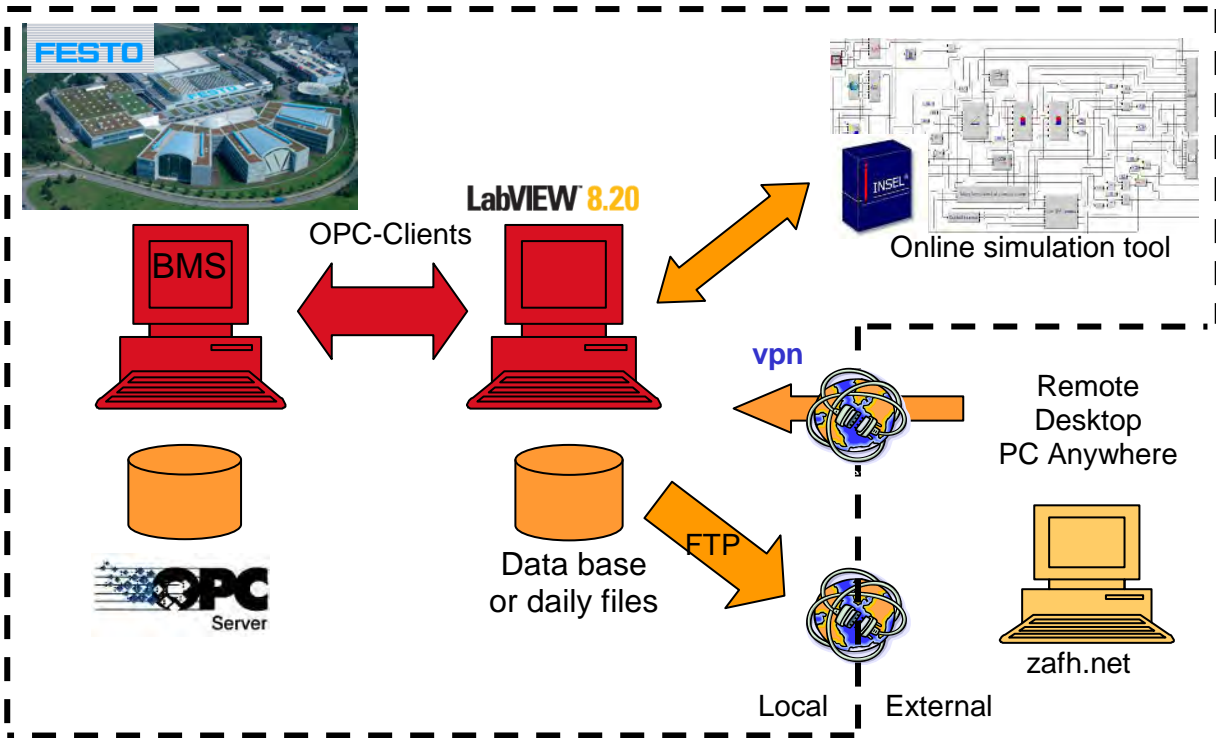
8 Online simulations for monitoring and optimization (HfT)

For the planning and the dimensioning of large solar cooling plants, the use of dynamic simulation models is already a common practise. However, simulation models are also suitable to develop and test different control strategies which would be hardly feasible or at least time consuming in real operation. Also during the operation of the plants, those simulation models can supply very useful information especially if they are used as online simulations for comparison between measured and simulated values. Malfunctioning and errors in the control can be detected and repaired very quickly. In the frame of the german research program Klimazwei (funded by BMBF), the research centre zafh.net is involved with such a topic. The project partners are the companies FESTO AG & CO. KG, Elektror airsystems GmbH and the city Ostfildern. The scientific support is carried out by the Universities of Applied Sciences of Offenburg and Stuttgart, which work together for some years in the research group zafh.net on energy efficient buildings projects. One example of such a project is the solar cooling plant of the company FESTO, which has been described in the previous sections.

8.1. Online simulation at FESTO AG

8.1.1. Data acquisition and communication structure

A condition for the implementation of an online simulation tool is a detailed data acquisition through the building management system (BMS) with interfaces for an external access to the measurement data. In the case of FESTO, all measurement data of buildings and energy supply devices (including chillers, solar collectors, boilers,...) are connected to the BMS. The external online access to the recorded data is done by the means of an OPC server which receives the data from the BMS. The acquisition of the actual measured values is done with a Labview program through OPC-Clients connections. The communication with the simulation tool INSEL [7] is realised through a Data Socket Server. Additionally, daily files can be generated (with any time resolution) for data analysis and simulation studies. For safety reasons and due to firewall problems, the simulation models run on a local computer within the company network. An external access to the data (from outside of the company network) is possible only through VPN or FTP connections. The communication structure for data acquisition and online simulation at FESTO is shown in **Figure 8.1**.

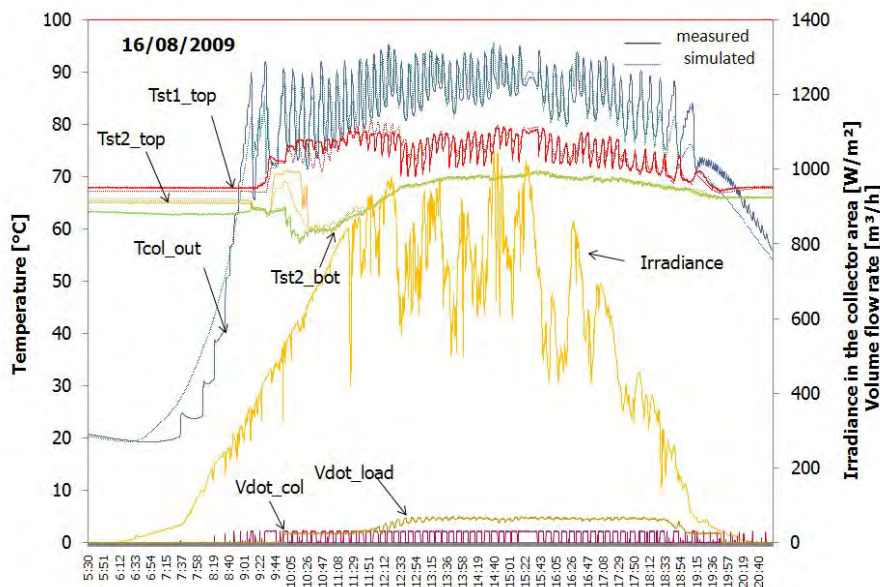


Source: HfT Stuttgart

Figure 8.1 Communication structure for data acquisition and online simulation

8.2. Simulation models

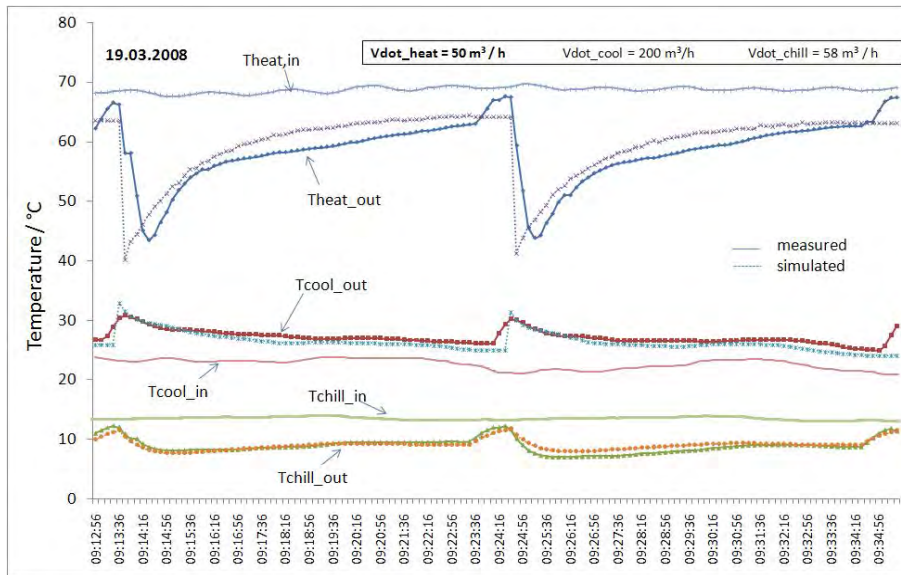
For the implementation of the online simulation, a detailed simulation model of the solar plant has been developed in the simulation environment INSEL [5-6]. **Figure 8.2** shows a comparison between simulated and measured data for one typical summer day with a small time resolution (10 seconds). A good agreement between simulated and measured values is achieved even in highly transient situations. The deviation in the daily energy balance obtained with the model for summer days is in the range of 5 % for both solar loop and secondary loop. This model will be used for online simulation in order to perform automated fault detection.



Source: HfT Stuttgart

Figure 8.2: Simulation model of the solar plant versus Measurement. The storage tank temperatures are compared at the top of the first tank (Tst1_top) and at the top/bottom of the second tank (Tst2_top/Tst2_bot). The collector outlet temperature Tcol_out is given together with its volume (flow Vdot_col) and the load flow (Vdot_load).

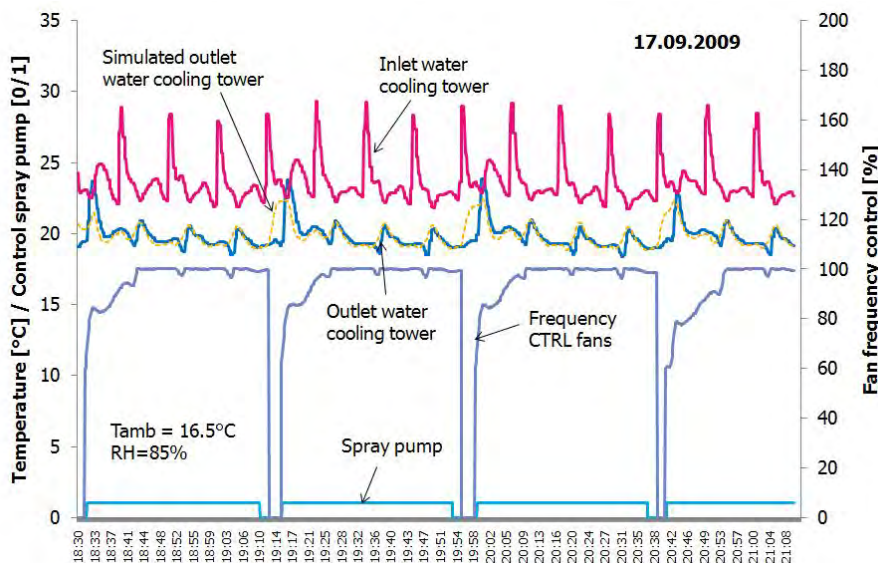
Additionally, a dynamic simulation model of the adsorption chiller has been developed [5]. Such a model allows to take into account the transient behaviour of the adsorption/desorption process and thus to study the effect of the temperature peaks on other components (like cooling tower). It permits also to study the effect of the cycle time variation. **Figure 8.3** shows simulated and measured values of one the adsorption chillers for two cycles of adsorption/desorption.



Source: HfT Stuttgart

Figure 8.3: Simulation of the adsorption chiller with the three temperature levels versus measurement.

Finally, as the cooling towers represent usually a significant part of the electricity and water consumption, a cooling tower model has been implemented in the simulation tool [4]. The model allows to simulate the performance of the hybrid cooling tower in both dry and wet regimes with a good accuracy (**Figure 8.4**).



Source: HfT Stuttgart

Figure 8.4: Simulation of the cooling tower versus measurements data

8.3. Simulation based optimisation

8.3.1. Measurement data analysis.

8.3.1.1. Electrical performance

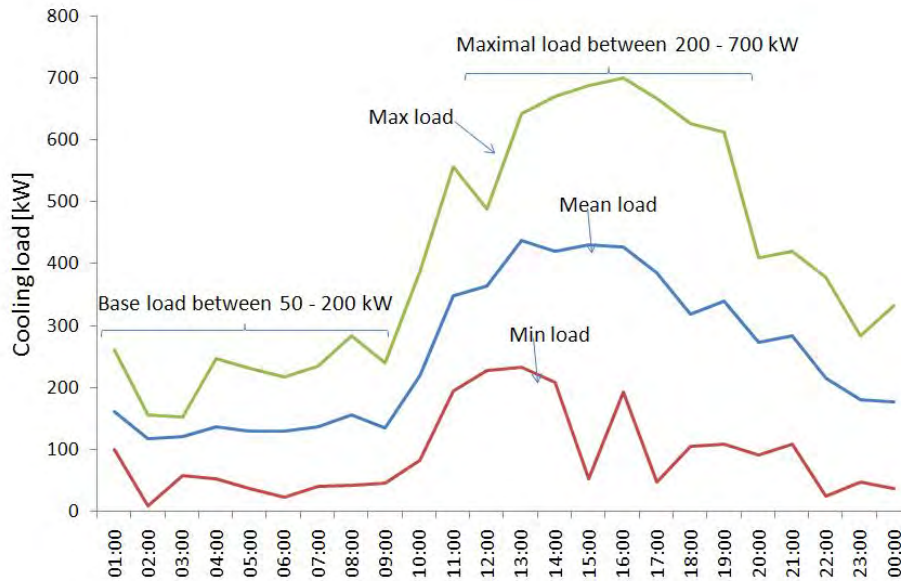
As mentioned in the previous sections, the thermal performance of the solar installation and the adsorption chillers over the first year of operation shows satisfying results. However, the electrical performance, which is important for comparison with conventional (electrical) cooling installations, is not as good as the thermal one. The analysis of the electricity consumption for the periods of June-November 2008 and Mai-July 2009

shows a large contribution of the cooling tower fans (**Figure 7.6**) with a quite low total electrical COP between 2.5 and 3.5.

A better control of the cooling tower fans is very important to decrease the global electricity consumption and increase the electrical COP. Thus, the optimisation study will focus mainly on the fan control and the coupled operation of the chillers and the cooling towers.

8.3.1.2. Adsorption chillers and cooling tower operation

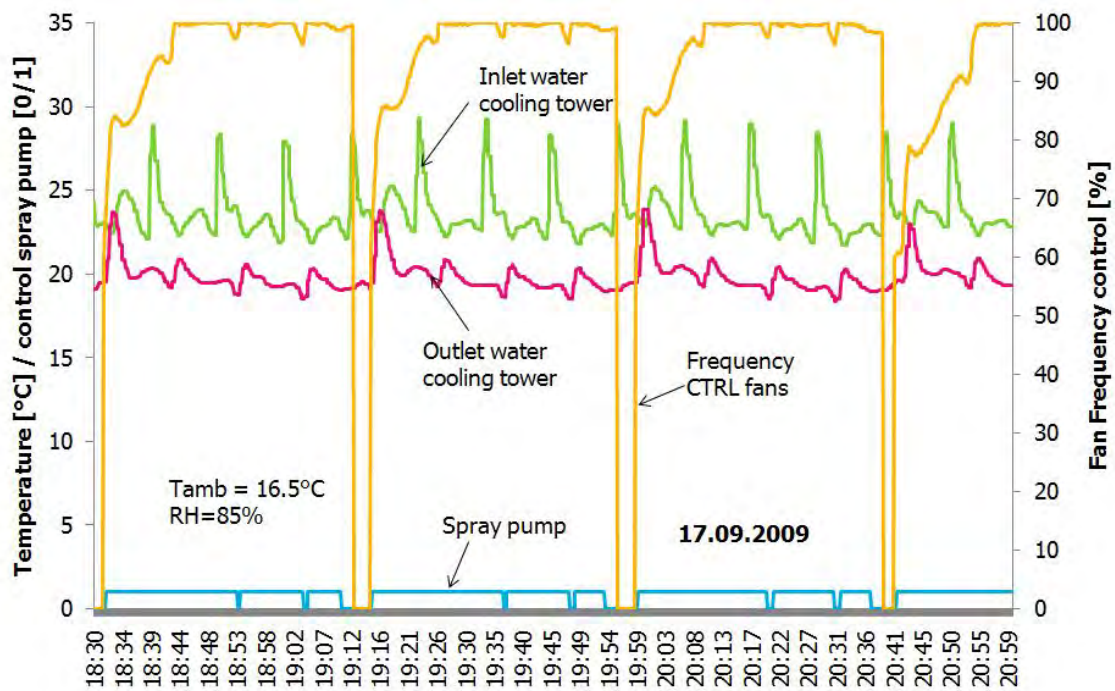
The typical cooling load profile of the installation has been generated based on mean hourly values for different days in June and July 2009. Depending on the outside conditions, the amplitude of the cooling load differs but the profile does not change. There is a base load during the night with a peak load in the afternoon (**Figure 8.5**).



Source: HfT Stuttgart

Figure 8.5: Typical daily mean cooling load profile and maximum/minimum values for each hour

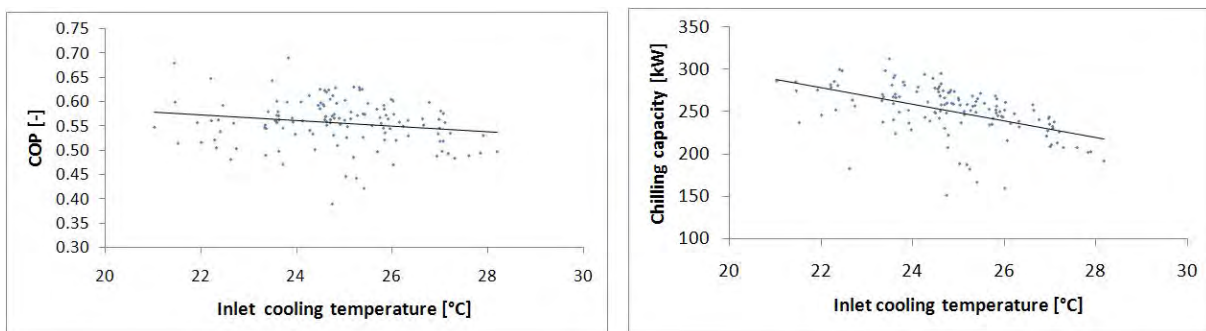
During the night, the “base cooling load” is usually covered by one or two of the adsorption chillers depending on the demand. Even during the night, the cooling towers fans are used at full power most of the time while the outside temperature is low (**Figure 8.6**).



Source: HfT Stuttgart

Figure 8.6: Measured cooling tower inlet/outlet temperatures with fan frequency control

Figure 8.7 shows the measured performance of one of the adsorption chiller during the summer 2008 for different cooling temperatures (mean hourly values). Even if the cooling power is reduced when the cooling temperature increases, the thermal COP is not dramatically affected.



Source: HfT Stuttgart

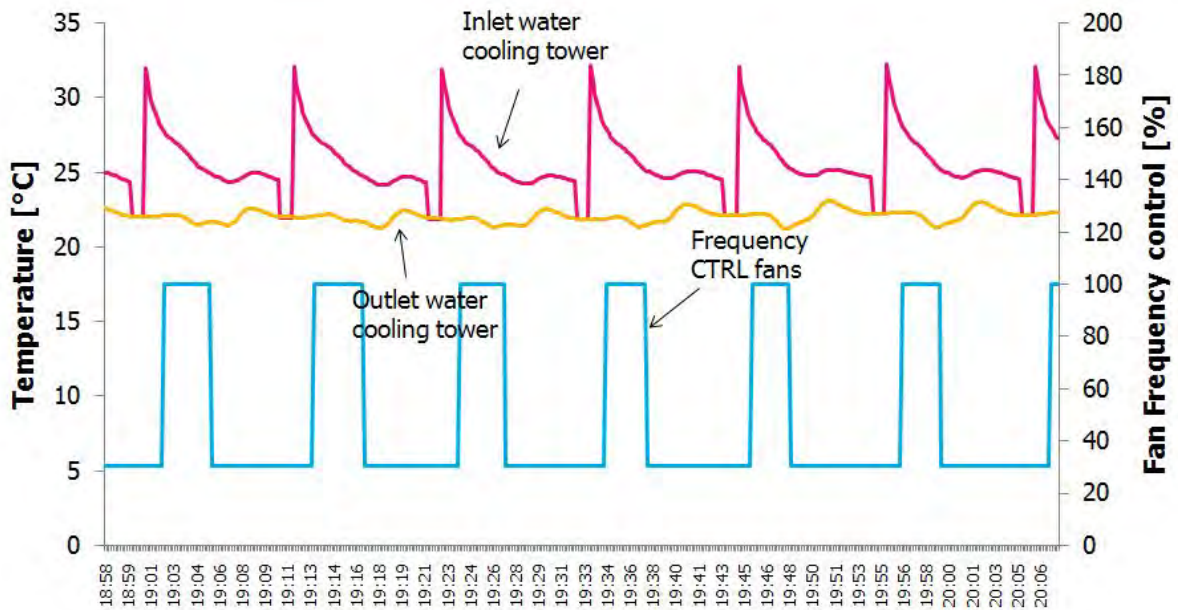
Figure 8.7: Measured performance of one of the adsorption chiller for typical operating conditions during the summer 2008. (Inlet hot water temperature of 68-70°C, inlet chilled temperature of 13-14°C and hot water volume flow around 40 m³/h).

8.3.2. Optimisation

In order to reduce the electricity consumption of the cooling towers, two possibilities have been studied: the control of the cooling towers fans and the chillers cycle time.

8.3.3. Control of the fans

The idea is to use the full power of the fans only for cooling down the temperature peak generated by the adsorption chiller after the heat recovery phase (at the beginning of the adsorption cycle). During the rest of the cycle time, a lower fan speed can be used. This control has been simulated for the same ambient conditions as shown in **Figure 8.6** and the results are represented in **Figure 8.8**. This control leads to a reduction of 60 % in electricity consumption of the fans. Furthermore, a more constant outlet temperature of the cooling water that goes back to the chiller is achieved. On the other hand, as the inlet cooling water temperature to the chiller increases (22°C instead of 19-20°C), there is also a reduction of about 15 % in chilling capacity. With such control, the electrical COP is increased by 50 % (from 3.3 to 6.7).

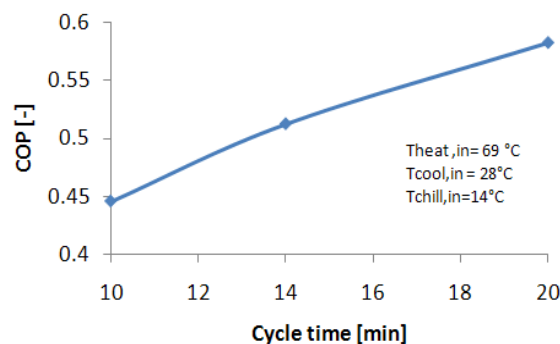


Source: HfT Stuttgart

Figure 8.8: Simulation of the new fan control strategy (17/09/2009)

8.3.4. Increase the cycle time of the chillers

Another possibility to reduce the electricity consumption of the cooling tower is to decrease the number of temperature peaks due to adsorption/desorption cycles (and thus the fan speed necessary to cool the water down). This can be done by increasing the cycle time of the chiller, which leads to a second benefit: an increase of the chiller thermal COP (**Figure 8.9**).



Source: HfT Stuttgart

Figure 8.9: Simulated thermal COP versus Adsorption chiller cycle time (hot water volume flow rate of 40 m³/h)

This increase in COP has to be paid by a decrease in chilling capacity (15 % reduction for 20 min cycle time) but this control could be applied for one of the chiller in order to cover the “base load” shown in **Figure 8.5**.

9 Conclusions

The guaranteed solar yield of 500 MWh and system efficiency of 33.4 % was fulfilled by the collector manufacturer. The required values were exceeded with 543 MWh and 34.8 %. Then the control of the discharge at the buffer storage cycle and the operational mode of the adsorption chillers have been optimized. Therefore, lower heat losses concerning the freeze protection control and less system staginations are expected and therewith higher solar yields.

The thermal COP of the adsorption chillers reaches good values up to 0.6. The adsorption chillers, their pumps and the heat rejection system produce approximately 3 kWh cold per 1 kWh electrical energy in mean over one year. The solar system needs only a few electricity

The solar adsorption cooling plant of FESTO has been modelled in details. A communication structure between the building management system (BMS) and the simulation tool has been developed in order to per-

form online simulations for fault detection in the system. Additionally, the simulation models are used for system performance optimisation. The measurement data analysis shows a good optimisation potential of the electrical performance by reducing the electricity consumption of the cooling towers fans. The simulation studies show that a control of the fans based on the adsorption/desorption cycle of the chillers can lead to considerable electrical energy saving in part load operation. This would permit to increase the electrical COP of the system and thus also the primary energy savings. The cycle time increase of one adsorption chiller could enhance the thermal COP of the chiller and at the same time reduce the electricity consumption of the cooling towers (by decreasing the number of cooling water temperature peaks going to the cooling towers).

10 References

- [1] K. Huber, E. Bollin; Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, 18. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 23.-25.04.2008
- [2] E. Bollin, K. Huber, E. Scheck, D. Jödicke; Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, 19. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 06.-08.05.2009
- [3] Requirements on the design and configuration of small and medium sized solar air-conditioning applications – Guidelines. Elaborated in the frame of the SOLAIR project, supported by the European Commission. April 15, 2009. Available at www.solair-project.eu
- [4] Schumacher, J. "Digitale Simulation regenerativer elektrischer Energieversorgungssysteme", Dissertation Universität Oldenburg, 1991 www.insel.eu
- [5] Dalibard, A., Pietruschka, D., Eicker, U., Schumacher. "Performance analysis and optimisation through system simulations of renewable driven adsorption chillers". 2nd International Conference Solar Air-Conditioning, Tarragona, Spain, October 2007.
- [6] Dalibard A., Pietruschka D., Eicker, U. „Simulation of a large solar adsorption cooling plant“, Eurosun 2008, October, Lisbon, Portugal.
- [7] Dalibard A., Pietruschka D., Biesinger A., Eicker, U. "Optimisation potential of a large solar adsorption cooling plant" 3rd International Conference Solar Air-Conditioning, Palermo, Italy, 30.09.2009 – 02.10.2009

Autor

Klaus Huber¹, Elmar Bollin¹, Eva Scheck¹, Edo Wiemken², Jakub Wewior², Ursula Eicker³, Dirk Pietruschka³, Antoine Dalibard³, Rolf Meißner⁴, Christiane Kettner⁴

¹Hochschule Offenburg (HSO), Badstr. 24, 77652 Offenburg, bollin@fh-offenburg.de,

²Fraunhofer ISE (FHG ISE), 79110 Freiburg, edo.wiemken@ise.fhg.de,

³Hochschule für Technik Stuttgart (HfT), 70174 Stuttgart, ursula.eicker@hft-stuttgart.de,

⁴Paradigma Deutschland GmbH, 76307 Karlsbad, R.Meissner@paradigma.de



Bild 1a: Luftaufnahme des Firmengeländes der Festo AG & Co. KG in Esslingen

Solare Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes

Betriebsanalyse und energetische Bewertung

Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE in Freiburg und der HfT Stuttgart die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen. Die Anlage wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens „Solarthermie2000plus“ vom Bundesumweltministerium gefördert. Dabei wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Kompressorabwärme und Gaskesseln betrieben wurde, durch eine Solaranlage als drittem Wärmelieferanten ergänzt.

Das Solarsystem der Festo AG & Co. KG in Esslingen setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1330 m² Bruttokollektorfläche CPC-Vakuumröhrenkollektoren der Fa. Paradigma und zwei Pufferspeichern mit je 8,5 m³ Speichervolumen zusammen. Die Kälteerzeugung wird mit drei Adsorptionskältemaschinen (AdKM) mit je 353 kW Nennkälteleistung realisiert. Solarsystem und Kälteanlage sind über das Heizungssystem über diverse Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wurde die Solaranlage an die Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um außerhalb der Betriebszeiten der Kältemaschinen die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können. Im Vorfeld und parallel zum Anlagenbetrieb wurden von der HfT-Stuttgart sowie vom Kollektorhersteller Paradigma GmbH dynamische Simulationen zur Anlagendimensionierung und -evaluation durchgeführt. Mit Hilfe von 81 zusätzlichen Sensoren wird ein Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs ermöglicht. Nach Beendigung des Probetriebs konnte im August 2008 das erste Intensivmessjahr gestartet werden [1,2].

Motive für den Bau der Anlage und Vorgeschichte (HSO)

Auf dem Betriebsgelände der Festo AG & Co. KG in Esslingen fällt in großem Umfang Abwärme von Kompressoren mit einer Temperatur zwischen 65 und 75 °C an. Um diese auch im Sommer, wenn keine Raumheizung benötigt wird, nutzen zu können und damit Primär-

energie und CO₂-Emissionen einzusparen, wurden thermische Kältemaschinen in Betracht gezogen. Für handelsübliche Absorptionskältemaschinen war das mittlere Antriebstemperaturniveau von ca. 70 °C zu niedrig, weshalb drei AdKM der Firma Mayekawa mit je 353 kW Nennkälteleistung angeschafft und 2001 in Betrieb genommen wurden. Für den Betrieb der Kältemaschinen wurde neben der Kompressorabwärme auch Wärme von Gaskesseln benötigt. Um den Anteil der Gaskesselwärme zu reduzieren, entschied sich Festo als dritte Wärmequelle eine solarthermische Anlage zu installieren. Hier bot sich als Standort ein Scheddach auf einer Fabrikhalle an, das sowohl wegen der Neigung der Scheds (30°) als auch der Ausrichtung (Süd +18°) nahezu ideal ist. Um einen höheren Ertrag realisieren zu können und um das benötigte Temperaturniveau von 80 °C zu gewährleisten, wurden Vakuumröhrenkollektoren gewählt.

Auslegung und Hydraulik des Solarsystems (Paradigma)

Das Solarsystem der Kälteversorgung bei der Festo AG & Co. KG wird als Besonderheit mit Wasser als Wärmeträger betrieben („Nur-Wasser-System“). Zudem handelt es sich um ein Einkreisystem, d.h. es wird auf Wärmeübertrager zwischen Kollektorkreis und Pufferspeicher/Heizsystem verzichtet. Das Nur-Wasser-System bietet einige Vorteile gegenüber Systemen die den Frostschutz mit Glykol im Kollektorkreis gewährleisten, bedarf aber einer aktiven Frostschutzschaltung im Solarregler.



Bild 1b: Vakuumröhren-Kollektorfeld auf dem Sheddach einer Fabrikhalle



bildunterschrift

Fotos: Festo

Insbesondere aber führt die vergleichsweise geringe Viskosität des Wassers gegenüber einem Glykol-Wasser-Gemisch (1/9 bei 0 °C ... 1/3 bei 100 °C) zu einer besseren hydraulischen Beherrschbarkeit, weil alle Vorgänge im turbulenten Strömungsbereich stattfinden. Gleich vier Gründe führen zu deutlich besseren Wärmeübertragungseigenschaften von Wasser gegenüber Frostschutzmitteln:

1. dünnere Grenzschichten, d. h. größere Nusseltzahlen, d. h. deutlich niedrigere Wärmeübergangswiderstände,
2. größere Wärmeleitfähigkeit, d. h. besserer Wärmetransport (ca. 50 % bei 40 °C),
3. höhere Wärmekapazität, d. h. höhere Leistungsdichte (ca. 15 % bei 40 °C),
4. geringerer Druckverlust (ca. 30 % bei turbulenter und 75 % bei laminarer Strömung), d. h. besserer Wärmetransport, Einsparung von sehr viel Elektroenergie.

Diese Prozesse spielen sowohl im Kollektor als auch im Wärmetauscher eine Rolle. Im Kollektor verbessert der Gebrauch von Wasser wesentlich den Kollektorwirkungsgrad. Beim Wärmetauscher erzielt Wasser bei bis zu zwei Dritteln kleineren Wärmetauscherflächen immer noch das gleiche Resultat wie typische Frostschutzmittel. Noch besser ist es aber, wie bei der Anlage Festo gleich ganz auf einen Wärmetauscher zu verzichten. Es ist unverständlich, dass die Leistungsermittlung nach DIN EN 12975 mit Wasser durchgeführt und die Ergebnisse auch für Frostschutzmittel angewandt werden. Das mag beim Einfamilienhaus, bei dem weder die Funktion noch der Ertrag kontrolliert werden, keine Rolle spielen, bei solaren Großanlagen mit Ertragsgarantien wird dies Kollektorhersteller zunehmend in Schwierigkeiten bringen.

Wegen der großen Druckautorität der Kollektorreihen konnte das Rohrnetz asymmetrisch ausgelegt werden. Die in die Kollektoren integrierten Rücklaufleitungen sparten ca. 700 m Rohre auf dem Dach. Asymmetrisch heißt, dass im von der Sammelleitung fernsten Kollektor der geringste Durchfluss herrscht, und dass der spezifische Durchsatz bis hin zur Sammelleitung anwächst. Dies dient der kontrollierten Entleerung im Stagnationsfall und der automatischen Befüllung. Es gibt im Kollektorfeld weder Ventile noch Abgleichvorrichtungen. Die Serienschaltung von zwei Solarpumpen gewährleistet den notwendigen Druck bei akzeptabel kleinen Pumpen. Dazu genügen noch sparsame Nassläufer-Pumpen, deren Abwärme weitestgehend dem System zugute kommt. Bei Ausfall einer Solarpumpe sind sowohl der Frostschutz als auch ein Notbetrieb mit etwa 75 % des Sollvolumenstromes noch gewährleistet.

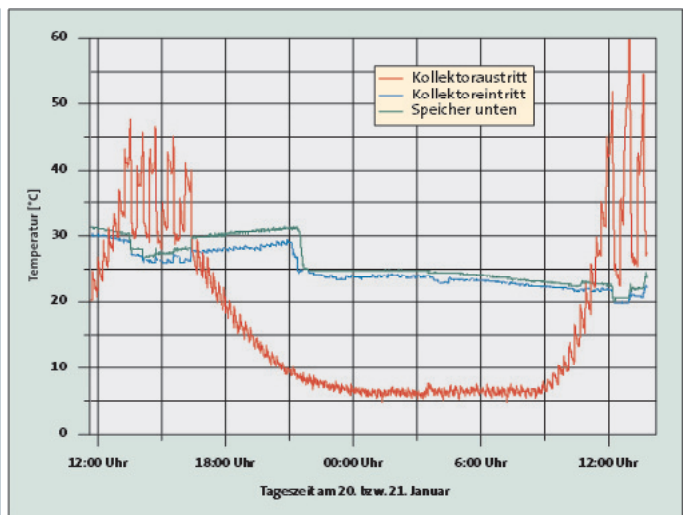


Bild 2: Verlauf von Kollektorein- und -austrittstemperaturen sowie der Speichertemperatur während des Frostschutz-Betriebs; die Kollektoraustrittstemperatur wird immer auf mindestens 5 °C gehalten

Beim so genannten „Eimerprinzip“ wird das Solarfeld immer nur „geleert“, wenn es heiß genug ist. Die Solarpumpen arbeiten dabei, wie auch im Frostschutzbetrieb, intervallartig, dann aber stets mit voller Leistung. Bei geregelten Solarpumpen (Matched-flow) ist die definierte Durchströmung jedes einzelnen Kollektors nicht gewährleistet. Das Eimerprinzip reduziert die Pumpenlaufzeit auf etwa die Hälfte gegenüber drehzahlgeregelten Solarpumpen und spart besonders vor jedem Einschalten hohe Rohrleitungswärmeverluste.

Regelung des aktiven Frostschutzes (Paradigma)

Aktiver Frostschutz bedeutet, dass bei Bedarf geringe Wärmemengen aus dem Speicher dem Solarkreis zugeführt werden. Dafür genügt meist ein kurzes Pumpen in größeren Zeitabständen. Die Wärme stammt aus dem unteren Speicherbereich mit niedrigen Temperaturen und ist damit anderweitig oft nicht nutzbar. Der aktive Frostschutz ist auf ca. 5 °C im Kollektorausritt ausgelegt. Die Wärmeabstrahlung an die Umgebung ist gegenüber einer Anlage mit Frostschutzmittel und freier Auskühlung nur wenig erhöht, denn auch bei diesen erfolgt die Annäherung an die der Umgebungstemperatur nur sehr langsam.

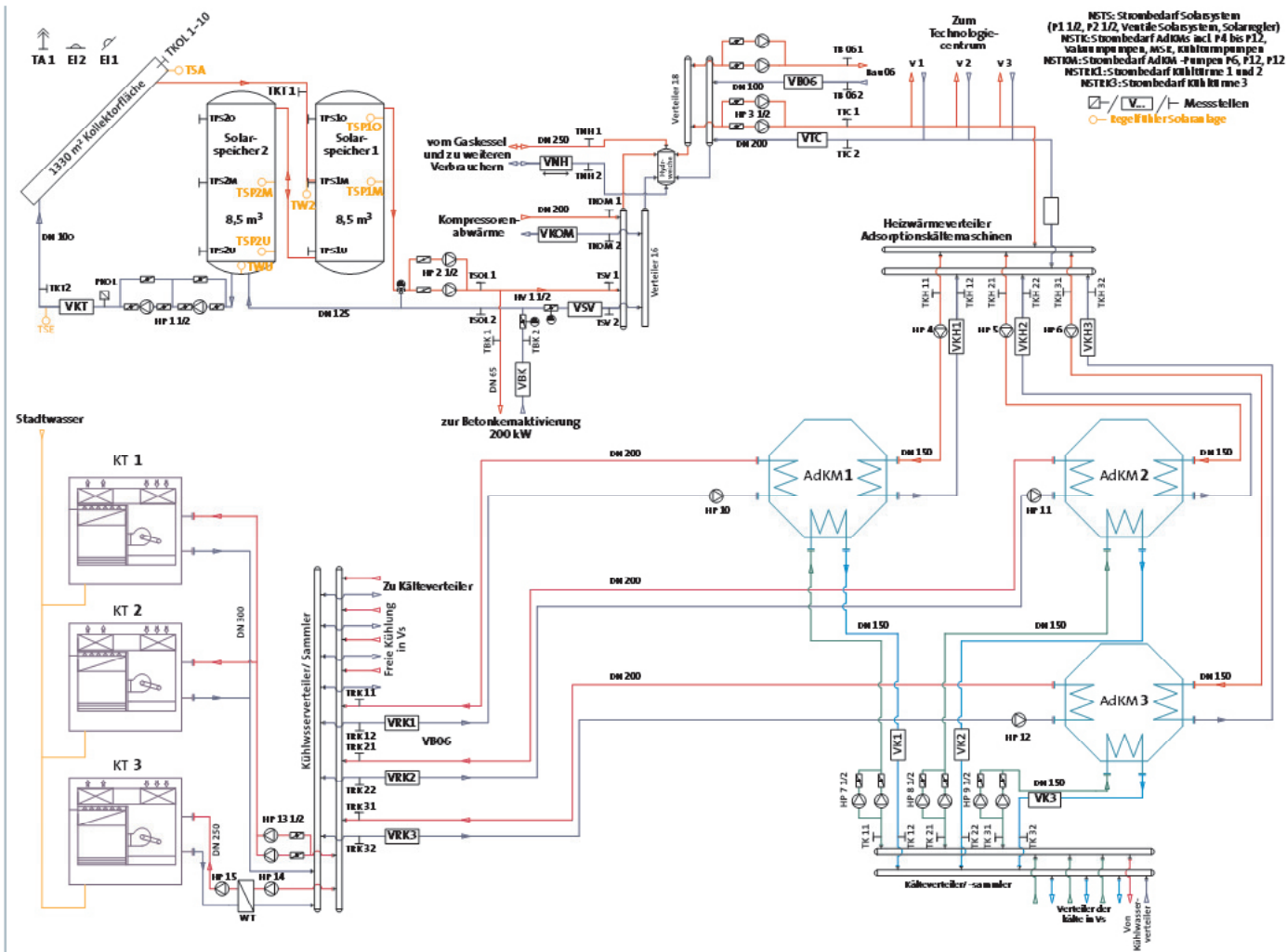


Bild 3: Schema der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen mit den Mess- und Regelfühlern des Solarsystems

Der Frostschutz stützt sich lediglich auf die ohnehin für die Einspeiseregulierung verwendeten Sensoren: untere Speichertemperatur, Solarrücklaufstemperatur sowie Kollektorausstrittstemperatur. Die außen liegenden Solarrohre kühlen auch bei guter Dämmschichtdicke deutlich schneller aus als die Vakuumröhrenkollektoren. Obwohl auf Temperaturfühler in den Rohren wegen des Aufwands verzichtet wird, muss der Solarregler wissen, welche Umlaufzeit für den Frostschutz notwendig ist, denn in der niedrigsten Frostschutzstufe, die für die meiste Zeit ausreicht, beträgt die „Reisezeit“ des Wassers im Solarvorlauf vom Kollektorfühler bis zum Speichereintritt viele Stunden. Das ist deutlich länger als die Zeit, die jedes der verwendeten Rohre benötigt, um einzufrieren, wenn die Außentemperatur z.B. -20 °C betragen würde. Der Frostschutz-Algorithmus passt das Regelverhalten an die jeweiligen Bedingungen an, um eine maximale Frostsicherheit bis -30 °C zu gewährleisten, ohne gleichzeitig bei weniger starkem Frost die Rohre zu warm zu halten. Das gelingt sehr gut, wenn die Speichertemperatur im unteren Bereich nachts im Winter nicht höher als ca. 65 °C ist, da, wie oben beschrieben, die Umlaufzeiten nicht beliebig verkürzt werden können, um die höhere Temperatur im Solarrücklauf zu kompensieren. Im Normalfall wird der Speicher im Winter für den Heizbetrieb soweit entladen, dass unten Temperaturen von nur 30 bis 40 °C vorherrschen. Bild 2 zeigt ein Beispiel für das Arbeiten der Frostschutz-Funktion. Die regelmäßigen Zacken in der Kollektorausstrittstemperatur stammen

von sekundenlangen Einschaltphasen der Solarpumpe. Nach der Abkühlphase regelt die Frostschutzfunktion die Kollektorausstrittstemperatur so, dass in den Minima ca. 5 °C erreicht wird. Wie die Erfahrungen mit dieser Anlage gezeigt haben, gibt es ein Manko bei der bisher üblichen Art der Ertragskontrolle bei solaren Großanlagen, nämlich die Vernachlässigung der „negativen Wärmeeinträge“ der Solaranlage in den Speicher. Negative Wärmeeinträge entstehen z. B. morgens beim ersten Einspeisen der Anlage, da hier zunächst der noch kalte Inhalt des Vorlaufrohres in den Speicher gespült wird. Anders als bei kleinen Anlagen übersteigt bei solaren Großanlagen der Fluidinhalt der Rohre oft deutlich den der Kollektoren. Bei der Festo-Anlage enthält z. B. allein der Solarvorlauf mehr Wasser als in alle Kollektoren zusammen. Negative Wärmeeinträge können auch entstehen, wenn die Rückflussverhinderung im Solarkreis versagt. Dann kann sich eine thermische Schwerkraftzirkulation in oder entgegen der normalen Fließrichtung ausbilden, bei der ständig warmes Wasser aus dem Speicher fließt und abgekühlt zurückkehrt. Dieser Effekt trat bei der Anlage Festo im Probebetrieb ebenfalls auf. Wird er über längere Zeit nicht bemerkt, kann das erhebliche Wärmeverluste des Speichers zur Folge haben. Diese Wärmeströme können mit vertretbarem Aufwand nicht genau genug gemessen werden. Nur eine geeignete Funktionskontrolle im Solarregler, welche z. B. die Fehlzirkulationen meldet, kann helfen, diese Verluste dauerhaft zu vermeiden. Anfahverluste und Fehlzirkulationen treten

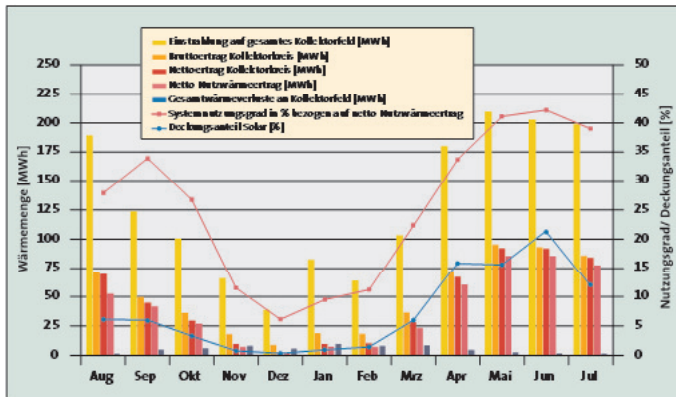


Bild 4: Grafische Darstellung der wichtigsten Messdaten aus Tabelle 1

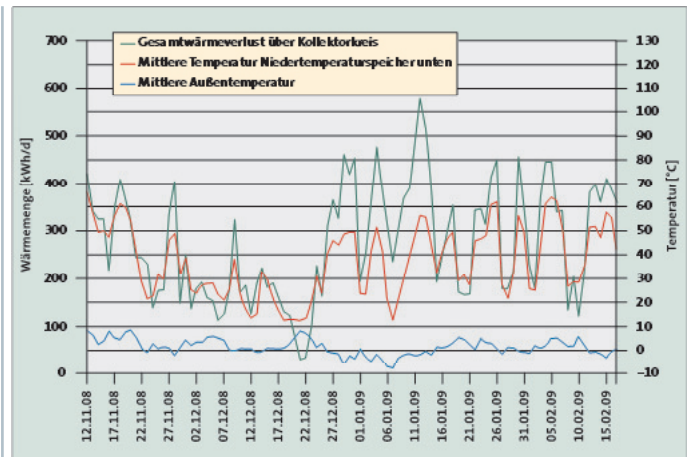


Bild 5: Zusammenhang zwischen mittlerer Speichertemperatur des Tages und Wärmeverluste an das Kollektorfeld bei Frostschutzbetrieb

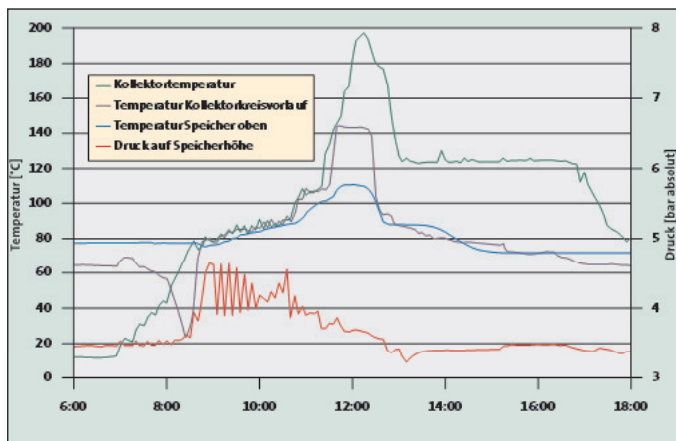


Bild 6: Stillstandsverhalten der Solaranlage der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen am 17. August 2008

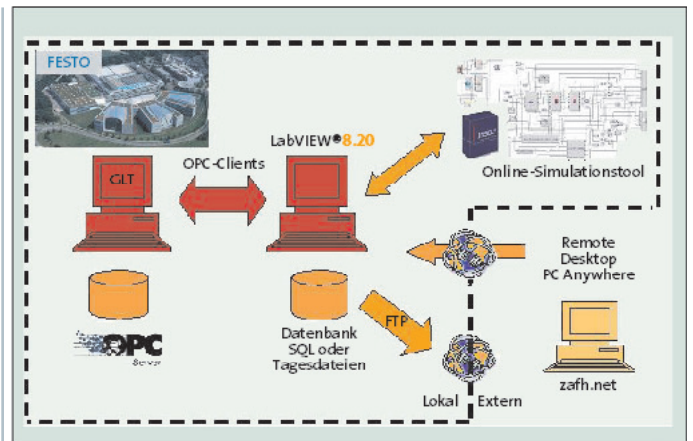


Bild 7: Kommunikationsstruktur für Online-Simulationen und externen Datenaustausch

bei allen Solaranlagen auf, das wurde aber bis zur Überwachung der Anlage Festo ignoriert.

Auch der aktive Frostschutz verursacht geringe negative Wärmeeinträge in den Speicher. Um diese zu untersuchen, wurden bei der Anlage Festo erstmals auch alle negativen Wärmeströme gemessen.

Noch weitere Faktoren müssen bei der energetischen Bewertung des aktiven Frostschutzes im Vergleich mit glykolgefüllten Anlagen bedacht werden:

Die vom aktiven Frostschutz während der Nacht in Kollektoren und Solarrohre eingebrachte Energie ist nicht verloren, sondern steht am nächsten Morgen zum Teil noch zur Verfügung. Die Erwärmungsphase beginnt dann von einem höheren Temperaturniveau aus als bei freier Auskühlung bis auf Umgebungstemperatur. Daher kann das Einspeisen früher beginnen.

Bleibt nach einem Einspeisetag abends im Speicher nur Restwärme unterhalb des niedrigsten nutzbaren Temperaturniveaus zurück, dann ist diese Wärme praktisch wertlos und es hat auf die Jahresbilanz der solar gelieferten Nutzenergie fast keinen Einfluss, ob diese Wärme für den Frostschutz verwendet wurde oder nicht.

Der Stromverbrauch der Solarpumpen für den Frostschutz ist gering und beträgt nur ein Bruchteil des Bedarfs im Solarbetrieb. Das Eimerprinzip führt zu einer Halbierung der Solarpumpenlaufzeit. Die beim Betrieb mit Frostschutzmittel nötige Systemtrennung erfordert dage-

gen in der Regel eine zusätzliche Solarpumpe. Die stark verschiedene notwendige Pumparbeit für Wasser und für Frostschutzmittel wurde bereits im letzten Abschnitt diskutiert.

Der Einsatz von Wasser als Wärmeträger ist in nicht frostsicheren Klimaregionen nur mit Vakuumröhrenkollektoren sinnvoll. Für Flachkollektoren sind dafür die Wärmeverluste viel zu hoch. Selbst mit sehr guten Vakuumröhrenkollektoren wird man in gemäßigten Klimazonen wie Deutschland mit einem zu simplen Frostschutz-Algorithmus keine gute Frostsicherheit erreichen und deutlich zu hohe Wärmeverluste in Kauf nehmen müssen. Erst die Kombination von sehr guten CPC-Vakuumröhrenkollektoren mit einem aktiven Frostschutz bringt neben den oben beschriebenen Vorteilen auch einen energetischen Vorteil.

Wenn die Solarwärme nicht abgenommen wird, schalten die Solarpumpen ab und das Wasser in den Kollektoren fängt rasch an zu sieden. Der Dampf dehnt sich in die Pufferspeicher aus und kondensiert dort wieder. Bei diesem Übergang der Solaranlage in die Stagnation erwärmt der kondensierende Dampf die Puffer nochmals um etwa 15 bis 20 K. Die Solarvorlaufleitung kann während des Übergangs in die Stagnation bis zu 180 °C erreichen, kühlt dann aber ganz langsam wieder auf Umgebungstemperatur ab und füllt sich wieder mit Wasser, während in der Solaranlage in der Stagnation nur noch Trockendampf mit 200 bis 300 °C anzutreffen ist. Die Stagnation kann problemlos beliebig oft und lange eintreten. Entgegen allen Erwartungen des Betreibers war

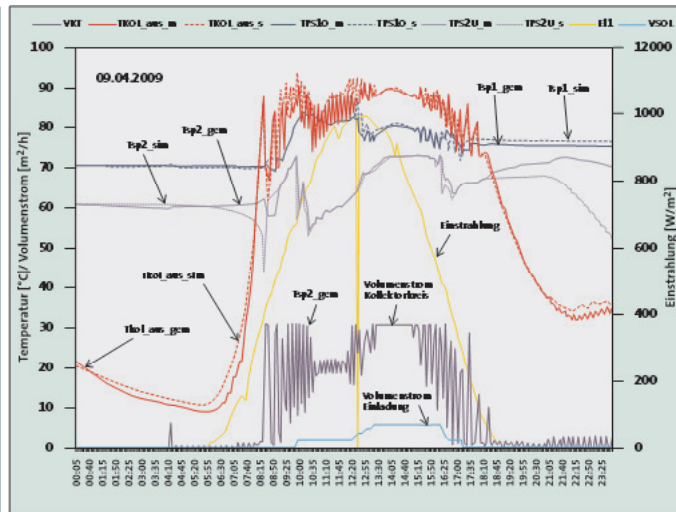


Bild 8: Ergebnisse des Onlinesimulationsmodells der Solaranlage im Vergleich zu realen Messdaten

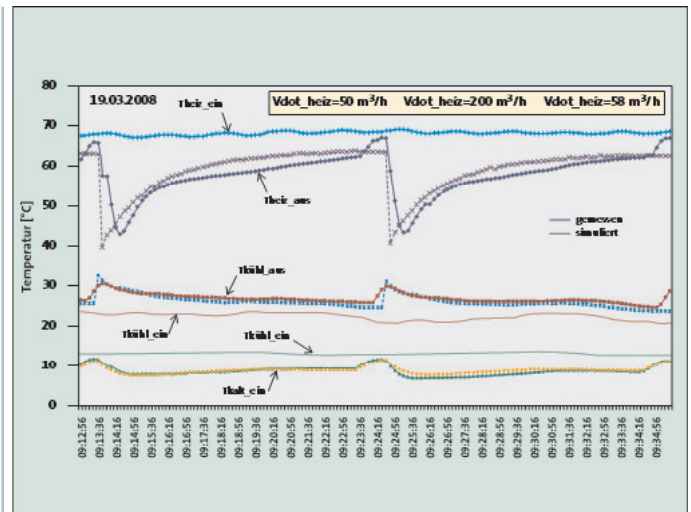


Bild 9: Ergebnisse des Onlinesimulationsmodells der Adsorptionskälteanlagen im Vergleich zu realen Messdaten

die Anlage Festo bereits 18-mal im Stillstand. Regelmäßig wurde dies jedoch nur von den Messgeräten und nicht von den anwesenden Mitarbeitern registriert, weil der Prozess trotz der schnellen Dampfbewegung unspektakulär geräuscharm verläuft.

Monitoring und Anlagentechnik (HSO)

Mit Hilfe des zusätzlichen Messsystems sollen alle Energieströme, innerhalb der Systemgrenzen Solaranlage/Hauptverteiler und Adsorptionskälteanlage und über die Systemgrenzen hinweg erfasst werden. Insbesondere wird neben der Wärmemenge, die vom Kollektorfeld in die Speicher eingespeist und an das Heizungssystem abgegeben wird, auch die Wärme von Heizkesseln und Kompressoren erfasst. Wegen des „Nur-Wasser-Systems“ und der damit verbundenen Frostschuttschaltung, wird auch die Wärme, die aus dem Heizungssystem über die Pufferspeicher zum Kollektorfeld gepumpt wird, separat erfasst. An den AdKM werden die Wärmemengen an allen drei Kreisläufen jeder Maschine gemessen. Die differenzierte Erfassung des Stromverbrauchs der AdKM, deren peripherer Pumpen sowie der Kühltürme soll Aufschluss über den elektrischen Energiebedarf der Maschinen liefern und eine Aufschlüsselung nach einzelnen Verbrauchern ermöglichen. Darüber hinaus wird die solare Einstrahlung sowie die Außen- und Kollektortemperatur erfasst. Bild 3 zeigt das Anlagenschema mit Mess- und Regelfühlern der Solaranlage.

Prinzip der Adsorptionskältetechnik (FHG ISE)

Große Konzerne und produzierende Unternehmen besitzen häufig einen hohen Bedarf an Kühlleistung für diverse Anwendungen. Heutzutage benötigen selbst kleine Unternehmen mit Serverräumen eine ganzjährige Kühlung. Die dadurch entstehenden Kosten für den Stromverbrauch können dabei einen Großteil der Kosten für Heizung und Klimatisierung ausmachen. Eine Alternative zu strombetriebenen Kompressionskältemaschinen sind dabei Ab- & Adsorptionskältemaschinen. Diese Geräte benötigen als Antriebsenergie primär Wärme, der Stromverbrauch der Geräte selbst ist minimal, jedoch sind die peripheren Stromaufnahmen der Kreislaufpumpen und insbesondere für die Rückkühlung nicht zu vernachlässigen. Dennoch erfolgt eine Entlastung der Stromnetze.

AdKM benötigen für den Betrieb Wärme auf niedrigem Temperaturniveau (60 bis 90 °C). Zudem enthalten die Maschinen selbst kaum bewegliche Teile, sie sind daher vergleichsweise robust im Aufbau. Als Kältemittel wird Wasser eingesetzt, als Sorptionsmaterial dient bis

vor kurzem ausschließlich Silicagel, in neueren Entwicklungen werden auch Zeolithe eingesetzt.

Eine marktübliche AdKM besteht aus vier Kammern: Dem Verdampfer, dem Adsorber, dem Kondensator und dem Desorber. Adsorber und Desorber sind identisch aufgebaut: die Kammern enthalten einen Wärmeübertrager, der in das Sorptionsmaterial eingebettet ist bzw. davon in möglichst gutem Wärmekontakt umgeben ist. Im Adsorber wird der Kältemitteldampf aus dem Verdampfer vom Sorptionsstoff adsorbiert. Die frei werdende Sorptionswärme muss über den Wärmeübertrager an den Kühlkreislauf (Rückkühlwerk) abgegeben werden. Der Adsorptionsprozess wird bis zur Sättigung des Sorptionsstoffes durchgeführt, danach wird auf die zweite Kammer umgeschaltet. Die jeweils andere Kammer wird in der Zwischenzeit regeneriert, d.h., das Wasser wird aus dem Sorptionsmaterial wieder ausgetrieben (desorbiert), indem statt Kühlwasser dem Wärmeübertrager Antriebswärme zugeführt wird. Die Geräte arbeiten damit zyklisch; typische Periodenlängen liegen zwischen 7 und 15 min. Das desorbierte Kältemittel wird im Kondensator wieder verflüssigt und dem Verdampfer erneut zugeführt. Im Verdampfer wird dem externen Kaltwasserkreis bei der Verdampfung des Kältemittels Wärme entzogen, dadurch erfolgt eine Absenkung der Kaltwassertemperatur zur effektiven Gebäudekühlung. Elektrische Energie wird zur Regelung und zum Umschalten der Kammerventile benötigt; die AdKM am Standort Festo enthalten zusätzlich eine integrierte Kältemittelpumpe. Insgesamt ist der Stromverbrauch der Maschinen – ohne die externen Kreislaufpumpen – sehr gering. Weitere Informationen zu Adsorptionskältemaschinen im Zusammenhang mit solarthermischer Kühlung können [3] entnommen werden.

Betriebsergebnisse und -erfahrungen (HSO / FHG ISE)

Messergebnisse Solarsystem (HSO)

Seit 1. August 2008 läuft die Intensivmessphase. Im Fünf-Minuten-takt werden die Messwerte von 81 Sensoren erfasst und täglich von der Hochschule Offenburg abgerufen. Zusätzlich erhalten alle Projektbeteiligten Zugang zu den wissenschaftlichen Messdaten. Bis auf wenige Störungen liegen aus dem ersten Intensivmessjahr vom 1. August 2008 bis 31. Juli 2009 vollständige Messdaten vor. Die Messdaten sind in Tabelle 1 zusammengefasst und teilweise in Bild 4 grafisch dargestellt.

Der aufgetretene Sensorausfall bei der Entladevolumenstrommessung (VSV) zwischen dem 15. September und 6. Oktober 2008) wurden in

Tabelle 1: Ergebnisse des ersten Intensivmessjahres der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen von August 2008 bis Juli 2009

	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Jun	Juli	gesamt
Einstrahlung auf gesamtes Kollektorfeld in MWh	190	124	101	66	39	83	64	104	180	210	203	199	1563
Nettoertrag Kollektorkreis in MWh	70	45	30	10	2,8	10	11	28	67	93	92	85	543
netto Nutzwärmeertrag in MWh	53*	42**	27**	7,6	2,4	7,9	7,2	23	61	86	86	78	481
Systemnutzungsgrad in % bezogen auf netto Nutzwärmeertrag	28*	34**	27**	12	6,2	9,5	11	22	34	41	42	39	31
Gesamtwärmeverluste an Kollektorfeld in MWh	1,6	4,9	6,2	8,2	6,2	10	8,5	8,9	5,2	3,0	1,5	1,4	66
Wärme aus Gaskesseln in MWh	565	445	563	685	474	548	208	85	78	179	73	324	4227
Deckungsanteil Solar in %	6,2	6,0	3,4	0,8	0,3	1,0	1,5	6,0	16	16	21	12	6,3
Deckungsanteil Nachhaltige Wärme in %	34	36	29	25	33	30	58	78	80	68	82	50	45
Wärmeverbrauch AdKMs in MWh	725	521	522	420	47	0,6	0,1	0,2	155	382	274	530	3577
Kälte von AdKMs in MWh	383	267	251	184	22	0	0	0	67	184	102	206	1665
COP	0,53	0,51	0,48	0,44	0,46	0	0	0	0,44	0,48	0,37	0,39	0,47

* Wegen Ventilstörung vom 06. – 15.08. nur geringe Entladeleistung

** Wegen Sensorausfall zwischen 15.09. und 06.10. angenommener Speicherverlust von 9 % (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach dem Zeitraum)

Tabelle 1 und Bild 4 bei der Auswertung derart berücksichtigt, dass für diesen Zeitraum der gleiche prozentuale Wärmeverlust im Speicher unterstellt wurde, wie in den beiden Wochen vor und nach dem Fühlerausfall. Die Störung eines Ventils auf der Entladeseite (6. bis 15. August), die zu einer deutlichen Verringerung des Entladevolumenstroms und damit des Ertrags führte, wurde nicht weiter berücksichtigt.

Im Intensivmessjahr konnten bei einer solaren Strahlungsmenge auf das Kollektorfeld von 1563 MWh (1283 kWh/m²), 543 MWh (445 kWh/m²) (Nutzungsgrad 35%) an Wärme in die Solarspeicher eingespeist werden. Hiervon wurde bereits die Wärmemenge, die an Anfahr- und Frostschutzverlusten (insgesamt 66 MWh bzw. 54 kWh/m²) entstanden ist, abgezogen. Auf der Entladeseite konnten den Speichern 481 MWh (395 kWh/m²) Wärme entnommen werden (Nutzungsgrad 31%). Auch hier wurden bereits Anfahr- und Frostschutzverluste abgezogen. Der solare Deckungsanteil für den betrachteten Zeitraum von 6,3% fällt sehr gering aus. In den Sommermonaten Juni und Juli konnten Deckungsanteile von bis zu 21% erzielt werden. Ursache hierfür ist allerdings auch die veränderte Betriebsweise der AdKM wodurch die Gaskessel seltener zum Einsatz kommen. Im Juli 2009 wurde die Betriebsweise nochmals verändert, so dass der Deckungsanteil der nachhaltig erzeugten Wärme wieder deutlich geringer ausfiel (vgl. Kapitel „Betriebsweise und Optimierungsmaßnahmen“).

Der Deckungsanteil nachhaltig erzeugter Wärme, berechnet aus Nutzwärme der Solaranlage und Abwärme von Kompressoren bezogen auf den Gesamtwärmeverbrauch, beträgt 45%. Dieser konnte ab Februar 2009 durch höhere Kompressorabwärmeleistungen deutlich gesteigert werden. Außerdem erhöht sich der Deckungsanteil auch hier durch die veränderte Betriebsweise der AdKM. Für den Betrieb der AdKM wurden 3577 MWh an Wärme aus dem Wärmenetz der Festo AG & Co. KG benötigt, um damit 1665 MWh an Kälte zu erzeugen. Damit ergibt sich ein durchschnittlicher COP (Coefficient of Performance; der Quotient aus Nutzkälte und Antriebswärme) von 0,47. In den Monaten April bis Juli 2009 fällt der thermische COP deutlich niedriger aus als in den anderen Monaten.

Messergebnisse und Betriebsbewertung Adsorptionskältemaschinen (FHG ISE)

Für die Bewertung des Anlagenbetriebs der AdKM wurden auch Messdaten aus den beiden Monaten vor Beginn des Intensivmessjahres am 1. August 2009 herangezogen. Während der Analyse der Messdaten

wurden die vom Hersteller der Kältemaschinen angegebenen Nennbetriebsbedingungen mit den IST-Zuständen verglichen. Es zeigt sich, dass die Kältemaschinen überwiegend außerhalb der Nennbetriebstemperaturen gefahren werden und zusätzlich die Massenströme im Heizkreis stark von den Nenndaten abweichen. Dennoch erreichen die Maschinen unter Berücksichtigung dieser Umstände akzeptable Ergebnisse. Eine Häufung der Betriebszustände wurde bei 69 °C Antriebstemperatur, 9,5 °C Kaltwassertemperatur und 26 °C Kühlwassertemperatur beobachtet. Zwei der baugleichen Maschinen erreichen dabei Monats-COP zwischen 0,5 und 0,6. Die dritte Maschine weist vermutlich Schwierigkeiten mit der Vakuumdichtigkeit auf und erreicht daher Monats-COPs zwischen 0,4 und 0,5.

Für den Betrieb entscheidend ist zusätzlich auch die kontinuierliche Betriebsdauer der Maschinen. In der Startphase produzieren Kältemaschinen häufig verminderte Kälteleistungen, was sich negativ auf den COP auswirkt. Bei der Untersuchung der Laufzeitlängen zeigte sich, dass die Maschinenlaufzeiten bei einem Zehntel bis zu einem Drittel der gesamten Laufzeiten weniger als 2 h betrug. Dies hat häufige Startphasen zur Folge.

Die übrige aufgewendete Energie für den Betrieb der Adsorptionskälteanlage ist Strom für diverse Pumpen und für die Kühltürme. Der Gesamtstromaufwand beträgt für das Messjahr 690 MWh. Der Betrieb der Pumpen und der Regelung der Solaranlage benötigt lediglich 0,6% dieses Betrages. Die drei Kältemaschinen mit den Vakuumpumpen sowie Heißwasser- und Kaltwasserpumpen benötigen 36,5% des gesamten Strombedarfs; der Hauptteil mit 62,8% wird für den Betrieb der Kühltürme aufgewendet. In diesem Wert ist nicht der Strombedarf für den Winterbetrieb der Kühltürme mit eingerechnet. Bei niedrigen Außentemperaturen kann einer der Kühltürme direkt in das Kaltwassernetz einspeisen. Diese Anwendung wird als Freie Kühlung bezeichnet. Die Anlage hat im Zeitraum Juni 2008 bis Mai 2009 ca. 8,1 GWh an Primärenergie für Strom und Gas verbraucht. Parallel entspricht dies einer Freisetzung von ca. 1500 t CO₂. Unter der Annahme dass die in diesem Zeitraum genutzte Solarwärme einen gleichen Wärmebeitrag aus dem Gaskessel substituiert haben, ergibt sich hier eine Einsparung von 3,9 GWh an Primärenergie und einer Vermeidung von ca. 750 t CO₂, davon ungefähr 150 t durch die Solaranlage. Bei einem Gaspreis von 0,05 €/kWh ergibt sich eine finanzielle Einsparung von knapp 200 000 € im Jahr, ohne Berücksichtigung der Installationskosten des Kollektors und der laufenden Kosten für die Solar- und Abwärmenutzung. Da

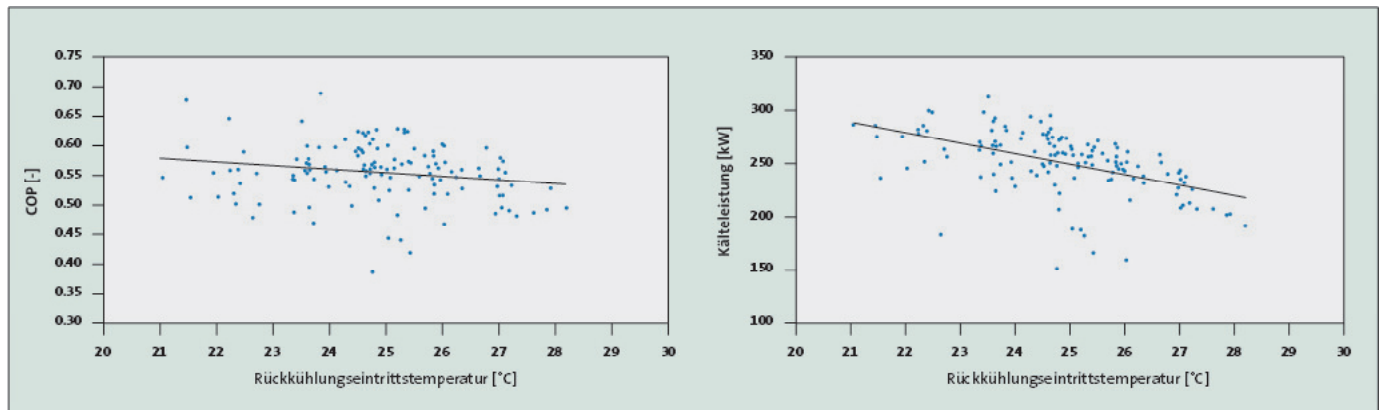


Bild 10: Messdaten zum Betrieb einer der Adsorptionskältemaschinen unter typischen Betriebsbedingungen im Sommer 2008. (Heißwassereintrittstemperaturen von 68 bis 70 °C, Kaltwassereintrittstemperaturen von 13 bis 14 °C und einem Heißwasservolumenstrom von 40 m³/h)

dieser Wert zum größten Teil auf den alten Betriebsbedingungen beruht, bei denen überwiegend Gas für den Antrieb der AdKM verwendet wurde, kann der Wert im kommenden Messjahr durchaus ansteigen. Weitere Informationen zum Betrieb der Kältemaschinen sind in [4] und [5] enthalten.

Betriebsweise und Optimierungsmaßnahmen (HSO)

Die Solaranlage ist mit den AdKM über einen zentralen Verteiler, an den weitere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, verbunden (Bild 3). Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 °C. Die Solltemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 °C. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung zur Bauteilaktivierung ab 35 °C entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 °C und darunter erreichbar. Zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler wurde die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert. Durch die hohe Vor- und Rücklauftemperatur bei Entladung zum Hauptverteiler erhöht sich die Temperatur in den Speichern deutlich und es ergeben sich negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag und die Wärmeverluste durch die Frostschutzschaltung (Bild 5). Deshalb wurde die prognostizierte Sonnenscheindauer als Regelparameter gelöscht. Es wird jetzt bei Heizbetrieb allein anhand der Speichertemperatur entschieden, ob zur Bauteilaktivierung entladen wird. Da die Änderung erst kurz vor Umstellung auf Kühlbetrieb erfolgte, kann zu hierzu noch keine Aussage getroffen werden.

Die Frostschutzverluste können nicht separat von den Anfahrverlusten erfasst werden. (Zusammen 66 MWh/a). Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass durch die beschriebenen hohen Speichertemperaturen die Frostschutzverluste deutlich höher waren als bei niedrigerer Speichertemperatur und dass das Kollektorfeld mit aktivem Frostschutz nicht so stark auskühlt als ohne (vgl. Abschnitt „Regelung des aktiven Frostschutz“).

Anfang April 2009 wurde die Betriebsweise der AdKM so geändert, dass diese nur noch in Betrieb gehen, wenn eine nachhaltige Mindestwärmeleistung von der Solaranlage und den Kompressoren über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht. Die einzelnen Maschinen

werden dann je nach zur Verfügung stehender Wärmeleistung zu- bzw. weggeschaltet. Hierdurch wird eine Zusatzheizung durch die Gaskessel weitgehend vermieden. Die zusätzlich benötigte Kälte wird mit elektromotorischen Kompressions-Kältemaschinen erzeugt. Wie in Tabelle 1 und Bild 4 zu sehen, wurde hierdurch der solare und nachhaltige Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch in den Sommermonaten deutlich gesteigert. Im Juli 2009 mussten die AdKM wieder häufiger betrieben werden, als es mit den nachhaltigen Wärmequellen allein möglich gewesen wäre, um den gesamten Kältebedarf der Gebäude abzudecken. Dementsprechend fällt der solare Deckungsanteil mit 12 %, bei nur leicht geringerem solarem Ertrag als im Mai und Juni, deutlich niedriger aus. Im April kam es teilweise zu Stagnationen der Solaranlage wegen zu geringer Wärmeabnahme. Die daraus resultierende Abschaltung der Kollektorkreispumpe wegen Überschreitung der Maximaltemperatur in den Solarspeichern führte zu einer Verringerung des solaren Ertrags. Dieses Problem konnte durch eine schrittweise Verringerung der zuvor beschriebenen nachhaltigen Mindestleistung für den Betrieb einer AdKM von ca. 500 kW auf nun 350 kW behoben werden.

Bei auftretenden Stagnationen konnte das nachfolgend beschriebene Verhalten beobachtet werden (Bild 6). Die Kollektortemperatur steigt auf bis zu 200 °C (überhitzter Dampf) an. Die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf steigt auf bis zu 143 °C, was einem Sattedampfdruck von ca. 3,9 bar entspricht.

Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass das flüssige Wasser komplett aus den Kollektoren über den Vorlauf in den ersten Speicher gedrückt wird und Dampf eingetragen wird, der dort kondensiert. Für diesen Fall wurde der Vorlauf in halber Höhe am Speicher angebracht, damit der Dampf beim Aufsteigen durch das Wasser im Speicher abkühlt und kondensiert.

Die Solaranlage ist in der Lage im Fall einer Stagnation bei voller Einstrahlung den überhitzten Dampf aufzunehmen und nach der Kondensation des Dampfes wieder den regulären Betrieb selbständig aufzunehmen.

Betriebsbegleitende Simulation zur Betriebsüberwachung und -optimierung (HfT)

Im Rahmen der Planung und Dimensionierung von z. B. großen Solar- und Kälteanlagen ist der Einsatz von dynamischen Simulationen bereits weit verbreitet. Die eingesetzten Simulationsmodelle eignen sich jedoch auch für die Entwicklung und den Test der Systemregler in der

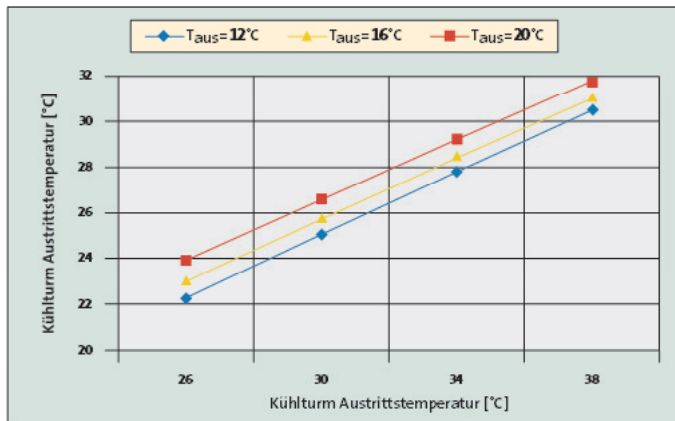


Bild 11: Simulierte Wasseraustrittstemperatur des Kühlturms bei 50 % des maximalen Volumenstroms in Abhängigkeit von der Wassereintrittstemperatur und der Lufttemperatur bei 80% relativer Feuchte

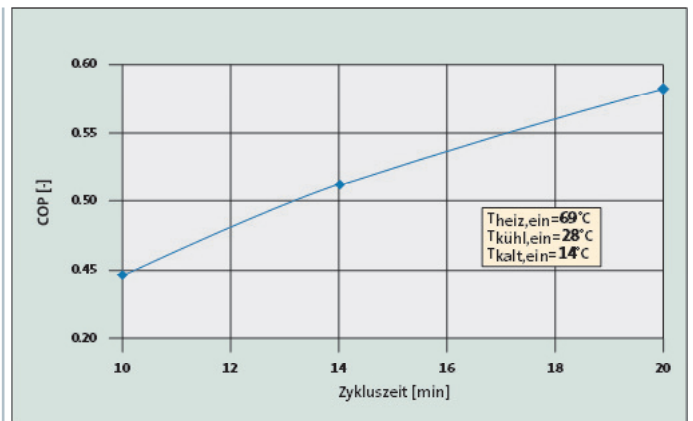


Bild 12: Simulierter thermischer COP der Adsorptionskältemaschine in Abhängigkeit von der Zykluszeit bei einem Heißwasservolumenstrom von $40 \text{ m}^3/\text{h}$

Simulationsumgebung. Dies ermöglicht einen umfassenden Test des entwickelten Reglercodes, der im realen Betrieb kaum möglich oder zumindest sehr zeitaufwendig wäre. Auch nach der Inbetriebnahme der Anlagen können die Simulationsmodelle noch sehr nützliche Informationen liefern. Dies gilt insbesondere dann, wenn sie als betriebsbegleitende Simulationen zur Betriebsüberwachung eingesetzt werden und so Referenzen für einen Soll-/Ist-Vergleich des Anlagenzustands ermöglichen. Dadurch können Anlagenfehlfunktionen und Fehler in der Regelung sehr zeitnah erkannt und behoben werden. Das zafh.net befasst sich im Rahmen eines im „KlimaZwei“-Förderprogramm des BMBF geförderten Verbundforschungsvorhabens mit der genannten Thematik. Projektpartner des Vorhabens sind neben der Festo AG & Co. KG und der Elektror airtsystems GmbH auch die Stadt Ostfildern. Die wissenschaftliche Betreuung erfolgt durch die Hochschulen Offenburg und Stuttgart, die gemeinsam im Forschungsverbund zafh.net seit einigen Jahren an Forschungsvorhaben im Bereich energieeffizienter Gebäude arbeiten. Die Arbeiten des zafh.net werden nachfolgend am Beispiel der in den vorangegangenen Abschnitten bereits ausführlich beschriebenen Kälteerzeugung der Festo AG & Co. KG erläutert.

Betriebsbegleitende Simulationen

Voraussetzung für die Umsetzung von energetischen Betriebsanalysen und betriebsbegleitenden Simulationen ist eine umfassende Messdatenerfassung und -verwaltung z.B. über ein Gebäudeleitsystem (GLT) mit Schnittstellen für einen externen Online-Zugriff auf die gewonnenen Messdaten. Bei Festo werden alle zusätzlichen Datenpunkte und Energiemengenzähler des Gebäudes und der Versorgungstechnik inklusive der Kälteerzeugung und Solaranlage mit Hilfe eines zusätzlichen Messwerterfassungssystems erfasst und auf das GLT aufgeschaltet. Der externe Online-Zugriff auf die erfassten Daten erfolgt über einen OPC-Server, der vom GLT-System bereit gestellt wird. Mit Hilfe von OPC-Klienten können die für einzelne Komponenten entwickelten Simulationsmodelle auf die aktuellen Messdaten der realen Anlagen direkt zugreifen und so die prognostizierten Anlagenzustände mit Messdaten der realen Anlage vergleichen. Aus Sicherheitsgründen und auf Grund von Firewall-Problematiken laufen die Simulationsmodelle auf einem lokalen Rechner innerhalb des Firmennetzwerkes. Ein externer Datenzugriff (von außerhalb des Firmennetzes) ist nur auf historisierte Datensätze über abgesicherte VPN-Verbindungen oder FTP-Verbindungen möglich. Die bei Festo umgesetzte Kommunikationsstruktur für den Onlinedatenzugriff ist in Bild 7 dargestellt.

Zur Umsetzung der Onlinesimulationen wurde ein dynamisches Simulationsmodell der Solaranlage inklusive Speicher sowie der komplexen Abnahmestruktur mit Einspeisung in zwei Heizkreise auf unterschiedlichem Temperaturniveau in der Simulationsumgebung „INSEL“ abgebildet [6, 7]. Im Winter wird vorrangig der Heizkreis der Bauteilaktivierung mit Wärme auf geringem Temperaturniveau ($50/40^\circ\text{C}$) bedient, wohingegen im Sommer oder an Tagen mit hohem Solarangebot die Wärmeenergie im Wesentlichen dem Hauptheizkreis auf hohem Temperaturniveau ($70/60^\circ\text{C}$) zugeführt wird. Bild 8 zeigt einen Vergleich zwischen simulierten und gemessenen Daten beispielhaft für einen Tag im April 2009. Insgesamt wird hier eine sehr gute Übereinstimmung zwischen simulierten und gemessenen Kollektorausstrittstemperaturen und Speichertemperaturen erreicht. Damit steht für die Solaranlage ein Onlinesimulationstool zur Verfügung, das für eine automatisierte Fehlerüberwachung der Solaranlage und der komplexen Wärmeabnahmeregulierung eingesetzt wird. Abgesehen von der Solaranlage wurde auch für die AdKM ein dynamisches Simulationsmodell erstellt, das selbst die Zykluszeiten der Anlagen richtig abbildet. Mit Hilfe dieses Modells lässt sich der Betrieb der Adsorptionskälteanlage somit sehr genau überwachen, wie ein Vergleich zwischen gemessenen und simulierten Austrittstemperaturen einer Adsorptionskälteanlage in Bild 9 zeigt.

Simulationsbasierte Betriebsoptimierung

Wie in den vorangegangenen Abschnitten bereits ausführlich aufgezeigt wurde, haben Untersuchungen und Analysen zum ersten Betriebsjahr mit Solaranlage noch einen relativ hohen Anteil der Gaskessel an der Wärmeversorgung der AdKM von ca. 70 % ergeben. Da auf Grund der relativ geringen thermischen COP der AdKM von ca. 0.5 ein Betrieb über die Gaskessel aus primärenergetischer Sicht nicht sonderlich sinnvoll ist, wurde die Regelung seitens Festo bereits auf einen überwiegen nachhaltigen Betrieb, d.h. über die Wärmerückgewinnung und über die Solaranlage umgestellt. Mit Hilfe der entwickelten Simulationsmodelle werden vom zafh.net derzeit neue Regelstrategien zum Betrieb der AdKM unter der Bedingung der ausschließlichen Versorgung mit den beiden „nachhaltigen“ Energiequellen (Solaranlage und Wärmerückgewinnung der Kompressorabwärme) unter besonderer Berücksichtigung eines Teillastbetriebs für die drei AdKM entwickelt [8]. Ein besonderes Augenmerk gilt in diesem Zusammenhang der Regelung der vorhandenen Hybridrückkühltürme, da diese zu einem erheblichen Teil zum Gesamtstromverbrauch der Anlage beitragen und

damit hauptverantwortlich für den noch relativ geringen elektrischen COP der Anlage von ca. 3,5 sind.

Während der Nacht bewegt sich die Grundkühlleistung der AdKM in der Regel in einem Bereich für den selbst der Betrieb einer AdKM noch zu hoch ist und somit bislang zu einem ineffizienten getakteten Betrieb der Anlage führt. In Bild 10 sind Messdaten zum COP und zur Kälteleistung der AdKM für typische Betriebsbedingungen während des Sommers 2008 als Stundenmittelwerte dargestellt.

Demnach hat eine Anhebung der Kühlwassertemperaturen zur Reduktion der Kälteleistung nur sehr geringe Auswirkungen auf den thermischen COP der Anlage. Die Idee ist daher zur Deckung der Grundkühlleistung nur eine AdKM im Nachtzeitraum mit höherer Rückkühltemperatur (Reduktion der Ventilatorleistung am Kühlturm) zur Drosselung der Kälteleistung zu betreiben. Da eine Reduktion der Ventilatorleistung der Kühltürme um 50 % bereits eine Stromeinsparung von 85 % ermöglicht, lässt sich allein durch diese Maßnahme bereits ein ordentliches Stromeinsparpotential erschließen.

In typischen Sommernächten liegen die Außentemperaturen nachts im Bereich zwischen 14 und 16 °C bei relativen Feuchten von 70 bis 90%. In Bild 11 ist die simulierte Kühlturmaustrittstemperatur bei 50% der nominalen Ventilatorleistung bei 80% relativer Feuchte der Umgebungsluft dargestellt.

Mit Hilfe des dynamischen Simulationsmodells der AdKM wurde der Einfluss der Zykluszeiten der AdKM auf den thermischen COP ermittelt. Die Ergebnisse sind in Bild 12 dargestellt. Hier zeigt sich sehr schön, dass durch eine Verdopplung der Zykluszeit unter Teillast der thermische COP von 0,45 auf ca. 0,58 gesteigert werden kann. Durch eine Anpassung der Zykluszeiten könnte also der durch die geringere Antriebstemperatur etwas verminderte COP der Anlage mehr als kompensiert werden.

Fazit

Die bisherige Betriebserfahrung zeigt, dass die Kollektoranlage einen sinnvollen Beitrag zur Einsparung an Primärenergie und zur Vermeidung von CO₂-Emissionen leistet. Die vom Kollektorhersteller abgegebene Ertragsgarantie von 500 MWh in den Solarspeicher einzuspeisende Wärme, bei einem Nutzungsgrad von 33,4%, wurde mit 543 MWh bei einem Nutzungsgrad von 34,7% eingehalten. Durch bereits durchgeführte Optimierungen an der Regelung der Speicherentladung und der Betriebsweise der AdKM sind zukünftig geringere Wärmeverluste im Bereich der Frostschutzschaltung sowie seltener Stagnationsphasen und damit höhere Nettoerträge zu erwarten. Bei einer Überprüfung der bisherigen Regelstrategie sind zusätzliche Einsparungen durch eine Verringerung der Antriebswärme aus fossilen Wärmequellen möglich. Die AdKM lassen sich mit guten Ergebnissen mit einer solarthermischen Antriebsquelle koppeln. Die Maschinen selbst arbeiten auch nach sieben bis acht Jahren nahe an den vom Hersteller angegebenen Werten.

Für die Solaranlage und die AdKM der Festo AG & Co. KG wurden detaillierte Simulationsmodelle entwickelt, die zur automatisierten Betriebsüberwachung als Online-Tools mit entsprechender Schnittstelle zum Gebäudeleitsystem eingesetzt werden. Darüber hinaus wurden mit Hilfe der Simulationsmodelle detaillierte Untersuchungen zur Optimierung insbesondere des Teillastverhaltens der AdKM im Zusammenspiel mit den Rückkühltürmen, mit dem Ziel einer deutlichen Verbesserung des elektrischen COP durchgeführt. Die daraus resultierende Regelungsstrategie sieht eine Anhebung der Rückkühltemperaturen unter Teillastbedingungen vor, was zu deutlichen Einsparungen an elektrischer Energie durch verringerte Ventilatorleistung der Kühltürme führt. Gleichzeitig wird der thermische COP der Anlage nur relative geringfügig verschlechtert. Diese Verschlechterung des thermischen

COP ließe sich allerdings durch eine Verlängerung der Zykluszeiten der AdKM mehr als kompensieren.

Literatur:

- [1] K. Huber, E. Bollin; Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, 18. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 23. bis 25. April 2008
- [2] E. Bollin, K. Huber, E. Scheck, D. Jödicke; Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, 19. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 6. bis 8. Mai 2009
- [3] Requirements on the design and configuration of small and medium sized solar air-conditioning applications – Guidelines. Veröffentlicht im Rahmen des IEE-Projektes SOLAIR. Abrufbar unter www.solair-project.eu
- [4] E. Wiemken, J. W. Wewiör; Solare Kühlung im Förderprogramm Solarthermie2000plus – Stand der Demonstrationsvorhaben und erste Betriebsergebnisse, 19. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 6. bis 8. Mai 2009
- [5] E. Wiemken, J. W. Wewiör; Solar air-conditioning in the German Solarthermie 2000plus programme: installed plants and first monitoring results; 3rd International Conference Solar Air-Conditioning, Palermo, Italy, 30. September bis 2. Oktober 2009
- [6] Dalibard, A., Pietruschka, D., Eicker, U., Schumacher. "Performance analysis and optimisation through system simulations of renewable driven adsorption chillers". 2nd SAC, Tarragona, Spain, 2007.
- [7] Dalibard A., Pietruschka D., Eicker, U., "Simulation of a large solar adsorption cooling plant", Eurosun 2008, Lisbon, Portugal.
- [8] Dalibard A., Pietruschka D., Biesinger A., "Optimisation potential of a large solar adsorption cooling plant" 3rd International Conference Solar Air-Conditioning, Palermo, Italy, 30. September bis 2. Oktober 2009

Betriebsanalyse und energetische Bewertung einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes

Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber, Prof. Dipl.-Ing. Elmar Bollin, Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck,
Dipl.-Ing. (FH) Daniel Jödicke MSc.

1 Einleitung

Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE in Freiburg und der HfT Stuttgart die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen. Die Anlage wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens Solarthermie2000plus vom Bundesumweltministerium gefördert. Dabei wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Kompressorenabwärme und Gaskesseln betrieben wurde, durch eine Solaranlage als dritten Wärmelieferanten ergänzt.

Das Solarsystem setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1330 m² Bruttokollektorfläche CPC-Vakuumröhrenkollektoren der Fa. Paradigma und zwei Pufferspeichern mit je 8,5 m³ Speichervolumen zusammen. Die Kälteerzeugung wird mit drei Adsorptionskältemaschinen (AdKMs) mit je 353 kW Nennkälteleistung realisiert. Solarsystem und Kälteanlage sind über das Heizungssystem über diverse Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wurde die Solaranlage an die Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um außerhalb der Betriebszeiten der Kältemaschinen die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können.



Quelle: Festo

Bild 1.1: von links Luftaufnahme des Firmengeländes der Festo AG & Co. KG in Esslingen; Kollektorfeld; Adsorptionskälteanlage

Mit Hilfe von 81 zusätzlichen Sensoren wird ein Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs ermöglicht. Nach Beendigung des Probetriebs konnte im August 2008 das erste Intensivmessjahr gestartet werden [1,2].

2 Monitoring und Anlagentechnik

Mit Hilfe des zusätzlichen Messsystems sollen alle Energieströme, innerhalb der Systemgrenzen Solaranlage/Hauptverteiler und Adsorptionskälteanlage und über die Systemgrenzen hinweg erfasst werden. Insbesondere wird neben der Wärmemenge, die vom Kollektorfeld in die Speicher eingespeist und an das Heizungssystem abgegeben wird, auch die Wärme von Heizkesseln und Kompressoren erfasst. Wegen des „Nur-Wasser-Systems“ und der damit verbundenen Frostschutzschaltung, wird auch die Wärme, die aus dem Heizungssystem über die Pufferspeicher zum Kollektorfeld gepumpt wird, separat erfasst. An den AdKMs werden die Wärmemengen an allen drei Kreisläufen jeder Maschine gemessen.

Die differenzierte Erfassung des Stromverbrauchs der AdKMs, deren peripherer Pumpen sowie der Kühltürme soll Aufschluss über den elektrischen Energiebedarf der Maschinen liefern und eine Aufschlüsselung nach einzelnen Verbrauchern ermöglichen. Darüber hinaus wird die solare Einstrahlung sowie die Außen- und Kollektoroberfläche erfasst. **Bild 2.1** zeigt das vereinfachte Anlagenschema der Solaranlage.

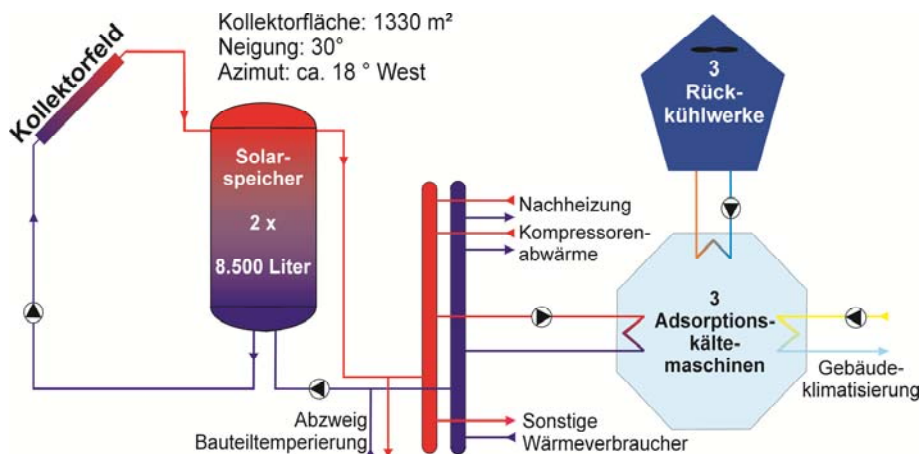


Bild 2.1: Schema der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen

3 Betriebsergebnisse und –erfahrungen

3.1. Messergebnisse Solarsystem

Seit 01.08.2008 läuft die Intensivmessphase. Im Fünf-Minutentakt werden die Messwerte von 81 Sensoren erfasst und täglich von der Hochschule Offenburg abgerufen. Bis auf wenige Störungen liegen aus dem ersten Intensivmessjahr vom 01.08.08 bis 31.07.09 vollständige Messdaten vor. Die Messdaten sind nachfolgend in **Tabelle 3.1** zusammengefasst und teilweise in **Bild 3.1** grafisch dargestellt.

Der aufgetretene Sensorausfall bei der Entladevolumenstrommessung (VSV) zwischen dem 15.09. und 06.10.2008) wurden in **Tabelle 3.1** und **Bild 3.1** bei der Auswertung derart berücksichtigt, dass für diesen Zeitraum der gleiche prozentuale Wärmeverlust im Speicher unterstellt wurde, wie in den beiden Wochen vor und nach dem Fühlerausfall. Die Störung eines Ventils auf der Entladeseite (06. – 15.08.), die zu einer deutlichen Verringerung des Entladevolumenstroms und damit des Ertrags führte, wurde nicht weiter berücksichtigt.

Im Intensivmessjahr konnten bei einer solaren Strahlungsmenge auf das Kollektorfeld von 1563 MWh (1283 kWh/m²), 543 MWh (445 kWh/m²) (Nutzungsgrad 35 %) an Wärme in die Solarspeicher eingespeist werden. Hiervon wurde bereits die Wärmemenge, die an Anfahr- und Frostschutzverlusten (insgesamt 66 MWh bzw. 54 kWh/m²) entstanden ist abgezogen. Auf der Entladeseite konnten den Speichern 481 MWh (395 kWh/m²) Wärme entnommen werden (Nutzungsgrad 31 %). Auch hier wurden bereits Anfahr- und Frostschutzverluste abgezogen. Der solare Deckungsanteil für den betrachteten Zeitraum von 6,3 % fällt sehr gering aus. In den Sommermonaten Juni und Juli konnten Deckungsanteile von bis zu 21% erzielt werden. Ursache hierfür ist allerdings auch die veränderte Betriebsweise der AdKMs wodurch die Gaskessel seltener zum Einsatz kommen. Im Juli 2009 wurde die Betriebsweise nochmals verändert, sodass der Deckungsanteil der nachhaltig erzeugten Wärme wieder deutlich geringer ausfiel (vgl. **3.2**).

Tabelle 3.1: Ergebnisse des ersten Intensivmessjahres der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen von August 2008 bis Juli 2009.

	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	März	Apr	Mai	Jun	Jul	gesamt
Einstrahlung auf gesamtes Kollektorfeld in MWh	190	124	101	66	39	83	64	104	180	210	203	199	1563
Nettoertrag Kollektorkreis in MWh	70	45	30	10	2,8	10	11	28	67	93	92	85	543
netto Nutzwärmeertrag in MWh	53*	42**	27**	7,6	2,4	7,9	7,2	23	61	86	86	78	481
Systemnutzungsgrad in % bezogen auf netto Nutzwärmeertrag	28*	34**	27**	12	6,2	9,5	11	22	34	41	42	39	31
Gesamtwärmeverluste an Kollektorfeld in MWh	1,6	4,9	6,2	8,2	6,2	10	8,5	8,9	5,2	3,0	1,5	1,4	66
Wärme aus Gaskesseln in MWh	565	445	563	685	474	548	208	85	78	179	73	324	4227
Deckungsanteil Solar in %	6,2	6,0	3,4	0,8	0,3	1,0	1,5	6,0	16	16	21	12	6,3
Deckungsanteil Nachhaltige Wärme in %	34	36	29	25	33	30	58	78	80	68	82	50	45
Wärmeverbrauch AdKMs in MWh	725	521	522	420	47	0,6	0,1	0,2	155	382	274	530	3577
Kälte von AdKMs in MWh	383	267	251	184	22	0	0	0	67	184	102	206	1665
COP	0,53	0,51	0,48	0,44	0,46	0	0	0	0,44	0,48	0,37	0,39	0,47

* Wegen Ventilstörung vom 06. – 15.08. nur geringe Entladeleistung

** Wegen Sensorausfall zwischen 15.09. und 06.10. angenommener Speicherverlust von 9 % (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach dem Zeitraum)

Der Deckungsanteil nachhaltig erzeugter Wärme, berechnet aus Nutzwärme der Solaranlage und Abwärme von Kompressoren bezogen auf den Gesamtwärmeverbrauch, beträgt 45%. Dieser konnte ab Februar 2009 durch höhere Kompressorabwärmeleistungen deutlich gesteigert werden. Außerdem erhöht sich der Deckungsanteil auch hier durch die veränderte Betriebsweise der AdKMs (vgl. **3.2**). Für den Betrieb der AdKMs wurden 3577 MWh an Wärme aus dem Wärmenetz der Festo AG & Co. KG benötigt, um damit 1665 MWh an Kälte zu erzeugen. Damit ergibt sich ein durchschnittlicher COP (Coefficient of Performance Quotient aus Nutzkälte und Antriebswärme) von 0,47. In den Monaten Juni und Juli 2009 fällt der thermische COP deutlich niedriger aus als in den anderen Monaten.

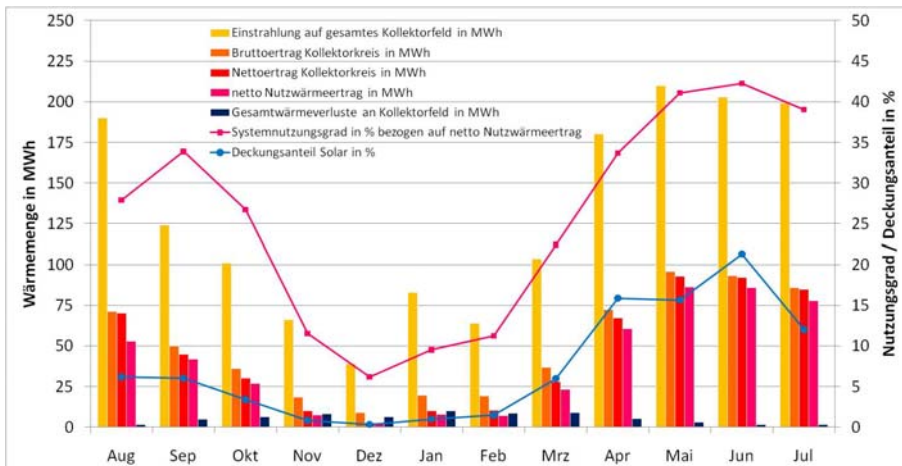


Bild 3.1: Grafische Darstellung der wichtigsten Messdaten aus **Tabelle 3.1**

3.2. Betriebsweise und Optimierungsmaßnahmen

Die Solaranlage ist mit den AdKMs über einen zentralen Verteiler, an den weitere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, verbunden (siehe **Bild 2.1**). Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 °C. Die Solltemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 °C. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung zur Bauteilaktivierung ab 35 °C entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 °C und darunter erreichbar. Zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler wurde die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert. Durch die hohe Vor- und Rücklauftemperatur bei Entladung zum Hauptverteiler erhöht sich die Temperatur in den Speichern deutlich und es ergeben sich negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag und die Wärmeverluste durch die Frostschutzschaltung (**Bild 3.2**). Deshalb wurde die prognostizierte Sonnenscheindauer als Regelparameter gelöscht. Es wird jetzt bei Heizbetrieb allein anhand der Speichertemperatur entschieden wird, ob zur Bauteilaktivierung entladen wird. Da die Änderung erst kurz vor Umstellung auf Kühlbetrieb erfolgte, kann zu hierzu noch keine Aussage getroffen werden.

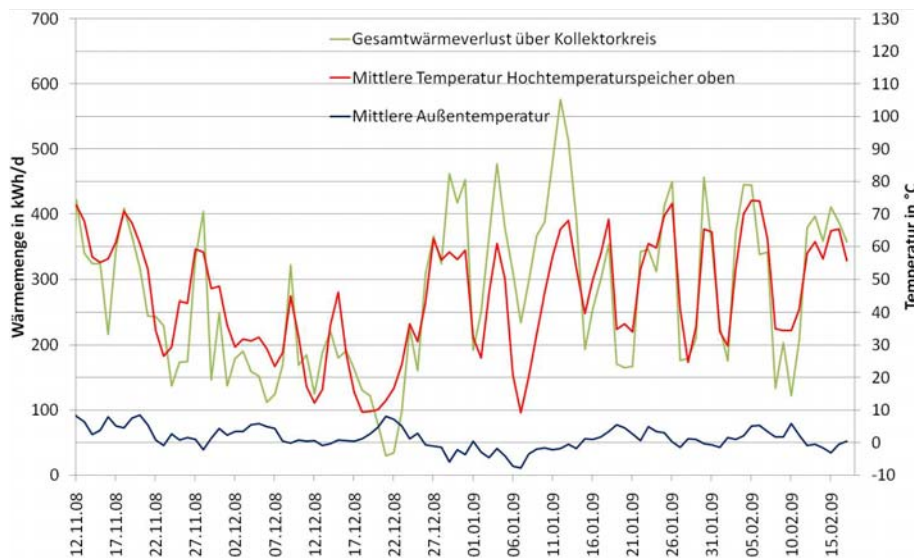


Bild 3.2: Zusammenhang zwischen mittlerer Speichertemperatur des Tages und Wärme-verluste an das Kollektorfeld bei Frostschutzbetrieb

Die Frostschutzverluste können nicht separat von den Anfahrverlusten erfasst werden. (Zusammen 66 MWh/a). Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass durch die beschriebenen hohen Speichertemperaturen die Frostschutzverluste deutlich höher waren als bei niedrigerer Speichertemperatur und dass das Kollektorfeld mit aktivem Frostschutz nicht so stark auskühlt als ohne.

Anfang April 2009 wurde die Betriebsweise der AdKMs so geändert, dass diese nur noch in Betrieb gehen, wenn eine nachhaltige Mindestwärmeleistung von der Solaranlage und den Kompressoren über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht. Die einzelnen Maschinen werden dann je nach zur Verfügung stehender Wärmeleistung zu- bzw. weggeschaltet. Hierdurch wird eine Zusatzheizung durch die Gaskessel weitgehend vermieden. Die zusätzlich benötigte Kälte wird durch elektromotorischen Kompressions-Kältemaschinen erzeugt. Wie in **Tab. 3.1** und **Bild 3.1** zu sehen, wurde hierdurch der solare und nachhaltige Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch in den Sommer-

monaten deutlich gesteigert. Im Juli 2009 mußten die AdKMs wieder häufiger betrieben werden, als es mit den nachhaltigen Wärmequellen allein möglich gewesen wäre, um den gesamten Kältebedarf der Gebäude abzudecken. Dementsprechend fällt der solare Deckungsanteil mit 12 %, bei nur leicht geringerem solarem Ertrag als im Mai und Juni, deutlich niedriger aus.

Im April kam es teilweise zu Stagnationen der Solaranlage wegen zu geringer Wärmeabnahme. Die daraus resultierende Abschaltung der Kollektorkreispumpe wegen Überschreitung der Maximaltemperatur in den Solarspeichern führte zu einer Verringerung des solaren Ertrags. Dieses Problem konnte durch eine schrittweise Verringerung der zuvor beschriebenen nachhaltigen Mindestleistung für den Betrieb einer AdKM von ca. 500 kW auf nun 350 kW behoben werden.

Bei auftretenden Stagnationen konnte das nachfolgend beschriebene Verhalten beobachtet werden (**Bild 3.3**). Die Kollektortemperatur steigt auf bis zu 200 °C (überhitzter Dampf) an. Die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf steigt auf bis zu 143 °C, was einem Satttdampfdruck von ca. 3,9 bar entspricht.

Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass das flüssige Wasser komplett aus den Kollektoren über den Vorlauf in den ersten Speicher gedrückt wird und Dampf eingetragen wird, der dort kondensiert. Für diesen Fall wurde der Vorlauf in halber Höhe am Speicher angebracht, damit der Dampf beim Aufsteigen durch das Wasser im Speicher abkühlt und kondensiert.

Die Solaranlage ist in der Lage im Fall einer Stagnation bei voller Einstrahlung den überhitzten Dampf aufzunehmen und nach der Kondensation des Dampfes wieder den regulären Betrieb selbständig aufzunehmen.

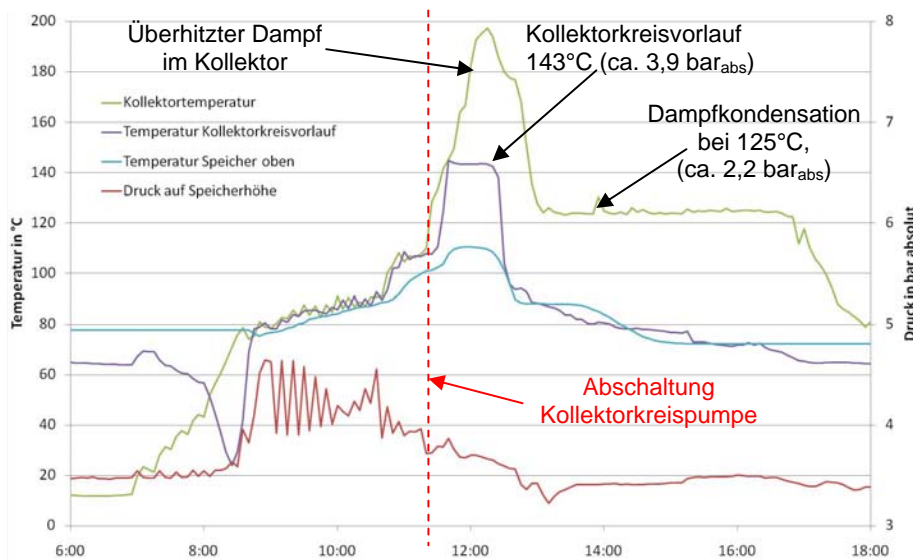


Bild 3.3: Stillstandsverhalten der Solaranlage der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen am 17.08.08

4 Zusammenfassung

Die bisherige Betriebserfahrung zeigt, dass die Kollektoranlage einen sinnvollen Beitrag zur Einsparung an Primärenergie und zur Vermeidung von CO₂-Emissionen leistet. Die vom Kollektorhersteller abgegebene Ertragsgarantie von 500 MWh in den Solarspeicher einzuspeisende Wärme, bei einem Nutzungsgrad von 33,4 %, wurde mit 543 MWh bei einem Nutzungsgrad von 34,7 % eingehalten. Durch bereits durchgeführte Optimierungen an der Regelung der Speicherentladung und der Betriebsweise der AdKMs sind zukünftig geringere Wärmeverluste im Bereich der Frostschutzschaltung sowie seltenere Stagnationsphasen und damit höhere Nettoerträge zu erwarten. Bei einer Überprüfung der bisherigen Regelstrategie sind zusätzliche Einsparungen durch eine Verringerung der Antriebswärme aus fossilen Wärmequellen möglich. Die AdKMs lassen sich mit guten Ergebnissen mit einer solarthermischen Antriebsquelle koppeln. Die Maschinen selbst arbeiten auch nach 7 bis 8 Jahren nahe an den vom Hersteller angegebenen Werten.

Literatur:

- [1] K. Huber, E. Bollin; Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, 18. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 23.-25.04.2008
- [2] E. Bollin, K. Huber, E. Scheck, D. Jödicke; Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, 19. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 06.-08.05.2009

Funktionskontrolle solarthermischer Großanlagen auf Basis von Langzeitmonitoring durch die Hochschule Offenburg

Eva Scheck, Elmar Bollin, Klaus Huber, Daniel Jödicke
Forschungsgruppe net an der Hochschule Offenburg
Badstraße 24, 77652 Offenburg
Tel.: 0781 205 362, 0781 205 336
eva.scheck@fh-offenburg.de; klaus.huber@fh-offenburg.de
www.fh-offenburg.de/mv/st2000

Zusammenfassung

Im Rahmen des Forschungsprogramms Solarthermie-2000 und dessen Folgeprogramm Solarthermie2000plus des Bundesumweltministeriums begleitet die Hochschule Offenburg seit 1999 solarthermische Großanlagen in Südwestdeutschland. Die wissenschaftlich-technische Betreuung umfasst die Projektbegleitung von der Projektidee über die Realisierung bis hin zur Überprüfung der vom Lieferanten garantierten Anlagenwerte über mindestens zwei Intensiv-Messjahre.

Bei den durch die Hochschule Offenburg betreuten solarthermischen Großanlagen wurde in den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme der Großteil der Optimierungspotenziale analysiert und durch die abgeleiteten Maßnahmen eine Anlagenoptimierung erreicht. Um jedoch einen nachhaltigen Anlagenbetrieb mit gleichbleibend hohem solarem Ertrag über die gesamte Betriebszeit der solaren Großanlagen zu erreichen, ist eine kontinuierliche Funktionskontrolle unerlässlich.

Im folgenden Beitrag und auf dem Poster werden die wichtigsten Ergebnisse aus zehn Jahren Anlagenbetreuung beschrieben. Zudem werden die wesentlichen Betriebsstörungen erläutert, die bei der nachhaltigen Funktionskontrolle erkannt und behoben wurden.

1 Einleitung

Zu Beginn der Anlagenbetreuung vor 10 Jahren lag der Anwendungs-Schwerpunkt für solarthermische Großanlagen bei der Trinkwassererwärmung. Bei den heutigen Demonstrationsanlagen liegt das Hauptaugenmerk auf der weiterreichenden Nutzung solarthermischer Großanlagen zum Heizen und Kühlen sowie zur Erzeugung von Prozesswärme.

Von der Forschungsgruppe net an der Hochschule Offenburg werden aktuell neun Solargroßanlagen begleitet. Fünf dieser Anlagen werden ausschließlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Bei einer weiteren Anlage wird zusätzlich Schwimmbadwasser erwärmt. Von den drei jüngsten Anlagen speist eine in ein Nahwärmenetz

eines Wohngebietes ein und nutzt so die Solarwärme zum Heizen und zur Trinkwassererwärmung. Die anderen beiden Anlagen speisen die solar erzeugte Wärme in das Heizungssystem des Unternehmens und nutzen sie zur Raumheizung und zur Kältegewinnung. Zwei neue Anlagen zur Kälteerzeugung im kleineren Leistungsbe- reich sind in der Planungsphase.

2 Erfahrungen und Optimierungsmaßnahmen der ersten Betriebs- jahre

In den nunmehr 10 Jahren Anlagenbetreuung und Langzeitmonitoring hat die Hoch- schule Offenburg kontinuierlich das Verhalten der verschiedenen Solargroßanlagen aufgezeichnet und analysiert. Mit dem von der Hochschule Offenburg konzipierten und umgesetzten Messsystem werden an Hand charakteristischer Anlagendaten die Energieströme innerhalb der Solaranlage und über die Systemgrenzen hinweg er- fasst. Mit Hilfe der detaillierten Datenauswertung in den ersten beiden Intensiv- Messjahren wurden die Ursachen für viele Anlagenstörungen erkannt und daraus etliche Optimierungsmaßnahmen abgeleitet. Die Umsetzung dieser Optimierungs- maßnahmen haben Anlagenparameter wie den solaren Ertrag wesentlich verbessert.

Bei den fünf Anlagen zur solaren Trinkwassererwärmung wurden zwei unterschiedli- che Systemschaltungen realisiert. Vier Anlagen haben im Trinkwasserkreis einen Vorwärmespeicher eingebaut, der den Zapfvolumenstrom vom Volumenstrom der Vorwärmespeicherbeladung entkoppelt. Bei der Anlage mit Direkterwärmung strömt das Trinkwasser direkt durch einen Wärmeübertrager, über den es Solarwärme aus dem Pufferspeicherkreis aufnimmt; ein Vorwärmespeicher ist dabei nicht vorgese- hen. Die Messergebnisse haben gezeigt, dass die Systemschaltung mit Trinkwasser- Vorwärmespeicher gegenüber der Systemschaltung mit Direkterwärmung den Nach- teil der niedrigeren Anlageneffizienz aufweist. Der Grund hierfür sind die höheren Rücklauftemperaturen vom Entladewärmeübertrager in den Solarpufferspeicher. Diese werden einerseits durch die Erwärmung des Vorwärmespeichers und ander- seits durch die meist höheren Vorwärmespeichertemperaturen verursacht. Da beim Direktsystem zudem ein Trinkwasserbehälter, die Legionellenschaltung und eine zu- sätzliche Pumpe entfallen können, ist die Systemschaltung mit Direkterwärmung der Schaltung mit Vorwärmung vorzuziehen.

Im Nahwärmenetz eines Wohngebietes in Holzgerlingen dient die solarthermische Großanlage als Wärmeerzeuger. Mit der Solarwärme wird das in Pufferspeichern zwischenspeicherte Heizungswasser aus dem Netz vorgewärmt und anschließend von einem Holzpelletskessel auf Solltemperatur nachgeheizt. Beim Nahwärmesys-

tem Holzgerlingen wurden für die Wärmeübertragung bei den Kunden soweit möglich Wärmeübergabestationen mit Trinkwassererwärmung im Direktdurchfluss eingesetzt. Es kommen jedoch auch indirekte Wärmeübergabestationen mit Pufferspeicher zum Einsatz. Die Raumheizung erfolgt im Direktdurchfluss, wodurch eine niedrige Rücklauftemperatur erzielt werden soll.

Bei der Einbindung einer Solaranlage in ein Nahwärmenetz hängt der Systemnutzungsgrad wesentlich von der realisierten – möglichst niedrigen – Rücklauftemperatur ab. Hierfür spielt die Auswahl der Wärmeübergabestationen eine entscheidende Rolle. Im nördlichen Teilnetz wurden für die Einfamilienhäuser ausschließlich Stationen zur direkten Trinkwassererwärmung, im südlichen Teilnetz auch Stationen mit Speicherladesystem für die Mehrfamilienhäuser installiert. Im südlichen Teilnetz können dabei wider Erwarten niedrigere Rücklauftemperaturen realisiert werden. Die Ursache hierfür konnte nicht abschließend geklärt werden, da der Zugang zu den Stationen nur eingeschränkt möglich ist und diese auch nicht messtechnisch erfasst werden können.

Zwei Solaranlagen werden als Wärmequelle für die Klimatisierung von Gebäuden eingesetzt. In diesem Anwendungsfall ist die Gleichzeitigkeit von solarem Wärmeangebot und Kühlbedarf ein großer Vorteil. Im Winter, wenn keine Klimatisierung benötigt wird, wird die Solarwärme in das Heizungssystem eingespeist. Durch diese doppelte Nutzung der solar erzeugten Wärme wird ein niedrigerer Solarwärmepreis realisiert als bei ausschließlicher Nutzung zur Klimatisierung.

Die Solarwärme wird über einen Heizungsverteiler, an den neben den Adsorptionskälteanlagen auch andere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, an die Verbraucher abgegeben. Dadurch kann die Solarwärme bedarfsgerecht zu Heiz- oder Kühlzwecken eingesetzt werden. Zur Steigerung des Nutzungsgrades des Solarsystems wird bei der Solaranlage zur Klimatisierung bei der Fa. Festo AG in Esslingen zusätzlich auf einem niedrigeren Temperaturniveau direkt in eine Bauteilaktivierung eines angeschlossenen Gebäudes eingespeist.

Bei fast allen solarthermischen Großanlagen bereitet zu Beginn des Anlagenbetriebes die Be- und Entladung der Pufferspeicher Schwierigkeiten. Die Ursachen für die aufgetretenen Probleme sind vielschichtig.

In der Regel werden bei solarthermischen Großanlagen mehrere Speicher zum Puffern der Solarwärme eingesetzt. Diese Speicher können hydraulisch unterschiedlich verschaltet werden. Werden die Speicher hydraulisch parallel verschaltet, so muss der hydraulische Abgleich sehr genau vorgenommen werden. Häufig kommt es bei dieser Verschaltungsart zu ungleichmäßigen, ungewünschten Strömungsverhältnis-

sen. Die Konsequenz daraus ist, dass sich in den Speichern keine optimale Temperaturschichtung ausbilden kann. Die Reihenschaltung der Speicher führt in der Regel zu ausgeprägter Temperaturschichtung und kommt im Idealfall mit wenigen Ventilen aus. In einigen Fällen kommen hier Beladeventile zum Einsatz, die es ermöglichen gezielt einzelne Speicher direkt anzufahren, indem sie andere Speicher umgehen. Man kann sich diese hydraulische Verschaltung im Idealfall wie in Abbildung 2.1 vereinfacht dargestellt auch als einen hohen schmalen Pufferspeicher vorstellen im Vergleich zur Parallelschaltung als einen breiten niedrigen Behälter.

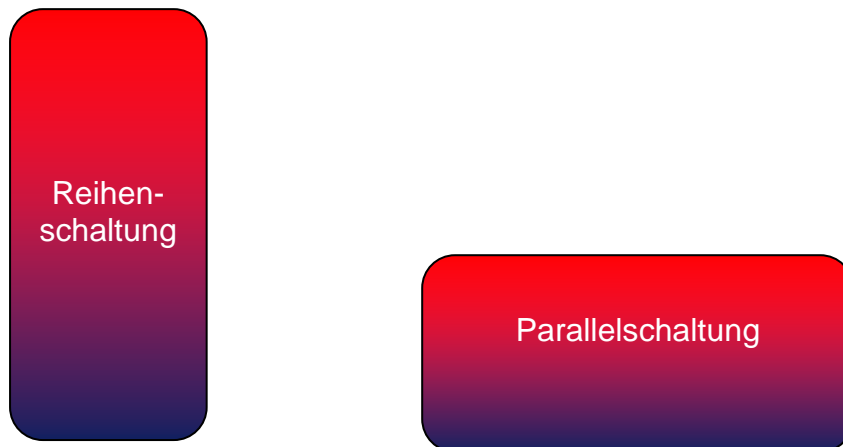


Abb: 2.1: Schematische Darstellung der Reihenschaltung (links) und der Parallelschaltung (rechts) von Pufferspeichern

Eine andere Ursache für die Probleme bei der Speicherbeladung liegt in der fehlerhaften Regelung des Pufferspeicher-Beladeventiles und dem zu frühen Ausschalten der Beladepumpe. Auch ungünstige Rohrleitungsanschlusspositionen können zu unerwünschten Strömungsverhältnissen in den Speichern führen.

Bei mehreren Anlagen treten Störungen im Zusammenhang mit der Legionellenschaltung der Vorwärmespeicher auf. Es gibt sowohl den Fall des Dauerbetriebes der Legionellenschaltung als auch den des vollständigen Ausfalls der Legionellenschaltung.

Auch treten an Anlagen Undichtigkeiten im Kollektorfeld und Verfärbungen an den Absorberblechen der Kollektoren auf.

Die Regelfühler für die Messung der Kollektoraustrittstemperatur sind bei einigen Großanlagen die Ursache für regelungstechnische Anlagenstörungen. Aufgrund von fehlender oder zu schwacher Schwerkraftbremse kommt es in der ein oder anderen Anlage zu unerwünschten thermosyphonischen Strömungen.

Einen häufigen Schwachpunkt stellen in den Anlagen defekte oder fehlerhaft umschaltende Ventile dar sowie fehlerhaft arbeitende Pumpen. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass bei der Anlagenplanung ein Konzept mit möglichst wenigen ein-

gebauten bewegten Teilen verfolgt werden sollte, um so präventiv Anlagenstörungen zu vermeiden und einen hohen Anlagennutzungsgrad zu realisieren.

3 Ergebnisse der Funktionskontrolle

Die Hochschule Offenburg führt mit Anlagenbetreibern im Rahmen eines Langzeitmonitorings Schwachstellenanalysen durch und sorgt somit dauerhaft für einen effizienten Anlagenbetrieb. Für diese Langzeit-Anlagenbetreuung werden die aus dem ST2000-Vorhaben vorhandenen Messstellen und Datenerfassungsgeräte genutzt und weiterhin kontinuierlich als Halbstundenmittelwerte erfasst. Die Auswertezwischenräume werden auf Monatsperioden vergrößert und in Form einer Auswerterroutine auf Basis von Benchmarks evaluiert. In die Schwachstellenanalysen fließen auch die Erfahrungen aus dem systematischen Anlagenvergleich über ein Jahrzehnt ein. Im Team mit Betreiber, Planer und ausführendem Unternehmen wird so langfristig ein wirtschaftlicher Betrieb der Solaranlage möglich.

Während der langjährigen Betreuung hat sich deutlich gezeigt, dass für Solargroßanlagen die kontinuierliche qualifizierte Begleitung auch über die Intensiv-Messphasen hinaus ein wesentlicher Erfolgsfaktor ist.

Für die Funktionskontrolle werden Schwachstellenanalysen anhand von Carpetplots vorgenommen. In dieser Darstellungsform kann man die Messdaten übersichtlich gegenüberstellen und vergleichen. Unregelmäßigkeiten und Auffälligkeiten in den Messdaten sind gut erkennbar. Ausgewählte Messstellen an denen typischerweise Schwachstellen entstehen, werden monatlich analysiert und als Carpetplots in einem Bericht zusammengefasst beschrieben. Bei auftretenden Auffälligkeiten wird die Ursache ermittelt und ein Optimierungsvorschlag für den Anlagenbetreiber gemacht.

Bei allen Anlagen, bei denen aktuell die Funktionskontrolle durchgeführt wird, gab es Ausfälle von Volumenstromsensoren. Ein dauerhafter Pumpenbetrieb bzw. ungleichmäßiger Pumpenbetrieb von Speicherentladekreis und Trinkwasserbeladekreis wurde als auffälliges Betriebsverhalten analysiert.

Als wichtigste Störung wurden häufig unterschiedlich hohe Volumenströme am Speicherentlade-Wärmeübertrager auf der Primär- und der Sekundärseite analysiert. Die Volumenströme differierten um bis zu 1 m³/h. Dies führt neben einer längeren Entladedauer des Pufferspeichers zu höheren Rücklauftemperaturen in den Pufferspeicher, so dass das gesamte Temperaturniveau in den Wärmespeichern angehoben wird. Als Folge davon kann vom Speicherladekreis weniger Wärme aus dem Kollektorkreis aufgenommen werden, so dass der Anlagennutzungsgrad und somit die Effizienz der Gesamtanlage sinkt. (siehe Abb. 3.1)

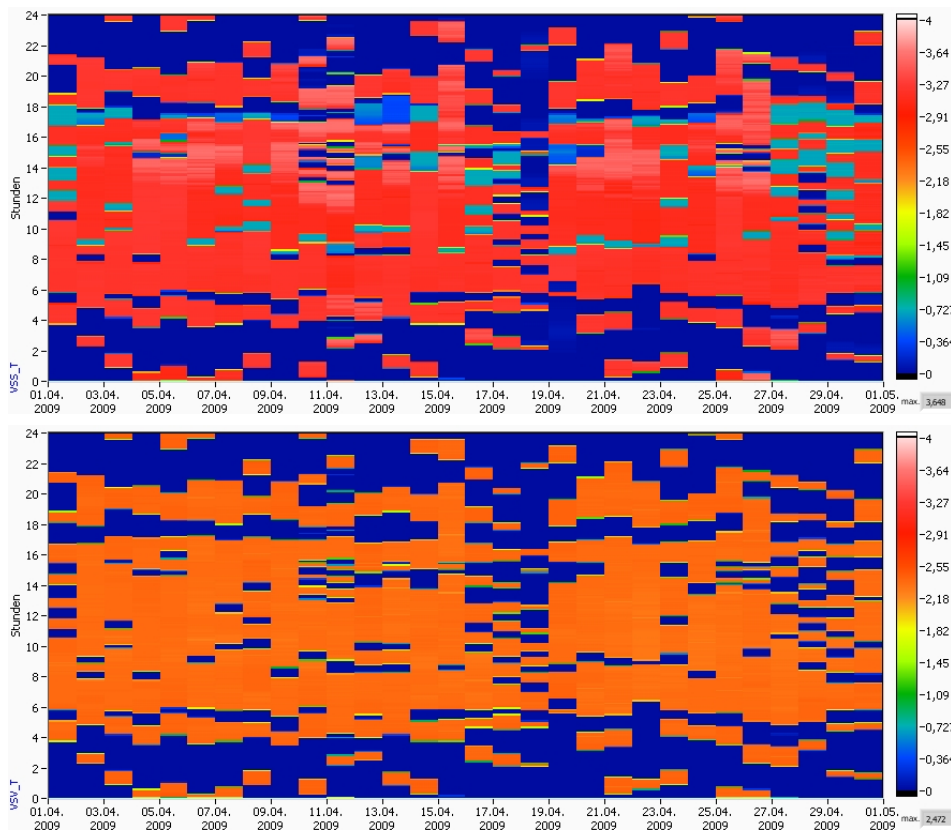


Abb. 3.1: Carpetplots zur Überprüfung der Volumenströme am Wärmeübertrager für die Funktionskontrolle einer solaren Trinkwarmwasseranlage in 2009:
oben: VSS [m³/h] Volumenstrom Pufferspeicherkreis, Entlade-Wärmeübertrager
 → Der Volumenstrom liegt zwischen 3 bis 3,6 m³/h
unten: VSV [m³/h] Volumenstrom Trinkwasserkreis, Entlade-Wärmeübertrager
 → Die Werte liegen zwischen 2,2 und 2,5 m³/h
 → Aufgrund von Verkalkung im Wärmeübertrager ist VSV im Vergleich zu VSS deutl. kleiner
 → Für optimale Wärmeübertragung sollten VSS und VSV gleich groß sein

Bei einer Anlage wurde am Beladewärmeübertrager eine Temperaturspreizung von mehr als 40K festgestellt.

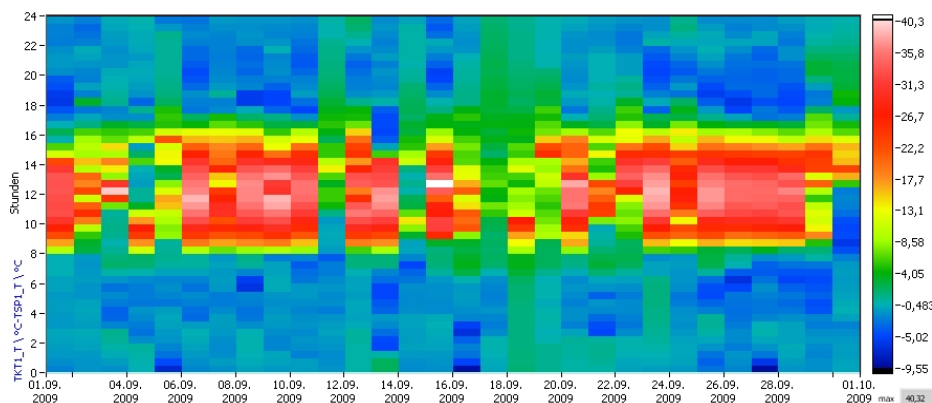


Abb. 3.2: Carpetplot zur Überprüfung der Temperaturspreizung am Wärmeübertrager für die Funktionskontrolle einer solaren Trinkwarmwasseranlage in 2009:
TKT1-TSP1 [K] Temperaturdifferenz zw. Kollektorkreis Vorlauf und Speicherkreis Vorlauf
 → Die Temperaturdifferenzen im August erreichten max. Werte in der Mittagszeit bis 40 K.

Auch schleichende Prozesse, wie die Verkalkung oder Verschmutzung von Wärmeübertragern wurden in der Schwachstellenanalyse aufgedeckt.

Wie beschrieben werden mit der regelmäßigen Schwachstellenanalyse ertragsmindernde Störungen an den solarthermischen Großanlagen aufgedeckt. Um jedoch nachhaltig einen hohen Anlagenenertrag zu sichern, ist eine automatisierte Funktionskontrolle erforderlich. Ziel ist deshalb der systematische Aufbau einer Methodik zur automatisierten Funktionskontrolle.

4 Vergleich der solaren Großanlagen anhand Systemkennzahlen

Für eine nachhaltige Funktionskontrolle ist der Vergleich der charakteristischen Anlagen- und Systemkennwerte, das Benchmarking, von großer Bedeutung. Im Folgenden werden die acht durch die Hochschule Offenburg im Langzeitmonitoring betreuten Anlagen anhand der Benchmarks „solare Nutzwärme“, „Systemnutzungsgrad“ und „solarer Deckungsanteil“ grafisch gegenübergestellt. Abgerundet wird der Vergleich mit der Gegenüberstellung der Wärmeegestehungskosten.

Solare Nutzwärme

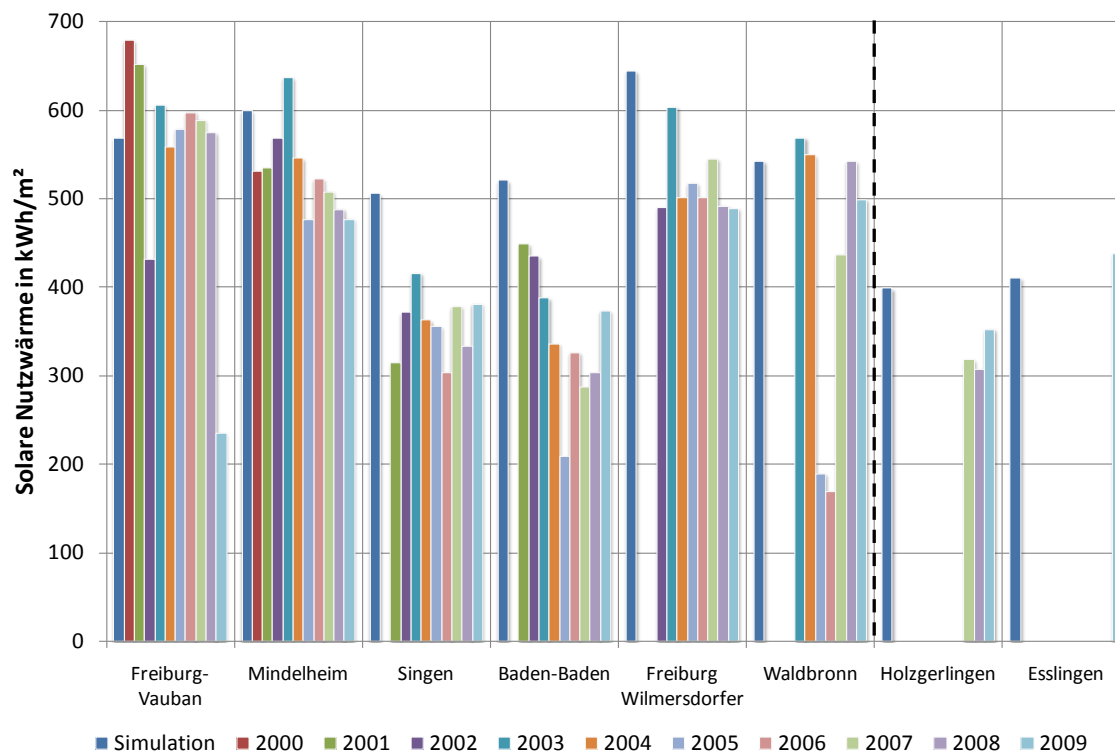


Abb.: 4.1: Jahressummen der gemessenen Nutzwärme bezogen auf die Kollektorfläche

In **Abb. 4.1** sind die Jahressummen der gemessenen Nutzwärme der einzelnen Anlagen bezogen auf die Kollektorfläche dargestellt. Zum Vergleich ist auch die Nutzwärme dargestellt, die vor der Anlageninstallation auf Basis von Simulationen prognostiziert wurde. Es zeigen sich z. T. starke Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen, aber auch Schwankungen in den Jahreserträgen der jeweiligen Anlage. Dies liegt darin begründet, dass die Nutzwärme einer Solaranlage von vielen Faktoren bestimmt wird: Wetter, Warmwasserverbrauch, Regelkonzept, Betriebsweise der konventionellen Technik, Störungen und Ausfälle des Solarsystems etc.

Die Messergebnisse von Holzgerlingen sind getrennt zu betrachten, da es sich hier um ein Nahwärmenetz handelt, dessen Erträge nur bedingt mit denen der Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung vergleichbar sind.

Systemnutzungsgrad

Der Jahres-Systemnutzungsgrad lag bei Normalbetrieb der Anlagen im Bereich 30 – 52 %. Auf Grund von Funktionsstörungen kam es auch zu Systemnutzungsgraden unter 30 %. Der durchschnittliche Systemnutzungsgrad, gemittelt über alle acht Anlagen, betrug 34,3 %.

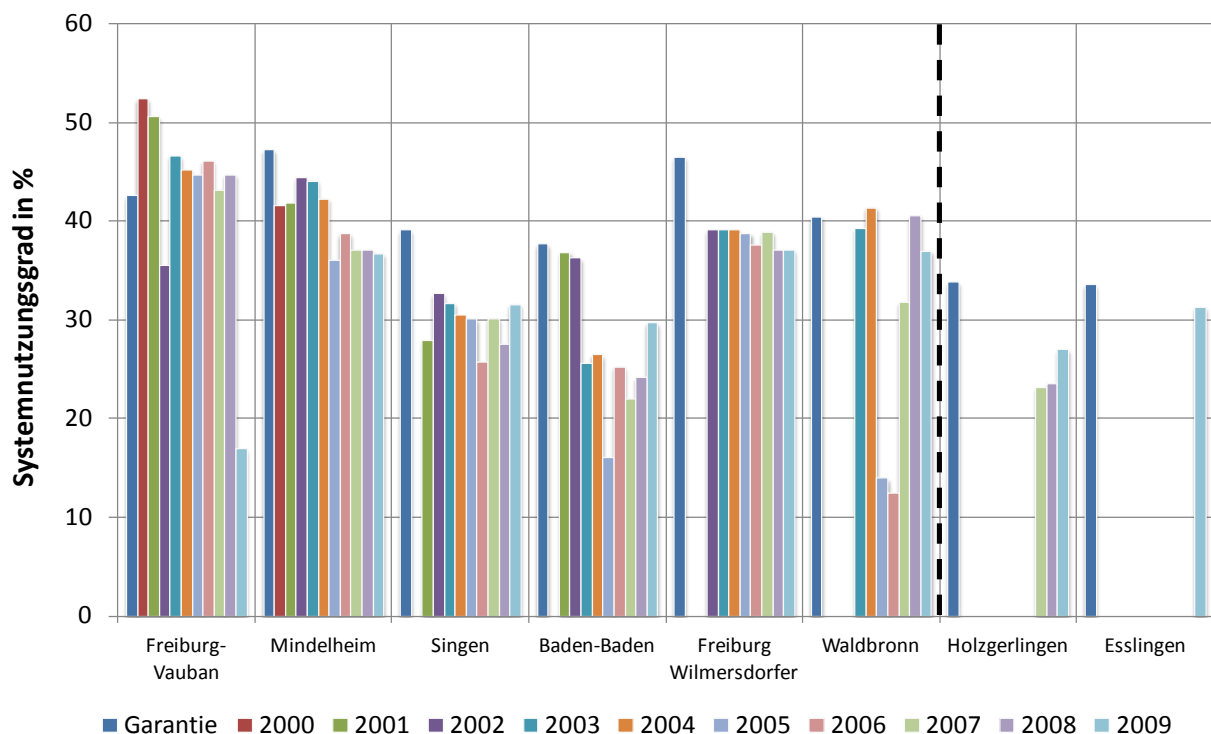


Abb.: 4.2: Mittlere jährliche Systemnutzungsgrade der verschiedenen Solaranlagen

Die mittleren jährlichen Systemnutzungsgrade der einzelnen Solaranlagen sind in **Abb. 4.2** dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die prognostizierten Systemnutzungsgrade, ermittelt auf Basis von Simulationsrechnungen. Auffällig sind hier die im Vergleich zu den anderen Anlagen hohen Nutzungsgrade in Freiburg-Vauban.

Solarer Deckungsanteil

In **Abb. 4.3** ist der solare Deckungsanteil an der Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. der ans Nahwärmenetz abgegebenen Wärmemenge dargestellt. Dieser lag meist im Bereich von 30 – 40 %, was charakteristisch für Solaranlagen ist, die als Vorwärmssysteme konzipiert sind. Ausreißer ist die Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban, wegen ihrer in Relation zum Warmwasserverbrauch kleinen Kollektorfläche. Auch in Holzgerlingen fällt im Vergleich zu den anderen Anlagen der Deckungsanteil deutlich niedriger aus. Hier konnte das Kollektorfeld nicht größer ausgelegt werden, da nicht mehr geeignete Dachfläche zur Verfügung stand.

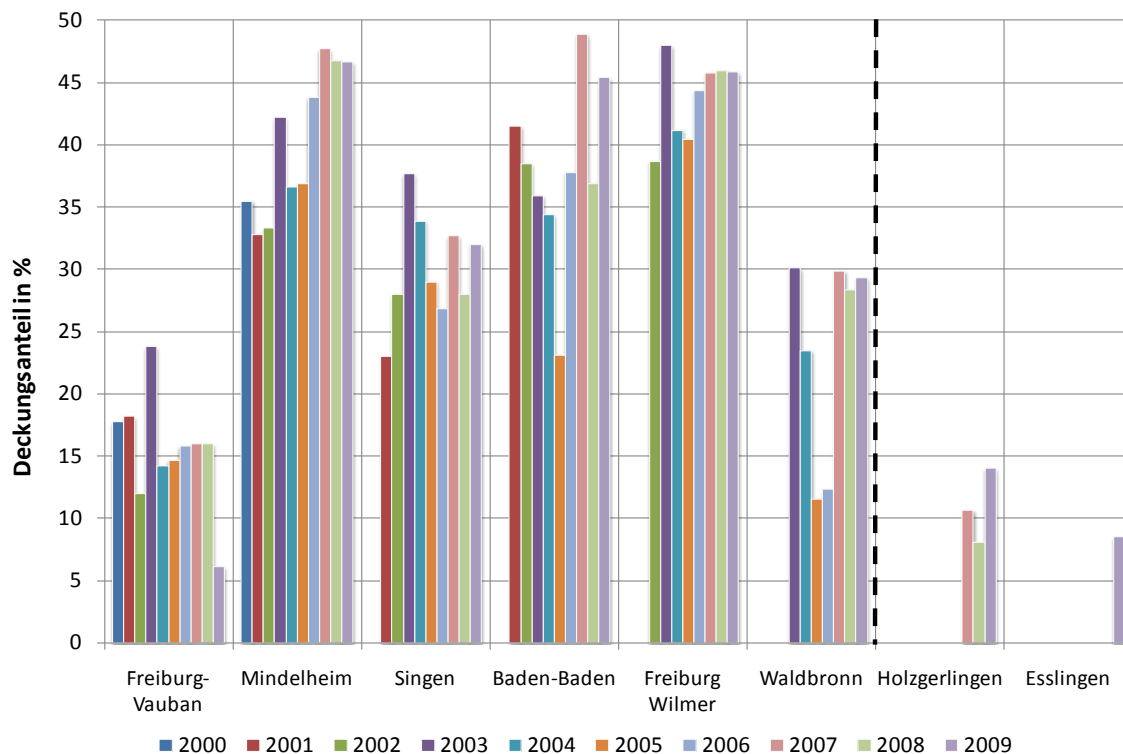


Abb.: 4.3: Solarer Deckungsanteil an der Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. der ans Nahwärmenetz abgegebenen Wärmemenge

Wärmegestehungskosten

Abb. 4.4 zeigt die mittleren solaren Nutzwärmekosten und zusätzlich die minimalen Nutzwärmekosten der Solarsysteme, die mit den Anlagen erreicht wurden. Hier

konnten in Freiburg-Vauban die geringsten solaren Wärmekosten erzielt werden, was auf die sehr hohe Auslastung zurückzuführen ist.

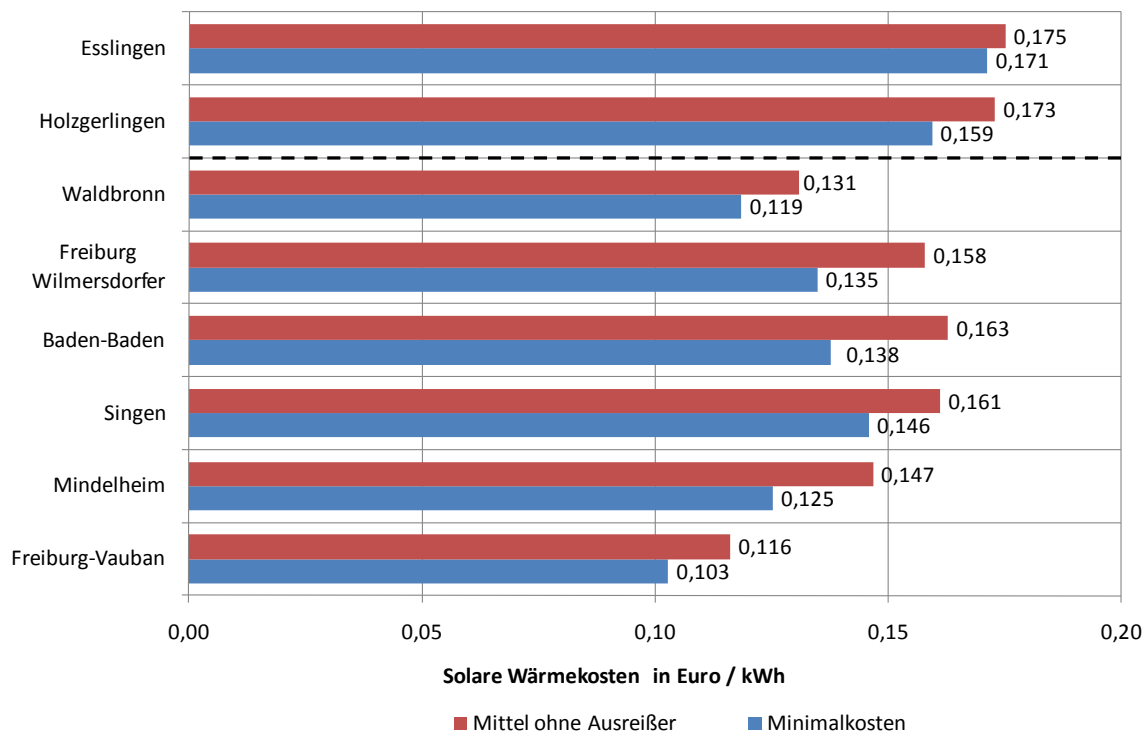


Abb.: 4.4: Mittlere solare Nutzwärmekosten und minimale Nutzwärmekosten der Solaranlagen

5 Fazit

Während der langjährigen Betreuung von solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie-2000 und dessen Folgeprogramms Solarthermie2000plus hat sich deutlich gezeigt, dass für Solargroßanlagen die kontinuierliche qualifizierte Begleitung auch über die Intensiv-Messphasen hinaus ein wesentlicher Erfolgsfaktor für den nachhaltigen Anlagenbetrieb ist.

Aus diesem Grund führt die Hochschule Offenburg mit Anlagenbetreibern im Rahmen eines Langzeitmonitorings Schwachstellenanalysen durch und sorgt somit dauerhaft für einen effizienten Anlagenbetrieb. In die Schwachstellenanalysen fließen auch die Erfahrungen aus dem systematischen Anlagenvergleich über ein Jahrzehnt ein. Im Team mit Betreiber, Planer und ausführendem Unternehmen wird so langfristig ein wirtschaftlicher Betrieb der Solaranlage möglich.

Mit der regelmäßigen Schwachstellenanalyse werden ertragsmindernde Störungen an den solarthermischen Großanlagen aufgedeckt. Um jedoch nachhaltig einen hohen Anlagenertrag zu sichern, ist eine automatisierte und somit kostengünstige Funktionskontrolle erforderlich. Ziel für die Zukunft ist deshalb der systematische Aufbau einer Methodik zur automatisierten Funktionskontrolle.

Langzeitmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes

Klaus Huber, Elmar Bollin, Eva Scheck, Daniel Jödicke

Hochschule Offenburg

Badstraße 24, 77652 Offenburg

Tel.: 0781 205 294

klaus.huber@fh-offenburg.de; bollin@fh-offenburg.de

www.fgnet.fh-offenburg.de

1 Einleitung

Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut ISE in Freiburg die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen. Die Anlage wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens Solarthermie2000plus vom Bundesumweltministerium gefördert. Dabei wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Gaskesseln und Kompressorenabwärme betrieben wurde, durch eine Solaranlage als dritte Wärmequelle ergänzt. Es handelt sich hierbei mit ca. 1 MW Nennkälteleistung um die leistungstärkste Adsorptionskälteanlage weltweit. Das Kollektorfeld war laut Hersteller zum Zeitpunkt der Montage ebenfalls das weltweit größte mit Vakuumröhren. Eine weitere Besonderheit dieses Solarsystems ist, dass im Kollektorkreis nur Wasser zirkuliert und die Frostsicherheit über eine Frostschutzregelung der Kollektorkreispumpe gewährleistet ist. Hierdurch ist auch kein Wärmetauscher notwendig, der den Glykolkreislauf vom Wasserkreis trennt.

Das Solarsystem setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1330 m² Bruttokollektorfläche CPC-Vakuumröhrenkollektoren der Fa. Paradigma und zwei Pufferspeichern à 8,5 m³ zusammen. Zur Kälteerzeugung werden drei Adsorptionskältemaschinen (AdKM) mit je 353 kW Nennkälteleistung eingesetzt. Solarsystem und Kälteanlage sind über das Heizungssystem mittels diverser Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wurde die Solaranlage an die Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um außerhalb der Betriebszeiten der Kältemaschinen die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können.



Quelle: Festo

Bild 1.1: links oben: Luftaufnahme des Firmengeländes der Festo AG & Co. KG in Esslingen; rechts oben: Kollektorfeld; unten: Adsorptionskälteanlage

Mit Hilfe von 81 Sensoren wird ein Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs ermöglicht [1,2]. Nach Beendigung des Probetriebs konnte im August 2008 das erste Intensivmessjahr gestartet werden. Zusammen mit der Probetriebsphase ab Juni 2008 stehen bis zum Tag des Vortrags Messdaten und Betriebserfahrungen für einen Zeitraum von annähernd zwei Jahren zur Verfügung.

Vom Kollektorhersteller wurde für die Anlage eine Garantie von 500 MWh/a bzw. 411 kWh/(m².a) für die in die Solarspeicher eingespeiste Energie bei einem Nutzungsgrad von 33,5% abgegeben. Die Messungen im Intensivmessjahr vom 01.08.2008 bis 31.07.2009 ergaben einen Ertrag von 543 MWh/a bei einem Nutzungsgrad im Kollektorkreis von 34,7 %, womit die Energiegarantie deutlich erfüllt ist.

Die bei diesem Projekt entstandenen Kosten incl. Kostenverteilung auf die einzelnen Anlagenteile wurden bereits im letzten Jahr unter [1] veröffentlicht.

Bild 1.2: Schema der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen

2 Messergebnisse

Im Fünf-Minutentakt werden die Messwerte der Sensoren erfasst und täglich von der Hochschule Offenburg abgerufen. Bis auf wenige Störungen liegen aus dem bisherigen Anlagenbetrieb vollständige Messdaten vor. Die wichtigsten Messdaten sind nachfolgend in Tabelle 2.1 und Bild 2.1 dargestellt. Die im Text genannten spezifischen Werte beziehen sich auf die Aperturfläche der Anlage von 1218 m².

In 2009 konnten bei einer solaren Strahlungsmenge auf das Kollektorfeld von 1628 MWh (1337 kWh/m²), 586 MWh (481 kWh/m²) (Nutzungsgrad 36 %) an Wärme in die Solarspeicher eingespeist werden. Hier wurde bereits die Wärmemenge, die an Anfahr- und Frostschutzverlusten (insgesamt 61 MWh bzw. 50 kWh/m²) entstanden ist, abgezogen. Auf der Entladeseite konnte den Speichern 533 MWh (438 kWh/m²) Wärme entnommen werden (Nutzungsgrad 32,7 %). Auch hier wurden bereits Anfahr- und Frostschutzverluste abgezogen. Der solare Deckungsanteil von 8,5 % für den betrachteten Zeitraum fällt gering aus. Das Kollektorfeld konnte wegen begrenzt zur Verfügung stehender Dachfläche nicht größer ausgelegt werden. Im Monat Juni konnte ein Deckungsanteil von 21 % erzielt werden, was unter anderem auf die veränderte Betriebsweise der AdKMs zurückzuführen ist. Dabei kommen die Gaskessel seltener zum Einsatz. Im Juli 2009 wurde die Betriebsweise nochmals verändert, so dass der Deckungsanteil der nachhaltig erzeugten Wärme (Summe aus Solarwärme und Kompressorenabwärme) wieder deutlich geringer ausfiel (vgl. Abschnitt 3).

Tab. 2.1: Ergebnisse der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG Esslingen für 2009

	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	2009
Einstrahlung auf gesamtes Kollektorfeld in MWh	83	64	104	180	210	203	199	223	159	92	65	47	1628
Nettoertrag Kollektorkreis in MWh	10	11	28	67	93	92	85	96	59	25	14	7,0	586
netto Nutzwärmeertrag in MWh	7,9	7,2	23	61	86	86	78	90	54	21	13	6,9	533
Systemnutzungsgrad in % bezogen auf netto Nutzwärmeertrag	9,5	11	22	34	41	42	39	40	34	23	20	15	32,7
Gesamtwärmeverluste an Kollektorfeld in MWh	10	8,5	8,9	5,2	3,0	1,5	1,4	1,9	2,3	6,4	5,9	5,6	61
Wärme aus Gaskesseln in MWh	548	208	85	78	179	73	324	438	53	111	64	347	2507
Deckungsanteil Solar in %	1,0	1,5	6,0	16	16	21	12	11	14	4,9	3,5	1,2	8,5
Deckungsanteil nachhaltig	30	58	78	80	68	82	50	47	86	74	83	40	60
Wärmeverbrauch AdKMs	0,6	0,1	0,2	155	382	274	530	688	215	126	2,9	1,3	2375
Kälte von Adsorptionskältemaschinen	0	0	0	67	184	102	206	307	80	52	0	0	997
COP	0	0	0	0,44	0,48	0,37	0,39	0,45	0,37	0,41	0,08	0	0,42

Der Deckungsanteil nachhaltig erzeugter Wärme, berechnet aus Nutzwärme der Solaranlage und Abwärme von Kompressoren bezogen auf den Gesamtwärmeverbrauch, beträgt im Mittel 60% und steigt im Sommer auf bis zu 82 % an. Dieser konnte ab Februar 2009 durch eine höhere Kompressorenabwärmeleistung deutlich gesteigert werden. Außerdem erhöht sich der Deckungsanteil auch hier durch die veränderte Betriebsweise der AdKMs (vgl. Abschnitt 3). Für den Betrieb der AdKMs wurden 2375 MWh an Wärme aus dem Wärmenetz der Festo AG & Co. KG benötigt, um damit 997 MWh an Kälte zu erzeugen. Damit ergibt sich ein durchschnittlicher COP (Coefficient of Performance / Quotient aus Nutzkälte und Antriebswärme) von 0,42. Im betrachteten Zeitraum fällt der thermische COP meist deutlich niedriger aus als in den vorhergehenden Monaten, in denen er bei bis zu 0,53 lag. Ursache hierfür ist vermutlich das häufige Anfahren der Maschinen seit Änderung der Betriebsweise der AdKMs im vorliegenden Zeitraum [2,3,4].

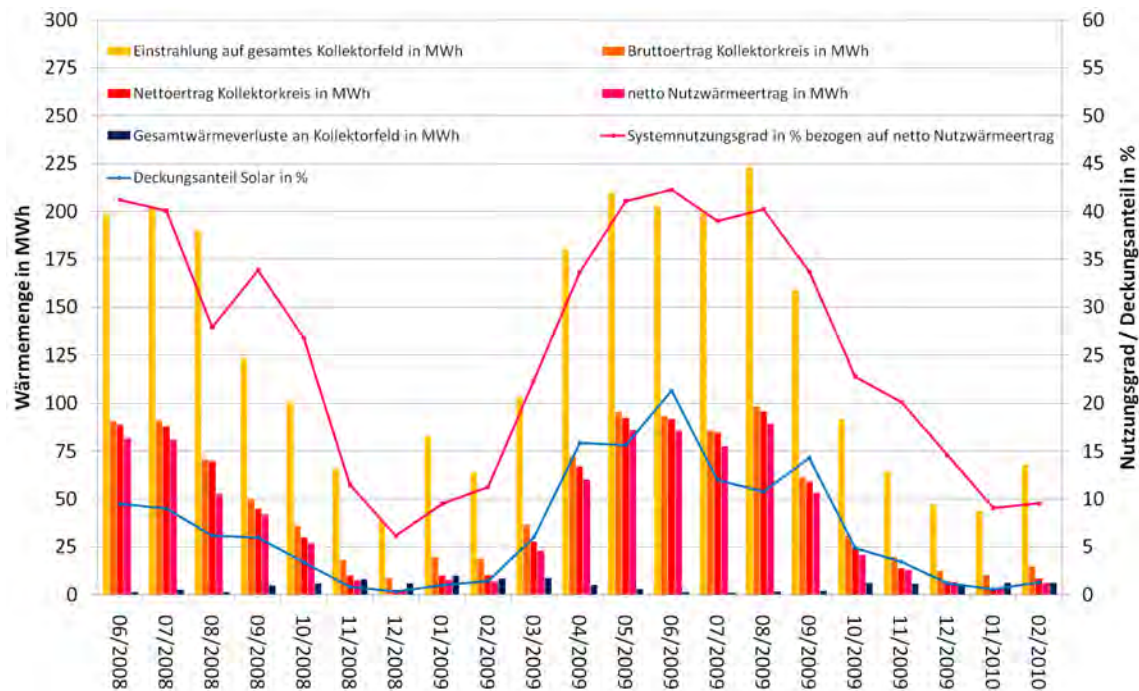


Bild 2.1: Ergebnisse des ersten Intensivmessjahres der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen von Juni 2008 bis Februar 2010. Wegen Ventilstörung vom 06. – 15.08.08 nur geringe Entladeleistung. Wegen Sensorausfall auf zwischen 15.09. und 06.10.08 angenommener Speicherverlust von 9 % (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach dem Zeitraum der Störung)

3 Betriebsweise und Optimierungsmaßnahmen

Die Solaranlage ist mit den AdKMs über einen zentralen Verteiler, an den weitere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, verbunden (siehe Bild 1.2). Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 °C. Die Solltemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 °C. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung zur Bauteilaktivierung ab 35 °C entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 °C und darunter erreichbar. Zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler wurde die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert.

Der Kollektorkreis ist ohne Wärmetauscher direkt mit dem Solarspeicher verbunden. Dementsprechend zirkuliert im Kollektorkreis auch Heizungswasser ohne Frostschutzzusatz. Damit im Winter ein Einfrieren des Wassers im Kollektorkreis zuverlässig vermieden wird, verfügt der Solarregler über einen Algorithmus, der bei unter-

schreiten einer voreingestellten Kollektortemperatur aktiviert wird und durch Fördern von Speicherwasser zum Kollektor das Einfrieren in den Solarleitungen verhindert. Durch die hohen Vor- und Rücklauftemperaturen bei Entladung zum Hauptverteiler bleibt die Temperatur in den Speichern auf hohem Niveau und es ergeben sich negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag und die Wärmeverluste durch die Frostschutzschaltung. In Bild 3.1 links ist jeweils deutlich zu erkennen, dass bei hohen Speichertemperaturen hohe Wärmeverluste an das Kollektorfeld zu verzeichnen sind. Deshalb wurde die prognostizierte Sonnenscheindauer als Regelparameter gelöscht. Es wird jetzt bei Heizbetrieb allein anhand der Speichertemperatur entschieden, ob zur Bauteilaktivierung entladen wird. In Bild 3.1 ist jeweils rechts zu sehen, dass die Speichertemperaturen nun deutlich niedriger liegen und damit die Wärmeverluste über den Kollektorkreis geringer ausfallen. Außerdem ist zu sehen, dass die Wärmeverluste bei hohen Speichertemperaturen zwar größtenteils immer noch von der Speichertemperatur abhängen aber nicht mehr so hoch ausfallen. Dies ist auf eine Änderung der Frostschutzregelung durch den Hersteller zurückzuführen, die bei hohen Speichertemperaturen die Rate des Pumpenbetriebs für den Frostschutz verringert. Eine zusätzlich mögliche Lösung wäre die Installation einer Rücklaufbeimischung zum Kollektorkreisvorlauf, durch die bei aktiver Frostschutzschaltung eine eingestellte Zieltemperatur im Kollektorkreisvorlauf realisiert werden könnte und damit die Verluste sehr wahrscheinlich weiter reduziert werden könnten.

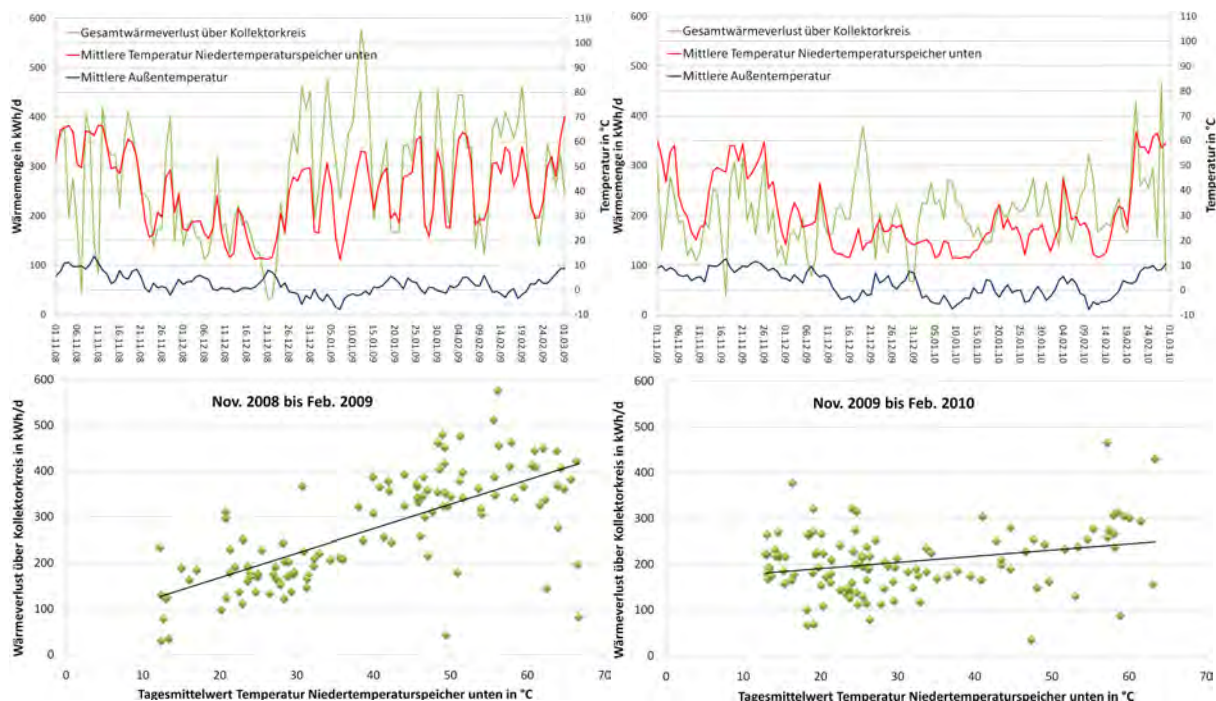


Bild 3.1: Zusammenhang zwischen mittlerer Speichertemperatur des Tages und Wärmeverluste an das Kollektorfeld bei Frostschutzbetrieb vor (links) und nach (rechts) Optimierung der Speicherentladeregelung

Anfang April 2009 wurde die Betriebsweise der AdKMs so geändert, dass diese nur noch in Betrieb gehen, wenn eine nachhaltige Mindestwärmeleistung von der Solaranlage und den Kompressoren über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht. Die einzelnen Maschinen werden dann je nach zur Verfügung stehender Wärmeleistung zu- bzw. weggeschaltet. Hierdurch wird eine primärenergetisch ungünstige Zusatzheizung durch die Gaskessel weitgehend vermieden. Die zusätzlich benötigte Kälte wird mit elektromotorischen Kompressionskältemaschinen erzeugt. Wie in Tab. 2.1 und Bild 2.1 zu sehen wurde hierdurch der solare und nachhaltige Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch in den Sommermonaten deutlich gesteigert. Um den Kältebedarf der Gebäude abzudecken, mussten im Juli und August 2009 die AdKMs wieder häufiger betrieben werden, als es mit den nachhaltigen Wärmequellen allein möglich gewesen wäre. Dementsprechend fällt der solare Deckungsanteil mit 12 % bzw. 11 %, bei nahezu gleichem solarem Ertrag als im Mai und Juni, deutlich niedriger aus.

Wegen zu geringer Wärmeabnahme am Hauptverteiler kam es in den Übergangszeiten April und September 2009 teilweise zu Stagnationen der Solaranlage (Bild 3.2). Zusätzlich wurde vom Hauptverteiler Wärme in die Solarspeicher eingetragen, da einerseits kaum Wärme am Verteiler abgenommen wurde andererseits aber Wärme von den Kompressoren in das Heizungsnetz eingespeist wurde. Die geringe Wärmeabnahme entstand, da die AdKMs aufgrund der beschriebenen veränderten Betriebsweise nicht in Betrieb waren. Die daraus resultierende Abschaltung der Kollektorkreispumpe, wegen überschrittener Maximaltemperatur in den Solarspeichern, führte zu einer Verringerung des solaren Ertrags.

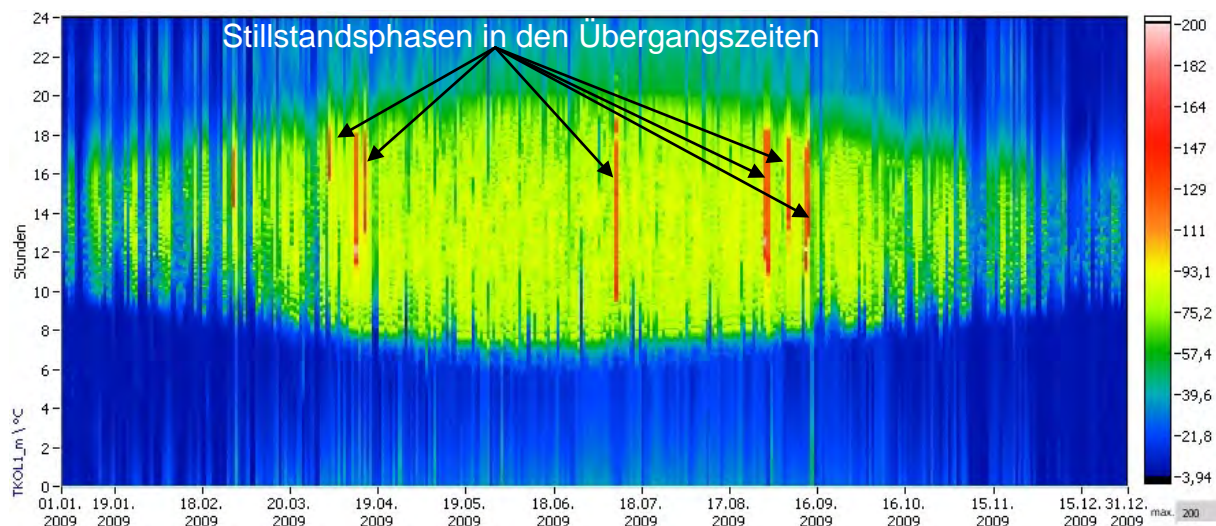


Bild 3.2: Carpetplot Kollektortemperatur der Anlage FESTO: Die dargestellte Temperatur im Kollektor steigt im Stillstand auf bis zu 200 °C. Zu erkennen an den roten Linien in denen die Kollektortemperatur auf deutlich über 100°C ansteigt.

Durch eine schrittweise Verringerung der zuvor beschriebenen nachhaltigen Mindestwärmeleistung für den Betrieb einer AdKM von ca. 500 kW auf nun 350 kW konnte das Problem nicht gänzlich behoben werden. Stagnationen treten fast ausschließlich in den Übergangszeiten auf, wenn das Angebot an nachhaltig erzeugter Wärme nicht für den Betrieb einer AdKM ausreicht, der Solarspeicher aber solar aufgeheizt und nicht entladen wird.

Da die AdKMs nur noch ab 350 kW nachhaltiger Wärmeleistung betrieben werden, kommt es bei schwankender Wärmeleistung von Kompressoren und Solaranlage zu einem ungünstigen Betriebsverhalten mit häufigen Startphasen, die zu einem ineffizienten Betrieb der AdKMs führen [3,4]. Zur Reduzierung des Taktens soll der Betrieb der AdKMs weiter optimiert werden, um einen effizienteren Teillastbetrieb zu ermöglichen. Insbesondere sollen die Volumenströme in den drei Kreisläufen der Kältemaschinen variiert werden.

4 Stillstandsverhalten

Bei auftretenden Stagnationen konnte das nachfolgend beschriebene Verhalten beobachtet werden (Bild 4.1). Die Kollektortemperatur steigt auf bis zu 200 °C (überhitzter Dampf) an. Die Temperatur im Kollektorkreisvorlauf steigt auf bis zu 143 °C, was einem Sattedampfdruck von ca. 3,9 bar entspricht.

Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass das flüssige Wasser komplett aus den Kollektoren über den Vorlauf in den ersten Speicher gedrückt wird und Dampf eingetragen wird, der dort kondensiert. Für diesen Fall wurde der Vorlauf in halber Höhe am Speicher angebracht, damit der Dampf beim Aufsteigen durch das Wasser im Speicher abkühlt und kondensiert.

Die Solaranlage ist in der Lage im Fall einer Stagnation bei voller Einstrahlung den überhitzten Dampf aufzunehmen und nach der Kondensation des Dampfes wieder den regulären Betrieb selbständig aufzunehmen.

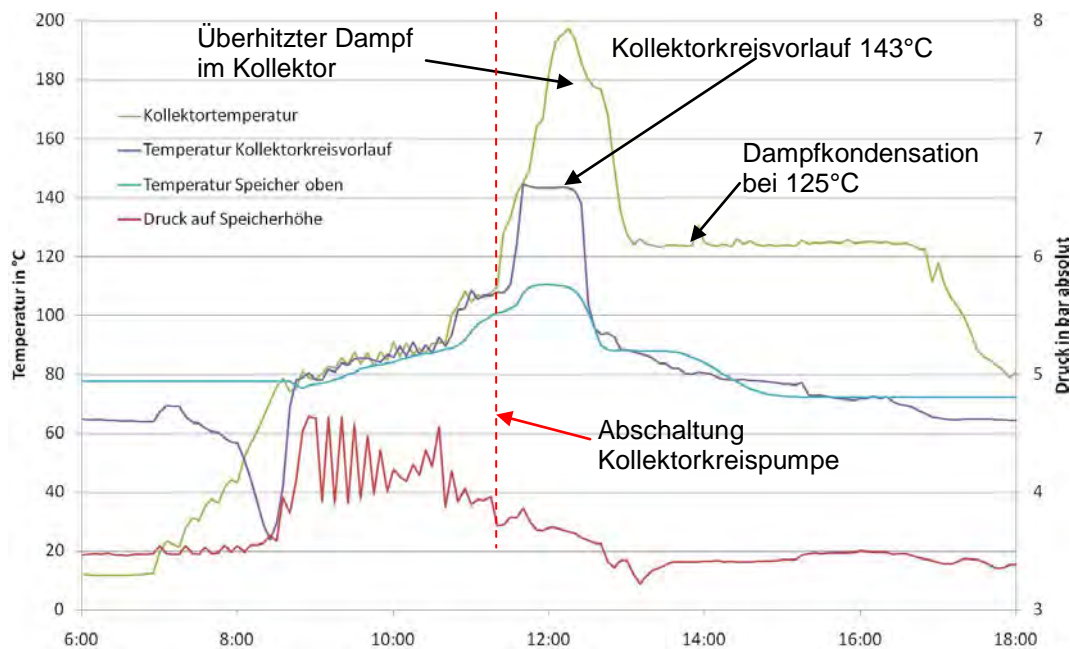


Bild 4.1: Stillstandsverhalten des Kollektorfeldes der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen am 17.08.08

5 Zusammenfassung

Die bisherige Betriebserfahrung zeigt, dass die Kollektoranlage einen sinnvollen Beitrag zur Einsparung an Primärenergie und zur Vermeidung von CO₂-Emissionen leistet. Die vom Kollektorhersteller abgegebene Ertragsgarantie von 500 MWh/a in den Solarspeicher einzuspeisende Wärme, bei einem Nutzungsgrad von 33,4 %, wurde in 2009 mit 586 MWh/a bei einem Nutzungsgrad von 36 % übertroffen. Durch Optimierungsmaßnahmen an der Regelung der Speicherentladung zur Niedertemperaturnutzung im Winter konnten geringere Wärmeverluste im Bereich der Frostschutzschaltung und eine Absenkung der Systemtemperatur und damit höhere Nettoerträge erzielt werden. Insgesamt ergibt sich zusammen mit der Kompressorenabwärme ein Deckungsanteil der nachhaltig erzeugten Wärme von 60 % (Deckungsanteil solar 8,5 %). Dieser konnte durch die veränderte Betriebsweise der AdKMs höherer Abwärmeleistungen der Kompressoren und einen höheren solaren Ertrag im Vergleich zum Beginn der Messphase in 2008 deutlich gesteigert werden.

6 Literatur:

- [1] K. Huber, E. Bollin; „Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 18. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 23.-25.04.2008
- [2] E. Bollin, K. Huber, E. Scheck, D. Jödicke; „Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstüt-

zung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 19. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 06.-08.05.2009

- [3] K. Huber, E. Bollin, E. Scheck, E. Wiemken, J. Wewior, U. Eicker, D. Pietruschka, A. Dalibard, R. Meißner, C. Kettner; „Solare Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes Betriebsanalyse und energetische Bewertung“; Technik am Bau; Jan. 2010
- [4] K. Huber, E. Bollin, E. Scheck, E. Wiemken, J. Wewior, U. Eicker, D. Pietruschka, A. Dalibard, R. Meißner, C. Kettner; „Operation Analysis and Energy Evaluation of a Solar-thermal System Assisting the Air Conditioning of an Office/ Administration Building“; www.renknow.net; 25.01.2010
- [5] www.fgnet.fh-offenburg.de



Kühlen im großen Stil

Die Hochschule Offenburg begleitet seit Juli 2006 in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer Institut ISE in Freiburg die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen. Die Anlage wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens Solarthermie2000plus vom Bundesumweltministerium gefördert. Dabei wurde die bereits bestehende Adsorptionskälteanlage, die bisher mit Gaskesseln und Kompressorenabwärme betrieben wurde, durch eine Solaranlage als dritte Wärmequelle ergänzt. Eine Besonderheit dieses Solarsystems ist, dass im Kollektorkreis nur Wasser zirkuliert und die Frostsicherheit über eine Frostschutzregelung der Kollektorkreispumpe gewährleistet ist. Hierdurch ist auch kein Wärmetauscher notwendig, der den Glykolkreislauf vom Wasserkreis trennt.

Das Solarsystem setzt sich aus einem Kollektorfeld mit 1330 Quadratmetern (m^2) Bruttokollektorfläche, CPC-Vakuum

röhrenkollektoren der Firma Paradigma und zwei Pufferspeichern à 8,5 Kubikmetern (m^3) zusammen. Zur Kälteerzeugung werden drei Adsorptionskältemaschinen mit je 353 Kilowatt (kW) Nennkälteleistung eingesetzt. Solarsystem und Kälteanlage sind über das Heizungssystem mittels diverser Verteiler miteinander verbunden. Zusätzlich wurde die Solaranlage an die Bauteiltemperierung eines neuen Gebäudes angeschlossen, um außerhalb der Betriebszeiten der Kältemaschinen die Solarwärme optimal bei niedrigen Rücklauftemperaturen nutzen zu können.

Mit Hilfe von 81 Sensoren wird ein Detailmonitoring des Solar- und Kälteanlagenbetriebs ermöglicht [1,2]. Nach Beendigung des Probetriebs konnte im August 2008 das erste Intensivmessjahr gestartet werden. Zusammen mit der Probetriebsphase ab Juni 2008 stehen aktuell Messdaten und Betriebserfahrungen

für einen Zeitraum von annähernd zwei Jahren zur Verfügung.

Vom Kollektorhersteller wurde für die Anlage eine Garantie von 500 Megawattstunden pro Jahr (MWh/a) und 411 Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr (kWh/m^2a) für die in die Solarspeicher eingespeiste Energie bei einem Nutzungsgrad von 33,5 Prozent angegeben. Die Messungen im Intensivmessjahr vom 1. August 2008 bis 31. Juli 2009 ergaben einen Ertrag von 543 MWh/a bei einem Nutzungsgrad im Kollektorkreis von 34,7 Prozent, womit die Energiegarantie deutlich erfüllt ist.

Die Messergebnisse

Im Fünf-Minutentakt werden die Messwerte der Sensoren erfasst und täglich von der Hochschule Offenburg abgerufen. Bis auf wenige Störungen liegen aus dem bisherigen Anlagenbetrieb vollständige



links: Kollektorfeld

rechts oben : Luftaufnahme des Firmengeländes der Festo AG & Co. KG in Esslingen

rechts unten: Adsorptionskälteanlage Fotos: Festo

Die Hochschule Offenburg hat in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer ISE eine 500-Megawattstunden-Solarthermieanlage beim Betrieb von Kältemaschinen mit über einem Megawatt Leistung untersucht. Ergebnis: Der geplante solare Deckungsgrad wurde sogar überboten.

Messdaten vor. Die wichtigsten Messdaten sind auf Seite 58 unten dargestellt. Die im Text genannten spezifischen Werte beziehen sich auf die Aperturfläche von 1218 m².

In 2009 konnten bei einer solaren Strahlungsmenge auf das Kollektorfeld von 1628 MWh (1337 kWh/m²), 586 MWh (481 kWh/m²) an Wärme in die Solarspeicher eingespeist werden. Das entspricht einem Nutzungsgrad von 36 Prozent. Hier wurde bereits die Wärmemenge, die an Anfahr- und Frostschutzverlusten (insgesamt 61 MWh bzw. 50 kWh/m²) entstanden ist, abgezogen. Auf der Entladeseite konnte den Speichern 533 MWh (438 kWh/m²) Wärme entnommen werden (Nutzungsgrad 32,7 Prozent). Auch hier wurden bereits Anfahr- und Frostschutzverluste abgezogen. Der solare Deckungsanteil von 8,5 Prozent für den betrachteten Zeitraum fällt gering aus. Das Kollektorfeld konnte wegen der

begrenzt zur Verfügung stehenden Dachfläche nicht größer ausgelegt werden. Im Monat Juni konnte ein Deckungsanteil von 21 Prozent erzielt werden, was unter anderem auf die veränderte Betriebsweise der Adsorptionskältemaschinen zurückzuführen ist. Dabei kommen die Gaskessel seltener zum Einsatz. Im Juli 2009 wurde die Betriebsweise nochmals verändert, so dass der Deckungsanteil der nachhaltig erzeugten Wärme – also die Summe aus Solarwärme und Kompressorenabwärme – wieder deutlich geringer ausfiel.

Der Deckungsanteil nachhaltig erzeugter Wärme, berechnet aus Nutzwärme der Solaranlage und Abwärme von Kompressoren bezogen auf den Gesamtwärmeverbrauch, beträgt im Mittel 60 Prozent und steigt im Sommer auf bis zu 82 Prozent an. Dieser konnte ab Februar 2009 durch eine höhere Kompressorenabwärmeleistung deutlich gesteigert werden. Außerdem erhöht sich der Deckungsanteil

auch hier durch die veränderte Betriebsweise der Adsorptionskältemaschinen. Für den Betrieb der Kältemaschinen wurden 2375 MWh an Wärme aus dem Wärmenetz der Festo AG & Co. KG benötigt, um damit 997 MWh an Kälte zu erzeugen. Damit ergibt sich ein durchschnittlicher COP (Coefficient of Performance = Quotient aus Nutzkälte und Antriebswärme) von 0,42. Im betrachteten Zeitraum fällt der thermische COP meist deutlich niedriger aus als in den vorhergehenden Monaten, in denen er bei bis zu 0,53 lag. Die Ursache hierfür ist vermutlich das häufige Anfahren der Maschinen seit Änderung der Betriebsweise der Kältemaschinen im vorliegenden Zeitraum [2,3,4].

Betrieb und Optimierung

Die Solaranlage ist mit den Adsorptionskältemaschinen über einen zentralen Verteiler, an den weitere Wärmeverbrau-

cher angeschlossen sind, verbunden. Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 Grad Celsius. Die Solltemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 Grad. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung zur Bauteilaktivierung ab 35 Grad entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 Grad und darunter erreichbar. Zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler wurde die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die

Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert.

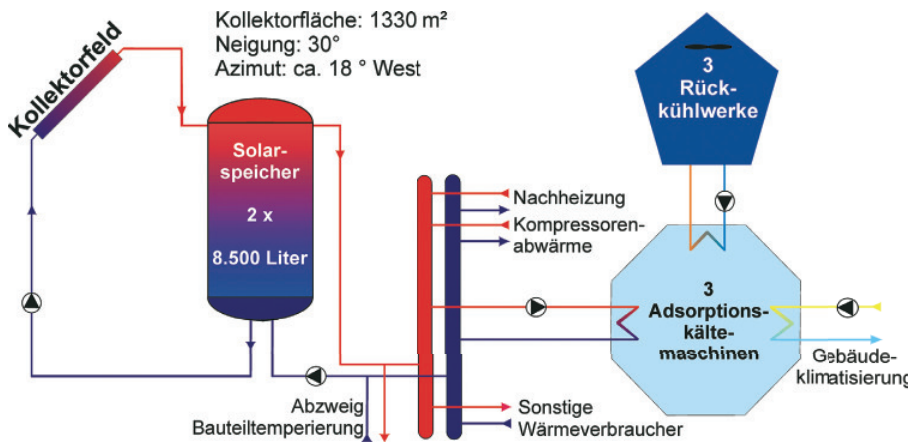
Der Kollektorkreis ist ohne Wärmetauscher direkt mit dem Solarspeicher verbunden. Dementsprechend zirkuliert im Kollektorkreis auch Heizungswasser ohne Frostschutzzusatz. Damit im Winter ein Einfrieren des Wassers im Kollektorkreis zuverlässig vermieden wird, verfügt der Solarregler über einen Algorithmus, der bei Unterschreiten einer voreingestellten Kollektortemperatur aktiviert wird und durch Fördern von Speicherwasser zum Kollektor das Einfrieren in den Solarleitungen verhindert.

Durch die hohen Vor- und Rücklauftemperaturen bei Entladung zum Hauptverteiler bleibt die Temperatur in den Speichern auf hohem Niveau und es ergeben sich negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag und die Wärme-

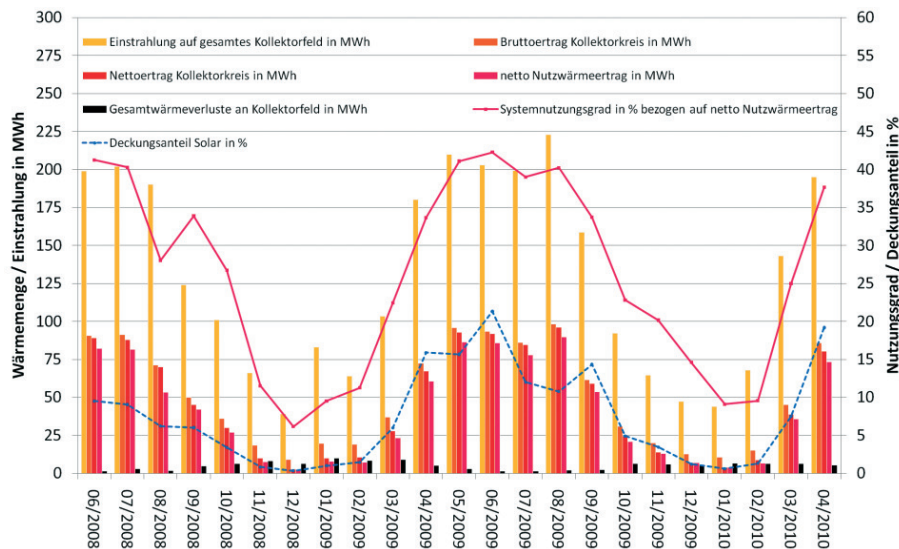
verluste durch die Frostschutzschaltung. In der Grafik auf Seite 59 links ist zu erkennen, dass bei hohen Speichertemperaturen hohe Wärmeverluste an das Kollektorfeld zu verzeichnen sind. Deshalb wurde die prognostizierte Sonnenscheindauer als Regelparameter gelöscht. Es wird jetzt bei Heizbetrieb allein anhand der Speichertemperatur entschieden, ob zur Bauteilaktivierung entladen wird. In der Grafik auf Seite 59 ist rechts zu sehen, dass die Speichertemperaturen nun deutlich niedriger liegen und damit die Wärmeverluste über den Kollektorkreis geringer ausfallen. Außerdem ist zu sehen, dass die Wärmeverluste bei hohen Speichertemperaturen zwar größtenteils immer noch von der Speichertemperatur abhängen aber nicht mehr so hoch ausfallen. Dies ist auf eine Änderung der Frostschutzregelung durch den Hersteller zurückzuführen, die bei hohen Speichertemperaturen die Rate des Pumpenbetriebs für den Frostschutz verringert. Eine zusätzlich mögliche Lösung wäre die Installation einer Rücklaufbeimischung zum Kollektorkreisvorlauf, durch die bei aktiver Frostschutzschaltung eine eingestellte Zieltemperatur im Kollektorkreisvorlauf realisiert und damit die Verluste sehr wahrscheinlich weiter reduziert werden könnten.

Anfang April 2009 wurde die Betriebsweise der Adsorptionskältemaschinen so geändert, dass diese nur noch in Betrieb gehen, wenn eine nachhaltige Mindestwärmeleistung von der Solaranlage und den Kompressoren über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht. Die einzelnen Maschinen werden dann, je nach zur Verfügung stehender Wärmeleistung, zu- bzw. weggeschaltet. Hierdurch wird eine primärenergetisch ungünstige Zusatzheizung durch die Gaskessel weitgehend vermieden. Die zusätzlich benötigte Kälte wird mit elektromotorischen Kompressionskältemaschinen erzeugt. Wie in der Grafik links unten zu sehen, wurde hierdurch der solare und nachhaltige Deckungsanteil an Gesamtwärmeverbrauch in den Sommermonaten deutlich gesteigert. Um den Kältebedarf der Gebäude abzudecken, mussten im Juli und August 2009 die Adsorptionskältemaschinen wieder häufiger betrieben werden, als es mit den nachhaltigen Wärmequellen allein möglich gewesen wäre. Dementsprechend fällt der solare Deckungsanteil mit zwölf Prozent beziehungsweise elf Prozent, bei nahezu gleichem solaren Ertrag als im Mai und Juni, niedriger aus.

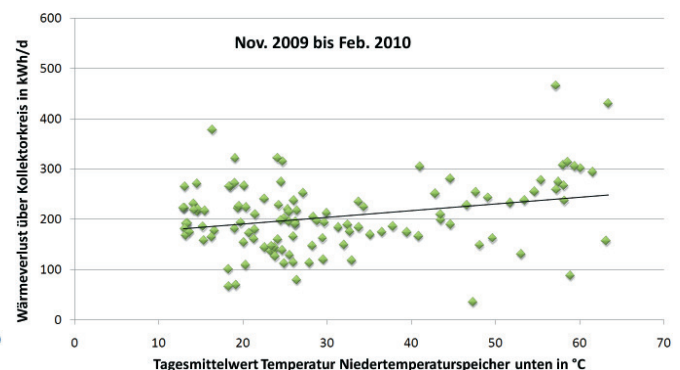
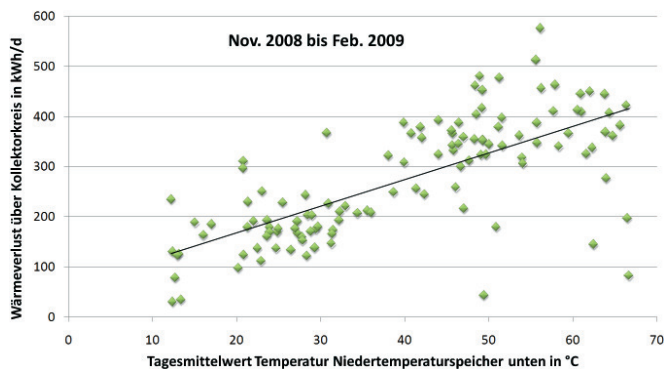
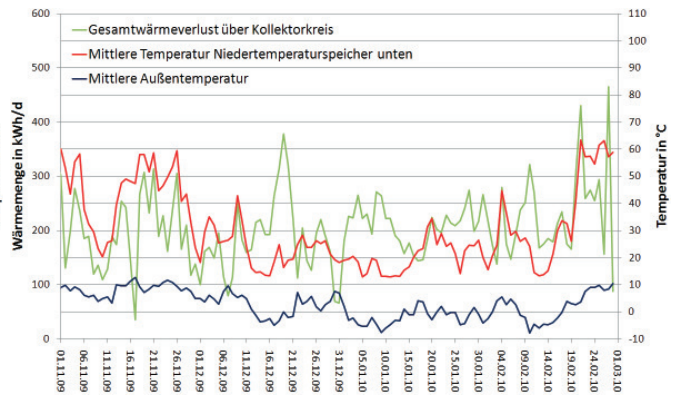
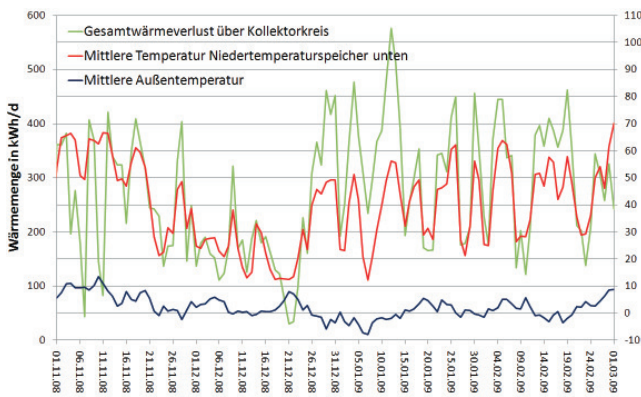
Wegen zu geringer Wärmeabnahme am Hauptverteiler kam es in den Übergangszeiten April und September 2009 teilweise zu Stagnationen der Solaranlage. Zusätzlich wurde vom Hauptverteiler Wärme in die Solarspeicher eingetragen,



Schema der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen.



Messergebnisse der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen von Juni 2008 bis April 2010. Wegen Ventilstörung vom 6. bis 15. 8. 2008 nur geringe Entladeleistung. Wegen Sensorausfall zwischen 15. 9. und 6. 10. 2008 angenommener Speicherungsverlust von 9 Prozent (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach dem Zeitraum der Störung).



Zusammenhang zwischen mittlerer Speicherentladung des Tages und Wärmeverluste an das Kollektorfeld bei Frostschutzbetrieb vor (links) und nach (rechts) Optimierung der Speicherentladeregulierung.

da einerseits kaum Wärme am Verteiler abgenommen wurde andererseits aber Wärme von den Kompressoren in das Heizungsnetz eingespeist wurde. Die geringe Wärmeabnahme entstand, da die Adsorptionskältemaschinen aufgrund der beschriebenen veränderten Betriebsweise nicht in Betrieb waren.

Durch eine schrittweise Verringerung der zuvor beschriebenen nachhaltigen Mindestwärmeleistung für den Betrieb einer Adsorptionskältemaschine von rund 500 kW auf nun 350 kW konnte das Problem nicht gänzlich behoben werden. Stagnationen treten fast ausschließlich in den Übergangszeiten auf, wenn das Angebot an nachhaltig erzeugter Wärme nicht für den Betrieb einer Adsorptionskältemaschine ausreicht, der Solarspeicher aber solar aufgeheizt und nicht entladen wird.

Da die Adsorptionskältemaschinen nur noch ab 350 kW nachhaltiger Wärmeleistung betrieben werden, kommt es bei schwankender Wärmeleistung von Kompressoren und Solaranlage zu einem ungünstigen Betriebsverhalten mit häufigen Startphasen, die zu einem ineffizienten Betrieb der Adsorptionskältemaschinen führen [3,4]. Zur Reduzierung des Taktens soll der Betrieb der Adsorptionskältemaschinen weiter optimiert werden, um einen effizienteren Teillastbetrieb zu ermöglichen. Insbe-

sondere sollen die Zykluszeiten der Kältemaschinen variiert werden.

Zusammenfassung

Die bisherige Betriebserfahrung zeigt, dass die Kollektoranlage einen sinnvollen Beitrag zur Einsparung an Primärenergie und zur Vermeidung von CO₂-Emissionen leistet. Die vom Kollektorhersteller abgegebene Ertragsgarantie von 500 MWh/a in den Solarspeicher einzuspeisende Wärme, bei einem Nutzungsgrad von 33,4 Prozent, wurde in 2009 mit 586 MWh/a bei einem Nutzungsgrad von 36 Prozent übertroffen. Durch Optimierungsmaßnahmen an der Regelung der Speicherentladung zur Niedertemperaturnutzung im Winter konnten geringere Wärmeverluste im Bereich der Frostschutzschaltung und eine Absenkung der Systemtemperatur und damit höhere Nettoerträge erzielt werden. Insgesamt ergibt sich zusammen mit der Kompressorenabwärme ein Deckungsanteil der nachhaltig erzeugten Wärme von 60 Prozent (Deckungsanteil solar 8,5 Prozent). Dieser konnte durch die veränderte Betriebsweise der Adsorptionskältemaschinen, höherer Abwärmeleistungen der Kompressoren und einen höheren solaren Ertrag im Vergleich zum Beginn der Messphase in 2008 gesteigert werden. ☺

Literatur:

- [1] K. Huber, E. Bollin: „Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 18. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 23.–25. April 2008
- [2] E. Bollin, K. Huber, E. Scheck, D. Jödicke: „Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; 19. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein; 6.–8. Mai 2009
- [3] K. Huber, E. Bollin, E. Scheck, E. Wiemken, J. Wewior, U. Eicker, D. Pietruschka, A. Dalibard, R. Meißner, C. Kettner: „Solare Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes – Betriebsanalyse und energetische Bewertung“; Technik am Bau; Jan. 2010
- [4] K. Huber, E. Bollin, E. Scheck, E. Wiemken, J. Wewior, U. Eicker, D. Pietruschka, A. Dalibard, R. Meißner, C. Kettner: „Operation Analysis and Energy Evaluation of a Solarthermal System Assisting the Air Conditioning of an Office/ Administration Building“; www.renknow.net; 25. Januar 2010
- [5] K. Huber, E. Bollin: „Solare Kühlung im großen Stil, Begleitende Forschung zum ersten Intensivmessjahr der größten solar unterstützten Klimatisierungsanlage Europas“; Erneuerbare Energien; Dezember 2008, S. 46–49
- [6] www.fgnet.fh-offenburg.de

Klaus Huber,
Elmar Bollin,
Eva Scheck
Hochschule Offenburg
www.fgnet.fh-offenburg.de



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



**Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich
Niedertemperatur Solarthermie**

**Solarthermie2000plus: Wissenschaftlich-technische Begleitung von
Solaranlagen im Südwesten Deutschlands**

FKZ: 0329601P

Projektpartner: Hochschule Offenburg - Hochschule für Technik,
Wirtschaft und Medien

Zuwendungssumme: 510.446.78 EUR

Laufzeit: 01.08.2006 – 31.12.2011

Ergebnisse des Langzeitmonitorings von solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland

Wissenschaftlich-technische Begleitung

Im Rahmen des 1993 gestarteten Förderkonzepts Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und des Folgeprogramms Solarthermie2000plus wurden in ganz Deutschland ca. 80 solare Großanlagen errichtet. Eine der letzten zur solaren Klimatisierung befindet sich gerade in Rottweil in Bau. Solarthermie2000plus wird Ende 2011 endgültig abgeschlossen, sodass keine Mittel für Neuanlagen mehr unter diesem Förderkonzept beantragt werden können. Charakteristisch für diese Anlagen ist deren Kollektorfeldgröße von mindestens 100 m². Am Beispiel dieser Demonstrationsanlagen soll die technische und wirtschaftliche Einsatztauglichkeit aktiver thermischer Solarsysteme demonstriert, deren Technik weiterentwickelt und die Systemschaltungen und -dimensionierung standardisiert werden.

In einem wissenschaftlich-technischen Begleitprogramm werden die Solaranlagen von der Idee über die Realisierung bis hin zu einem mehrjährigen Betrieb von einer unabhängigen Stelle betreut. Für die Begleitung der Demonstrationsanlagen in Südwestdeutschland ist seit 1999 die Hochschule Offenburg zuständig.

Deren Hauptaufgaben sind:

- Eignungsprüfung von Objekten zur Errichtung thermischer Solargroßanlagen,
- Unterstützung der Projektbeteiligten bei der Anlagenplanung, -ausschreibung und -ausführung,
- Konzeption und Installation der Messtechnik,
- mehrjährige Messdatenerfassung und -auswertung,
- Überwachung und Beurteilung des Anlagenbetriebs,
- Störfallanalyse und Optimierungsvorschläge,
- Know-how Transfer.

Von der Hochschule Offenburg werden aktuell neun Solargroßanlagen begleitet. Fünf dieser Anlagen werden ausschließlich zur Trinkwassererwärmung eingesetzt. Bei einer Anlage wird zusätzlich die Erwärmung des Schwimmbadwassers unterstützt. Von den drei jüngsten Anlagen, die bereits in Solarthermie2000plus gefördert werden, speist eine die Solarwärme in ein Nahwärmenetz und die beiden anderen in das Heizungssystem des Firmengeländes. Die Wärme wird zur Raumheizung und Kältegewinnung genutzt. Die neueste der genannten Anlagen in Rottweil befindet sich aktuell im Bau, sodass noch keine Messdaten vorliegen.

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse und Erfahrungen aus der wissenschaftlich-technischen Begleitung der in **Abb. 1** gezeigten acht Solargroßanlagen zusammengefasst.



Abb. 1: obere Zeile v. l. n. r.: Studentendorf Vauban (143 m²), Kreiskrankenhaus Mindelheim (120 m²), Hegau-Klinikum Singen (264 m²), Stadtklinik Baden-Baden (276 m²); untere Zeile v.l.n.r.: Wohngebäude Wilmersdorfer Str. (228 m²), Albtherme Waldbronn (226 m²), Nahwärme Holzgerlingen (249 m²), solare Klimatisierung Esslingen (1330 m²).

Solare Nutzwärme

In 2010 betrug die solare Nutzwärme von sechs der acht begleiteten Solaranlagen insgesamt ca. 936 MWh, was bezogen auf deren gesamte Kollektorfläche von 2.305 m² einer mittleren spezifischen solaren Nutzwärme von 406 kWh/(m²a) entspricht.

In **Abb. 2** sind die Jahressummen der gemessenen Nutzwärme der einzelnen Anlagen bezogen auf die Kollektorfläche dargestellt. Zum Vergleich ist auch die Nutzwärme dargestellt, die vor der Anlageninstallation auf Basis von Simulationen prognostiziert wurde.

Es zeigen sich z. T. starke Ertragsunterschiede zwischen den einzelnen Anlagen, aber auch Schwankungen in den Jahreserträgen der jeweiligen Anlage. Dies liegt darin begründet, dass die Nutzwärme einer Solaranlage von vielen Faktoren bestimmt wird:

Wetter, Warmwasserverbrauch, Regelkonzept, Betriebsweise der konventionellen Technik, Störungen und Ausfälle des Solarsystems etc.

In Freiburg-Vauban wurden in 2002 und 2009 die für diese Anlage niedrigsten solaren Erträge erzielt. Die Anlage stand in 2002, während des Einbaus von Kompaktstationen im Rahmen eines Forschungsprojektes des Fraunhofer ISE, längere Zeit still. Dadurch konnte nur ein niedriger solarer Jahresertrag realisiert werden. In den darauf folgenden Jahren erreichten die solaren Erträge nicht mehr das Niveau der Vorjahre, da zwar einerseits die Entladeperformanz durch eine bessere Zapferkennung deutlich verbessert wurde, andererseits aber der Wärmeübertrager auf der Beladeseite eine geringere Leistung als der vorherige hat. In 2009 kam es zu längerfristigen Störungen der Regelung und zu einem Komplettausfall der Anlage infolge von Undichtigkeiten im Kollektorfeld. Für 2010 liegen für Vauban leider keine Messdaten vor.

In Singen fiel im ersten Messjahr der solare Ertrag niedriger aus als der in der Energiegarantie angegebene Wert. Die Solaranlage wurde daraufhin 2001 umgebaut. Hierbei wurde insbesondere die Verschaltung der Trinkwasserspeicher von vier parallel geschalteten Behältern auf eine paarweise Reihenschaltung geändert. Seither sind die Speicher aufgeteilt in zwei Vorwärm- und zwei Bereitschaftsspeicher, die von der Nachheizung auf die Solltemperatur hochgeheizt werden. Außerdem wurden Optimierungsmaßnahmen an Regelung und Dämmung der Solarspeicher durchgeführt. Hierdurch konnte in den Jahren 2002 bis 2005 deutlich mehr solare Nutzwärme geerntet werden. In 2006 und 2008 fiel der Ertrag durch diverse Störungen wieder deutlich geringer aus. Diese Störungen traten im jeweiligen Folgejahr nicht auf, sodass der Ertrag wieder gesteigert werden konnte. In 2010 fällt hier der solare Ertrag vor allem wegen einer längerfristigen Störung niedriger aus. Außerdem trägt hier die im Vergleich zu den anderen Jahren geringe solaren Einstrahlung und der etwas reduzierte Warmwasserverbrauchs zur Minderung des solaren Ertrags bei.

In Baden-Baden nahm der Solarertrag seit Inbetriebnahme bis 2005 stetig ab. Durch Verkalkungen im Trinkwasserwärmeübertrager konnte die Wärme immer schlechter an das Trinkwasser abgegeben werden. Regelmäßige Spülungen mit Zitronensäure brachten kurzzeitige Verbesserung, konnten aber die stetige Verschlechterung der Übertragungsleistung nicht verhindern. Erst durch einen Umbau der Anlage in 2006 konnte eine deutliche Verringerung der Verkalkung und damit eine Erhöhung der Solarerträge erzielt werden. In 2007 und 2008 konnte wieder nur weniger Ertrag erzielt werden, da der Warmwasserverbrauch aufgrund von Umstrukturierungen deutlich reduziert war. In 2009 war der Verbrauch wieder auf dem vorherigen Niveau, außerdem konnte durch weitere Reduzierung der Verkalkungsproblematik der Ertrag wieder gesteigert werden. Für 2010 liegen wegen einer Störung der Messwerterfassung keine Messdaten für das gesamte Jahr vor sodass auf die Darstellung verzichtet wird.

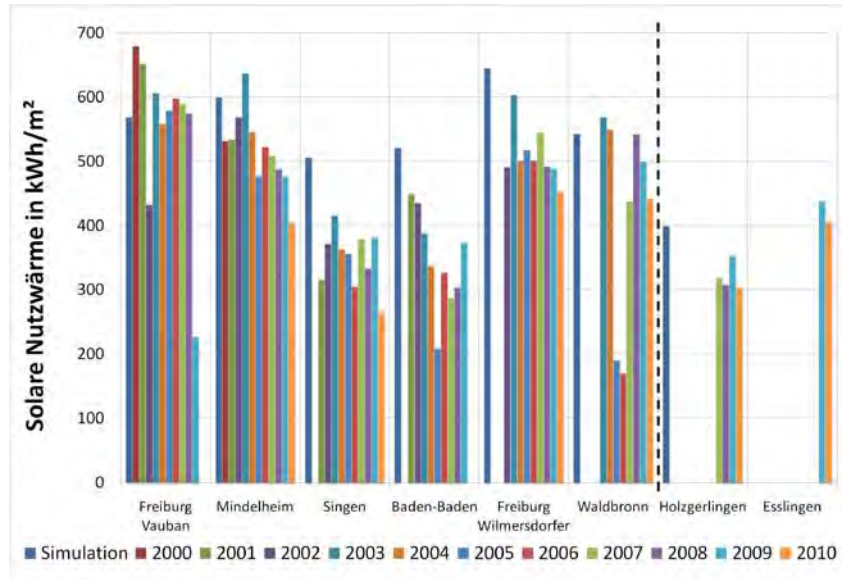


Abb. 2: Die Solare Nutzwärme ist die Energie, die von der Solaranlage an das Trinkwasser bzw. das Wärmenetz abgegeben wird.

In Waldbronn kam es in den Jahren 2005 und 2006 durch Probleme mit der Dichtigkeit der Wärmeübertrager zu einer längeren Stillstandsphase. Durch Austausch der Wärmeübertrager, Wiederinbetriebnahme der Beckenwasservorwärmung und Optimierungsmaßnahmen an der Regelung der Beckenwassernachspeisung und der Duschwassererwärmung konnten in 2007 bis 2010 wieder höhere Erträge erzielt werden, die wieder annähernd auf dem Niveau der ersten beiden Messjahre liegen. In 2010 macht sich auch in Waldbronn die geringe Einstrahlung dieses Jahres deutlich bemerkbar.

In Mindelheim und Freiburg Wilmersdorfer Straße gab es während der gesamten Laufzeit nur wenige Störungen, die ohne große Auswirkungen auf den Ertrag blieben. Tendenziell nimmt der solare Ertrag bei beiden Anlagen etwas ab, was zumindest zum Teil auf die Reduzierung des Warmwasserverbrauchs bei beiden Objekten zurückzuführen ist und sich auch im Systemnutzungsgrad zeigt.

Insgesamt konnten in Freiburg-Vauban mit durchschnittlich 550 kWh/m² die höchsten spezifischen solaren Erträge erzielt werden. Bei den meisten Anlagen konnten in 2003 aufgrund der sehr hohen Einstrahlung die höchsten Erträge realisiert werden. Dem gegenüber steht 2010 wo wegen der sehr geringen Einstrahlung nur sehr niedrige solare Erträge realisiert werden konnten. Die Messergebnisse von Holzgerlingen und Esslingen sind getrennt zu betrachten, da es sich hier um ein Nahwärmenetz bzw. eine solare Klimatisierungsanlage handelt, deren Erträge nur bedingt mit denen der Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung vergleichbar sind (z. B. höheres Temperaturniveau). Die Erträge liegen bei Holzgerlingen durch erhöhte Netzrücklauftemperaturen, Störungen in der Regelung und eine ungleichmäßige Durchströmung des Kollektorfeldes im Vergleich zu den meisten Trinkwasseranlagen deutlich niedriger.

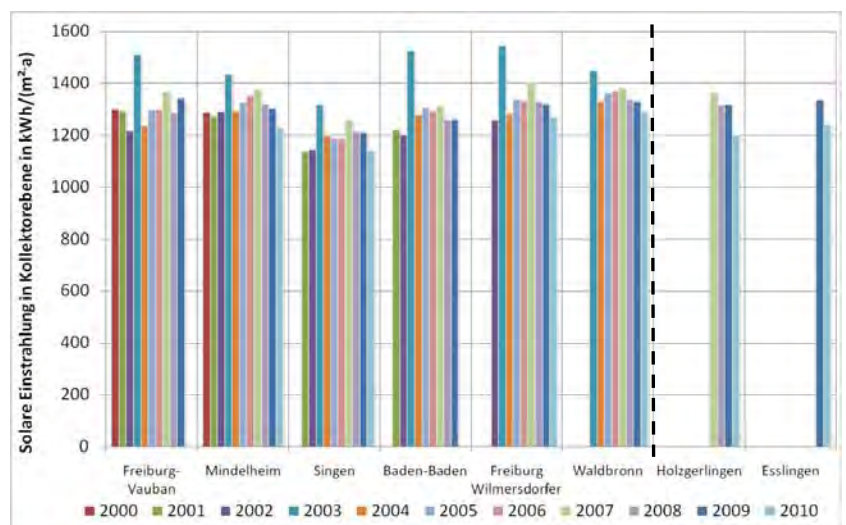


Abb. 3: Die solare Einstrahlung gibt die aufsummierte Strahlungsmenge auf einen Quadratmeter Kollektorfläche innerhalb eines Jahres an.

Einstrahlung in Kollektorebene

Die Solare Einstrahlung (**Abb. 3**) lag über alle Jahre und Anlagen zwischen 1140 und 1550 kWh/(m²·a). Auffällig ist, dass bei allen Anlagen im Jahr 2003 die höchsten Strahlungsleistungen erzielt wurden. In 2010 wurde bei den meisten Anlagen die niedrigste solare Einstrahlung gemessen. Außerdem zeigt sich, dass in Singen regelmäßig die niedrigsten Einstrahlungssummen erzielt werden, wobei die anderen Anlagen fast immer auf gleichem Niveau liegen. In Singen weicht die Ausrichtung des Kollektorfeldes mit 52 ° am deutlichsten von der Südrichtung ab. Dennoch ist auch hier die Einstrahlung nur geringfügig niedriger als bei den anderen Anlagen.

Systemnutzungsgrad

Der Jahres-Systemnutzungsgrad lag bei den Trinkwasseranlagen im Normalbetrieb im Bereich 30 – 52 %. Auf Grund von Funktionsstörungen und Reduzierung des Wasserverbrauchs kam es auch zu Systemnutzungsgraden unter 30 %. In Holzgerlingen

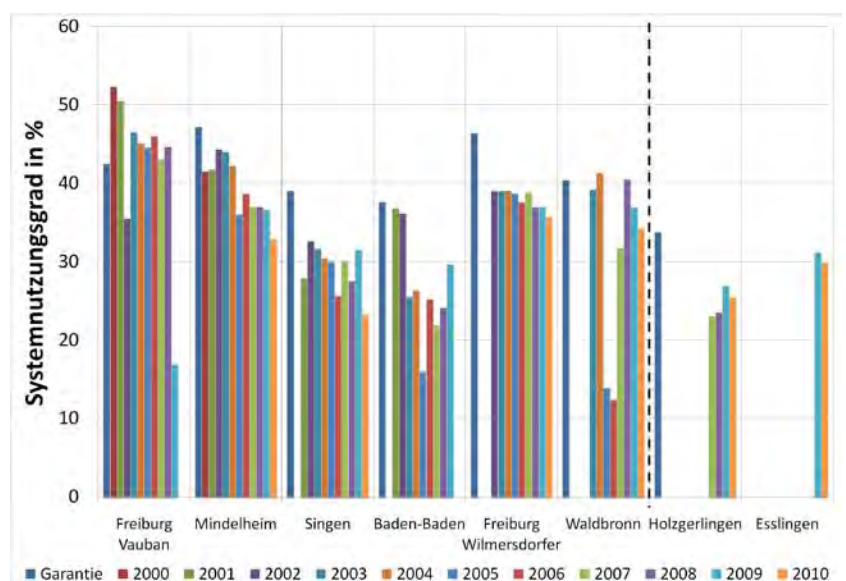


Abb. 4: Der Systemnutzungsgrad gibt an, welcher Anteil der auf die Kollektoren eingestrahlten Energie in Nutzwärme umgewandelt wird.

und Esslingen wurden regelmäßig Nutzungsgrade unter 30 % oder knapp darüber realisiert, was größtenteils auf das deutlich höhere Temperaturniveau der Anlagen zurückzuführen ist, was in Holzgerlingen auf die bereits genannten Probleme mit hohen Rücklauftemperaturen aus dem Nahwärmenetz zurückzuführen ist.

Die mittleren jährlichen Systemnutzungsgrade der einzelnen Solaranlagen sind in **Abb. 4** dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die prognostizierten Systemnutzungsgrade, ermittelt auf Basis von Simulationsrechnungen. Bei Esslingen wurde der prognostizierte Nutzungsgrad nicht dargestellt, da sich dieser auf den Nutzungsgrad im Kollektorkreis bezieht und deshalb nicht vergleichbar ist. Auffällig sind hier die im Vergleich zu den anderen Anlagen größtenteils hohen Nutzungsgrade in Freiburg-Vauban. Diese sind auf die hohe Anlagenauslastung zurückzuführen (vgl. **Abb. 6**)

Warmwasserverbrauch

Abb. 5 zeigt den gemessenen Warmwasserverbrauch, dargestellt als Tagesverbrauch pro Patient, Bewohner bzw. Besucher. Zum Vergleich werden der aus der Jahressumme gemittelte Tagesverbrauch und der mittlere Tagesverbrauch im Sommer (Auslegungsverbrauch) aufgezeigt. Dabei wird deutlich, dass es bei den Wohngebäuden der Wilmersdorfer Straße und der Albtherme Waldbronn eine erhebliche Differenz zwischen Sommer- und Jahresverbrauch gibt (ca. 25 %). Ermittelt man den Auslegungsverbrauch z. B. aus der Jahressumme des Warmwasserverbrauchs, so muss der Sommerverbrauch i.d.R. gegenüber dem Durchschnittsverbrauch reduziert werden.

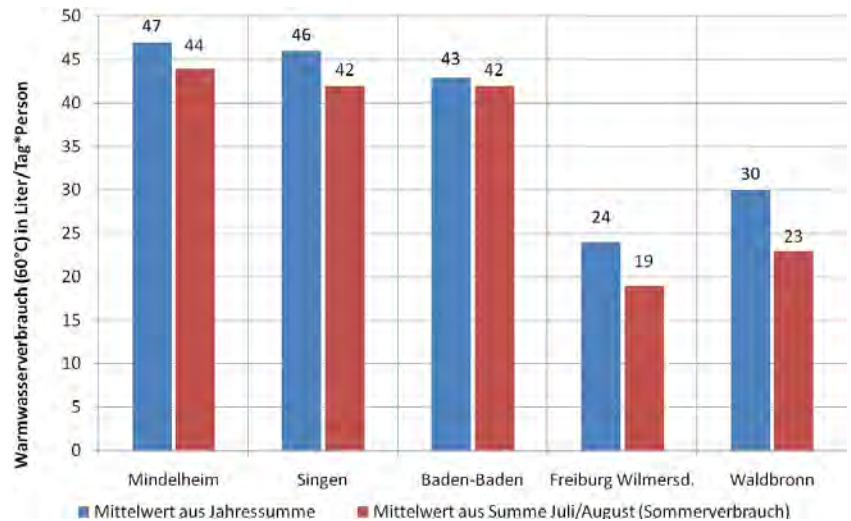


Abb. 5: Der Warmwasserverbrauch sollte vor Beginn der Systemauslegung gemessen werden. Zur Normierung der Verbrauchswerte werden diese auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C umgerechnet.

Der Pro-Kopf-Verbrauch im Studentendorf Freiburg-Vauban ist nicht dargestellt, da keine verlässlichen Daten über dessen Belegung vorliegen. Erwähnenswert ist beim Studentendorf der starke Verbrauchsrückgang im Sommer (Semesterferien) um ca. 40 % im Vergleich zum mittleren Jahresverbrauch, was bei der Dimensionierung der Solaranlage unbedingt berücksichtigt werden muss.

Im Nahwärmenetz Holzgerlingen und bei der solaren Klimatisierung Esslingen wird die Wärme neben der Trinkwassererwärmung auch zur Raumheizung oder Kälteerzeugung genutzt, dementsprechend kann hier kein sinnvoller Wert angegeben werden.

Auslastung

In **Abb. 6** ist die mittlere Auslastung der Solarsysteme im Sommer und deren Relation zum Systemnutzungsgrad dargestellt. Eine höhere Auslastung bedingt i.d.R. einen höheren Nutzungsgrad. Die Auslastung liegt weitestgehend im Bereich 40 – 70 Liter pro Tag und m² Kollektorfläche. Ausnahme ist das Studentendorf Freiburg-Vauban. Dort erhöhte sich wegen höherer Bewohnerzahlen im Vergleich zur Planungsphase der Warmwasserverbrauch und damit die Auslastung erheblich. Holzgerlingen und Esslingen können bezüglich Auslastung nicht bewertet werden, da die Wärme nicht nur zur Warmwasserbereitung eingesetzt wird. Insgesamt wird be-

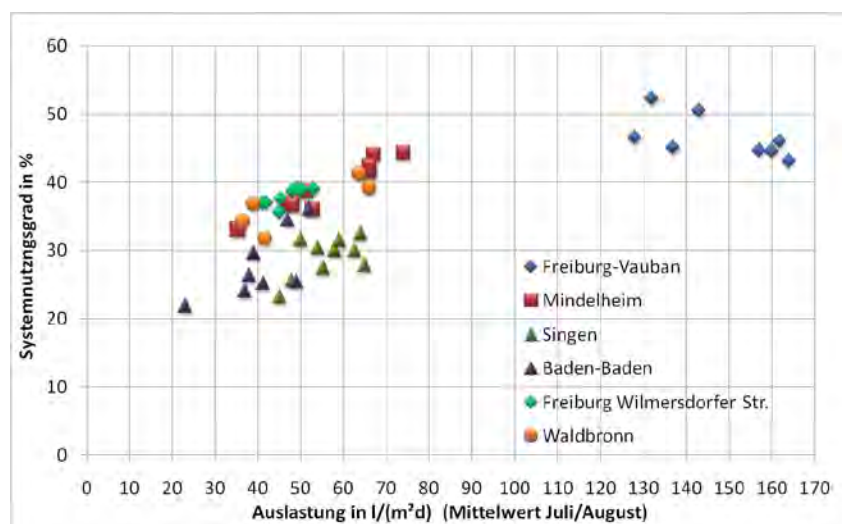


Abb. 6: Die Auslastung gibt an, wie viel Trinkwasser (60°C) täglich pro Quadratmeter Kollektorfläche verbraucht wird.

stätigt, dass der Systemnutzungsgrad mit der Auslastung abnimmt.

Solarer Deckungsanteil

In **Abb. 7** ist der solare Deckungsanteil an der Erwärmung des gezapften Warmwassers bzw. der ans Nahwärmenetz bzw. Heizungssystem abgegebenen Wärmemenge dargestellt. Dieser lag meist im Bereich von 30 – 40 %, was charakteristisch für Solaranlagen ist, die als Vorwärmssysteme konzipiert sind. Ausreißer ist die Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban, wegen ihrer in Relation zum Warmwasserverbrauch kleinen Kollektorfläche. Auch in Holzgerlingen und Esslingen fällt im Vergleich zu den anderen Anlagen der Deckungsanteil deutlich niedriger aus. Hier konnten die Kollektorfelder nicht größer ausgelegt werden, da nicht mehr geeignete Dachfläche zur Verfügung stand.

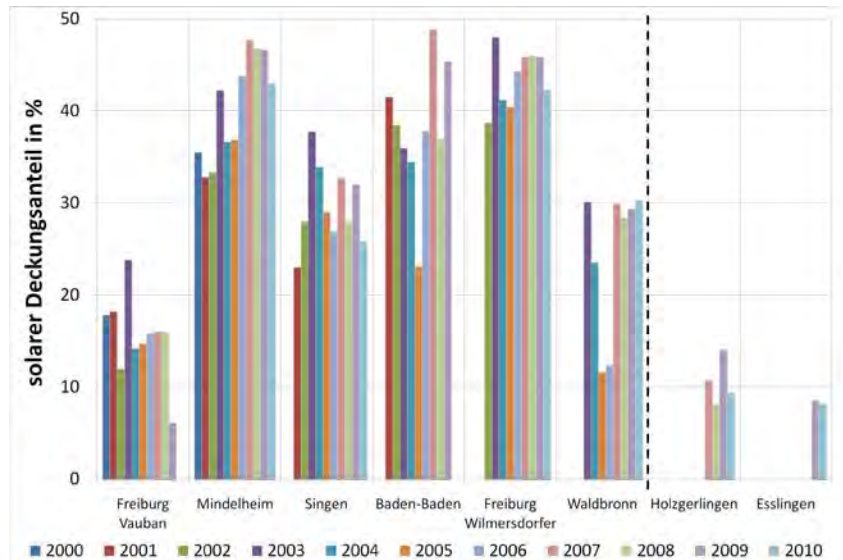


Abb. 7: Der solare Deckungsanteil ist der Anteil der solaren Nutzwärme am Wärmebedarf für die Erwärmung des Wassers.

Kosten

Die mittleren Investitionskosten für Planung und Errichtung der Solarsysteme lagen bei 681 Euro pro m² Kollektorfläche (inkl. MwSt.). In **Abb. 8** sind für jede der sieben Anlagen die spezifischen Kosten pro m² Kollektorfläche dargestellt, unterteilt in Einzelkosten der Systemkomponenten und der Planung. Dabei zeigt sich eine große Bandbreite sowohl bei den Gesamtinvestitionskosten als auch bei den Kosten der Komponenten. Hauptursache dafür sind die unterschiedlichen Installationsbedingungen. Dies sind zum Beispiel die Art der Kollektormontage (Flach- oder Schrägdach/ In- oder Aufdach) oder die Verwendung bereits vorhandener Komponenten (z. B. Wasserspeicher). Die Anlage mit den geringsten spezifischen Kosten ist Holzgerlingen. Dies ist vor allem auf die, im Vergleich zum Trinkwassersystem weniger aufwendige Anbindung an das Nahwärmenetz zurückzuführen.

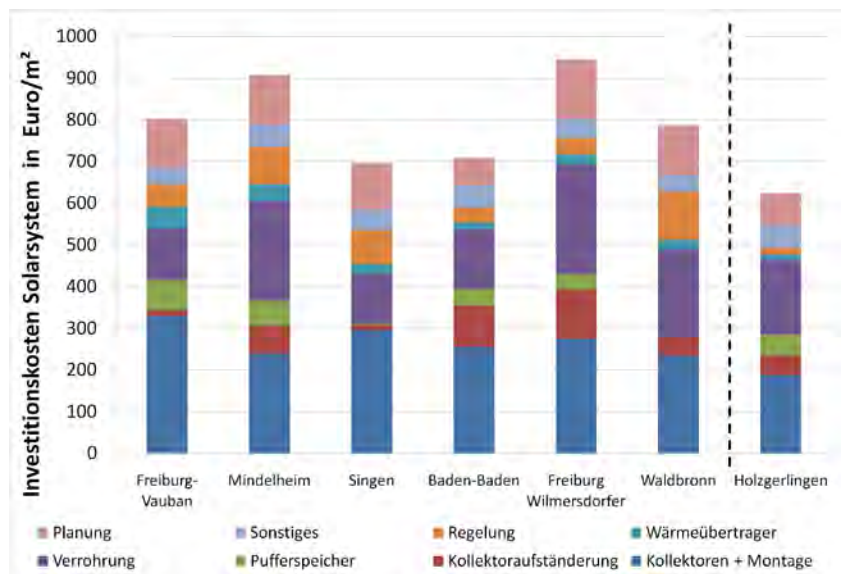


Abb. 8: Die Investitionskosten geben die Verteilung der Kosten der einzelnen Anlagenteile und der Planung wieder.

Die höchsten spezifischen Kosten entstanden in Freiburg Wilmersdorfer Straße. Hier schlägt vor allem die aufwendige Verrohrung und Kollektoraufständerung zu Buche. Da das Kollektorfeld auf zwei Hochhausdächer verteilt werden musste, waren neben einer erdverlegten Leitung auch zwei Steigleitungen notwendig.

Abb. 9 zeigt die mittleren solaren Nutzwärmekosten und zusätzlich die minimalen Nutzwärmekosten der Solarsysteme, die mit den Anlagen erreicht wurden. Hier konnten in Freiburg-Vauban die geringsten solaren Wärmekosten erzielt werden, was auf die sehr hohe Auslastung zurückzuführen ist. Die höchsten Wärmekosten wurden in Holzgerlingen erzielt, was auf den, im Vergleich zu Trinkwasseranlagen, niedrigen solaren Ertrag zurückzuführen ist.

Zusammenfassung und Fazit

Die gemessenen Anlagenenerträge entsprechen in etwa den prognostizierten Werten, was dadurch dokumentiert wird, dass alle bisher nachgerechneten Anlagen die Energiegarantie erfüllt haben. Dazu bedurfte es bei jeder Anlage eines mehr oder weniger langen Probebetriebs mit entsprechenden Optimierungsmaßnahmen. Ohne eine intensive Vermessung und Beobachtung der Solarsysteme wären viele Mängel nicht festgestellt worden. Die Folgen wären zwangsläufig eine reduzierte Funktionsfähigkeit und teilweise erheblich geringere Anlagenenerträge gewesen. Dies zeigt sich vor allem nach der intensiven Betreuungsphase. Danach im unüberwachten Betrieb werden bei vielen Anlagen auftretende Störungen nur zufällig und spät erkannt. Mit Solargroßanlagen zur Brauchwassererwärmung können Nutzwärmekosten erreicht werden, die eine künftige wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu der konventionellen Wärmeerzeugung in Aussicht stellen.

Nicht außer Acht lassen darf man den Beitrag der acht begleiteten Solarsysteme zum Umweltschutz: Durch deren Betrieb können jährlich etwa 150.000 l Heizöl bzw. 150.000 m³ Erdgas eingespart werden, was gleichbedeutend mit der Vermeidung von ca. 300 t an CO₂-Emissionen ist.

Solargroßanlagen zur reinen Trinkwassererwärmung sind inzwischen weitestgehend standardisiert. Mit den gewonnenen Erkenntnissen wurde die Basis für einen effektiven Betrieb solcher Solarsysteme geschaffen. Im Folgekonzept Solarthermie2000plus wurden Solarsysteme gefördert, deren Wärme auch anderen Verbrauchern als der Trinkwassererwärmung zugeführt wird und deren höherer solarer Deckungsanteil zu einer noch stärkeren Reduzierung der CO₂-Emissionen führt.

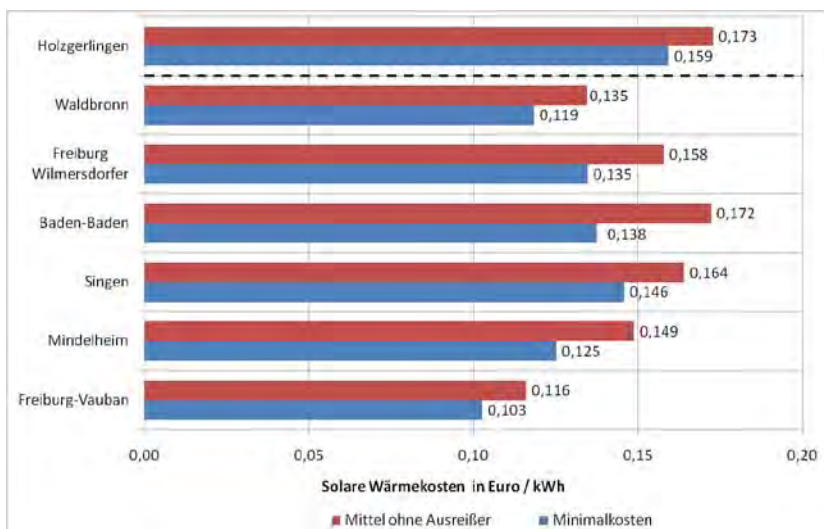


Abb. 9: Die solaren Nutzwärmekosten geben den Preis pro kWh Nutzwärme an. Sie werden berechnet aus dem Quotienten der Systemkosten (Investitionskosten für die Planung und Errichtung des Solarsystems und die Kapitalkosten bei 6 % Zins und einer Anlagenlebensdauer von 20 Jahren) und dem Jahresertrag des Solarsystems.

Anhang B: Flyer

Anhang C: Zwischen-/Schlussberichte

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2:
Wissenschaftlich-technische Begleitung der solarthermischen
Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern

SCHLUSSBERICHT

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban



Förderkennzeichen: 032 9652 J

Berichtszeitraum: 13.01.1999 – 31.12.2006

Hochschule Offenburg
Prof. Elmar Bollin
Dipl.-Ing. (FH) Sascha Himmelsbach
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber
Offenburg, November 2006

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	3
1.1	Solarthermie-2000, Teilprogramm 2	3
1.2	Förder- und Auswahlkriterien	4
2	Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems	6
3	Objektbeschreibung	8
3.2	Allgemeine Beschreibung des Objektes	8
3.2	Auslegungswerte für die Solaranlage	9
3.3	Ausschreibung und Projektablauf	12
4	Beschreibung der technischen Systeme	13
4.2	Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems	14
4.2	Regelung	16
5	Messtechnik	23
5.1	Messstellen im Solarsystem	23
5.2	Definition der Kennzahlen des Solarsystems	27
6	Betriebserfahrungen und Messergebnisse	28
6.1	Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung	28
6.1.1	Betriebsverhalten vor Concheck-Umbau (Einbau von Kompaktstationen).....	28
6.1.2	Betriebsverhalten nach Concheck-Umbau.....	39
6.2	Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen	47
6.2.1	Warmwasserverbrauch und Auslastung.....	53
6.2.2	Energien und Nutzungsgrade.....	58
7	Systemkosten und garantierter Energieertrag	63
8	Projektbeteiligte	72
9	Internet	73
10	Literatur	73

1 Einleitung

1.1 Solarthermie-2000, Teilprogramm 2

Im Rahmen des BMU-Förderkonzeptes Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 sollen in ganz Deutschland 100 solarthermische Großanlagen zur Trinkwassererwärmung errichtet werden. Durch die Förderung dieser Demonstrations- und Forschungsanlagen soll eine umfassende Erprobung und Optimierung von Systemen zur aktiven thermischen Solarenergienutzung bei unterschiedlichen Anwendungsfällen erfolgen. Im Teilprogramm 2 sollen die technischen Voraussetzungen für einen künftigen wirksamen Beitrag der Solarthermie zur Energieversorgung geschaffen und gleichzeitig durch Systemstandardisierung die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit dieser Anlagen verbessert werden. Ausreichende Erfahrungen mit den unterschiedlichsten Systemkombinationen können nur dann gesammelt werden, wenn eine repräsentative Anzahl der diversen Anlagenvarianten errichtet, über einen längeren Zeitraum betrieben und gleichzeitig intensiv beobachtet und analysiert werden kann.

In Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 soll anhand von Beispiellösungen für größere solarthermische Anlagen mit einer Mindestkollektorfläche von 100 m² an unterschiedlich genutzten Gebäuden nachgewiesen werden, dass im Bereich der thermischen Solarenergienutzung technisch gute Lösungen zur Verfügung gestellt werden können. Diese Systemlösungen sollen weiter verbessert und angepasst werden. Zugleich soll erreicht werden, dass die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gesteigert wird, indem durch Reduzierung der spezifischen Systemkosten und Erhöhung des spezifischen Nutzenergieertrages die solaren Nutzwärmekosten gesenkt werden.

Dazu wird im Programm gefordert, dass die Kosten der solaren Nutzwärme einen oberen Grenzwert von 0,128 /kWh nicht überschreiten. Dieser Grenzwert basiert auf einer angenommenen Lebensdauer der Solaranlage von 20 Jahren und einem Zinssatz von 6%. Erklärtes Ziel des Programms ist es, diesen Grenzwert zu unterbieten, um die Konkurrenzfähigkeit der Solarenergienutzung gegenüber konventionellen Energieträgern weiter zu verbessern.

Das Programm hat darüber hinaus folgende Ziele:

- Stärkung der Vorbild- und Multiplikatorwirkung des öffentlichen Bereiches für den Einsatz neuer, umweltfreundlicher Energietechniken
- Erweiterung des Erkenntnisstandes durch Einbindung in die Technologieverbreitung bei
 - den beteiligten Bundes-, Landes- und kommunalen Behörden sowie deren Einrichtungen
 - den lokalen Energieversorgungsunternehmen
 - den regionalen Handwerkskammern
 - dem produzierenden Gewerbe (Kollektor-, Speicherhersteller, etc.)

- den Installationsfirmen (Sanitär, Heizung, etc.)
 - den planenden Architekten und Fachingenieuren
 - den Hochschulen und sonstigen wissenschaftlichen Einrichtungen
- Erarbeitung von Beispiellösungen zum Aufbau von Solarsystemen für die diversen Einsatzfälle und zu ihrer Integration in die konventionelle Energieversorgungstechnik
 - Intensive Informationsvermittlung über die Möglichkeiten der Solartechnik an die breite Öffentlichkeit

Ein wissenschaftliches Begleitprogramm soll durch kontinuierliche Messwerterfassung und -auswertung sowie Systemanalyse insbesondere Aussagen zum Energieertrag, zum Langzeitverhalten, zur Betriebssicherheit, zum Wartungsaufwand und damit zur Wirtschaftlichkeit der Solaranlage liefern.

Durch zweckmäßige Optimierungsmaßnahmen an den einzelnen Systemen sollen die günstigsten System- und Anbindungsvarianten ermittelt werden.

1.2 Förder- und Auswahlkriterien

1. Gefördert werden solarthermische Demonstrationsanlagen für bestehende oder neu zu errichtende Gebäude des Bundes und der Länder einschließlich ihrer nachgeordneten Einrichtungen, der Kommunen einschließlich kommunaler Betreibergesellschaften und kommunaler Wohnungsgesellschaften sowie Wohnungsbaugenossenschaften und anderer Körperschaften, Anstalten und Stiftungen des öffentlichen Rechts sowie Körperschaften privaten Rechts, die gemeinnützigen Zwecken dienen und deren Gebäude überwiegend mit öffentlichen Mitteln finanziert werden.
2. Antragsberechtigt sind die Eigentümer der Liegenschaften gemäß 1 sowie in besonderen Fällen lokale Energieversorger dieser Gebäude (Wärmelieferungsmodelle).
3. Die Bausubstanz, die konventionelle Energieversorgungstechnik sowie der Wärme- bzw. Warmwasserbedarf müssen gute Voraussetzungen für die Nutzung der Solartechnik bieten.
4. Bei bestehenden Gebäuden wird davon ausgegangen, dass eine evtl. notwendige energie- bzw. haustechnische Anlagensanierung als Eigenleistung durch den Antragsteller vorlaufend oder zeitgleich erbracht wird.
5. Der Wärmebedarf muss die Errichtung einer Solaranlage mit einer Größe von mindestens 100 m² Kollektorfläche rechtfertigen; in der Regel muss dazu der tägliche Warmwasserver-

brauch ganzjährig bei ca. 7 m³/d oder mehr liegen. Eine geeignete Fläche für die Aufstellung der Kollektoren muss vorhanden sein.

6. Maßgebend für die Projektauswahl sind die zu erwartenden Nutzwärmekosten der mit der Anlage bereitgestellten Wärme. Sie sollen 0,128 /kWh nicht überschreiten. Die Ermittlung der Nutzwärmekosten erfolgt nach einem einheitlichen und vorgegebenen Verfahren; die Einzelheiten zum Berechnungsverfahren sind in einem Erläuterungsblatt für Antragsteller, das über das Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) erhältlich ist, näher aufgeführt.
7. Zur Sicherung eines breiten Demonstrationseffektes wird außerdem die Vielfalt unterschiedlicher Standorte, Anlagengrößen, technischer Systemlösungen, Hersteller, Gebäudearten und Betreiber berücksichtigt. Die wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen müssen jedoch in jedem Fall erfüllt sein.
8. Die geförderten Anlagen müssen eine hohe Demonstrationswirkung für die Öffentlichkeit haben und als Anschauungs- und Lernobjekte geeignet sein.
9. Der Betreiber muss sich zur Teilnahme an dem begleitenden Mess- und Auswertungsprogramm über einen Zeitraum von ca. 3 Jahren in Zusammenarbeit mit dafür ausgewählten wissenschaftlichen Einrichtungen bereit erklären.

2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems

Kollektoren

Kollektorhersteller, Typ	Aquasol Solartechnik GmbH, AS13g				
Bauartzulassung	01-328-102				
Absorbermaterial	Kupfer				
Beschichtung	Schwarzchrom				
Wärmedämmung, Dicke	Mineralwolle (30 mm) und PU-Schaum (40 mm)				
Frontabdeckung, Dicke	Glas, 4mm				
Material Kollektorkasten	Aluminium				
Zul. Betriebsüberdruck	10 bar				
Stillstandstemperatur	207 °C				
Konversionsfaktor η_0	0,809 bezogen auf Absorberfläche				
linearer Wärmeverlustkoeffizient	3,567 W/(m ² ·K) bezogen auf Absorberfläche				
quadratischer Wärmeverlustkoeffizient	0,0095 W/(m ² ·K ²) bezogen auf Absorberfläche				
Winkelkorrekturfaktor	0,96 bei 45 °				
spezifische Wärmekapazität	6225 J/(m ² ·K)				
Wärmeträgerinhalt pro Kollektor	8,0 Liter				
Prüfinstitut und Test Nr.	TÜV Bayern 28 600 692-3				
Höhe Koll-oberkante über SV Keller	13 m				
	Feld 1	Feld 2	Feld 3	Feld 4	Feld gesamt
Ausrichtung (Azimut) (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	+5 °	+5 °	+5 °	+5 °	+5 °
Neigung	38 °	38 °	38 °	38 °	38 °
Anzahl Kollektoren	3	3	3	3	12
aktive Kollektorfläche	35,7 m ²	35,7 m ²	35,7 m ²	35,7 m ²	142,8 m ²
Volumenstrom durch Kollektorfeld	585 l/h ≙ 16,4 l/(h·m ²)	585 l/h ≙ 16,4 l/(h·m ²)	585 l/h ≙ 16,4 l/(h·m ²)	585 l/h ≙ 16,4 l/(h·m ²)	2.340 l/h ≙ 16,4 l/(h·m ²)
spez. Volumenstrom in einem Kollektor	49 l/(h·m ² _{Koll})	49 l/(h·m ² _{Koll})	49 l/(h·m ² _{Koll})	49 l/(h·m ² _{Koll})	

Rohrleitung vom Gesamt-Kollektorfeld zum Wärmetauscher

	Innenbereich	
Rohrmaterial	Kupfer	
Material der Wärmedämmung	Mineralwolle	
Dicke der Wärmedämmung	35 mm	
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,038 W/(m·K)	
Stat. Überdruck am Kollektorfeld	ca. 2,6 bar	
Stat. Überdruck am Wärmetauscher	3,8 bar	
Einfache Länge	10 m	12 m
Außendurchmesser d_a	54 mm	35 mm
Innendurchmesser d_i	50 mm	32 mm

Wärmeträger im Kollektorkreis

Hersteller	Hoechst
Markenname	Antifrogen L
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	38 %
Frostsicherheit	-20 °C
Basisstoff	Propylenglykol

Wärmetauscher Kollektorkreis/Speicherladekreis

Hersteller	WTT – Wilchwitzer Thermo-Technik GmbH
Typ	WP7M-U-50 (2-wegig, gelötet)
Fläche	7,48 m ²
Leistung (Auslegung)	85 kW
Material	Edelstahl 1.4404

Pufferspeicher

Hersteller	Nova
Typ	S 1500
Baujahr	1998
Anzahl	4
Volumen je Speicher	1.500 Liter
Material Behälterwand	Stahl
Material Wärmedämmung	Mineralwolle
Dicke der Wärmedämmung	80 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,039 W/(m·K)
Material Ummantelung	Kunststoff

Wärmetauscher Speicherentladekreis/Trinkwasser

Hersteller	Alfa Laval
Typ	CB76-129H (2-wegig, gelötet)
Leistung (Auslegung)	94 kW
Material	Edelstahl 1.4401

Regelung Solaranlage

Je ein Regler auf Basis von *embedded Linux PCs* für Be- und Entladung.
Eigenentwicklung (Prototyp) des Fraunhofer-ISE Freiburg.

3 Objektbeschreibung

3.2 Allgemeine Beschreibung des Objektes

Das Studentendorf Vauban in Freiburg im Breisgau, entstanden aus dem Umbau einer ehemaligen Kaserne, besteht aus acht Gebäuden, die von 1993 bis 1998 saniert bzw. neu errichtet wurden. Die Sanierung beinhaltete die Fenster, Wärmedämmung der Gebäude sowie neue Leitungen für die Trinkwasserversorgung. Derzeit stehen 580 Betten zur Verfügung. Träger des Studentendorfs ist das Studentenwerk Freiburg.

Im Gebäude 14, in dessen Dach das Kollektorfeld integriert ist (Bild 3.1), wird das Warmwasser für das gesamte Studentendorf bereit. Zur Nachheizung des Warmwassers werden Gas-Heizkessel eingesetzt. Ursprünglich war in den einzelnen Gebäuden jeweils ein Warmwasserspeicher vorhanden, der direkt mit Kaltwasser versorgt und über einen 2-Rohr-Fernleitungsstrang von der Heizzentrale aus erwärmt wurde. Mit Installation der Solaranlage wurde das Leitungsnetz zur Warmwasserbereitung so umgestellt, dass jetzt das gesamte zu erwärmende Kaltwasser über die Heizzentrale fließt, dort erwärmt und von dort aus an die einzelnen Gebäude verteilt wird.



Bild 3.1 Ansicht des Kollektorfelds auf Gebäude 14 des Studentendorfs Freiburg-Vauban

Hauptgründe für die Auswahl des Studentendorfs für das Programm Solarthermie-2000 waren die relativ moderne konventionelle Haustechnik, der gute Zustand der sanierten bzw. neu errichteten Gebäude, die wegen der stark wechselnden Belegung der Wohnheime hohe Demonstrationswirkung und letztlich die sehr hohe Wahrscheinlichkeit, dass die Wärmegestehungskosten unter 0,128 /kWh liegen. Die Erwartung, dass der geforderte Wärmepreis nicht überschritten wird, gründet einerseits auf der guten klimatischen Lage von Freiburg und andererseits auf den günstigen baulichen Bedingungen (kompakte Installation des Kollektorfeldes, Kollektorfeld nahe an Heizzentrale, Leitungen von Dach in Heizzentrale bereits vorhanden), die eine recht kostengünstige Installation der Solaranlage ermöglicht.

3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen. Dieses Zapfprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm.

Im Studentendorf Vauban wurde von November 1996 bis Oktober 1997 mittels Volumenzähler im Zulauf zu den Warmwasserspeichern der tatsächliche Warmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurden die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst, um die Umrechnung der Verbrauchswerte auf eine Warmwassertemperatur von 60°C zu ermöglichen.

In der Vorlesungszeit lag der tägliche Warmwasserverbrauch bei durchschnittlich ca. 20.000 Liter, d.h. ca. 35 Liter pro Person, in den Semesterferien (Juli – Sept.) bei ca. 10.000 Litern. Als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage wurde der Verbrauch in den Sommermonaten herangezogen (10.000 Liter/Tag), woraus sich bei 1 m² Kollektorfläche pro 70 Liter zu erwärmendem Wasser eine Standard-Kollektorfläche (aktive Fläche) von insgesamt 143 m² ergibt.

Das Standard-Solarspeichervolumen liegt bei 6.000 Litern.

Bild 3.2, Bild 3.3 und Tabelle 3.1 zeigen die auf Basis des gemessenen Warmwasserverbrauchs angenommenen Tages- und Jahresverbrauchsprofile, die Grundlage der Anlagensimulation mit T°Sol sind.

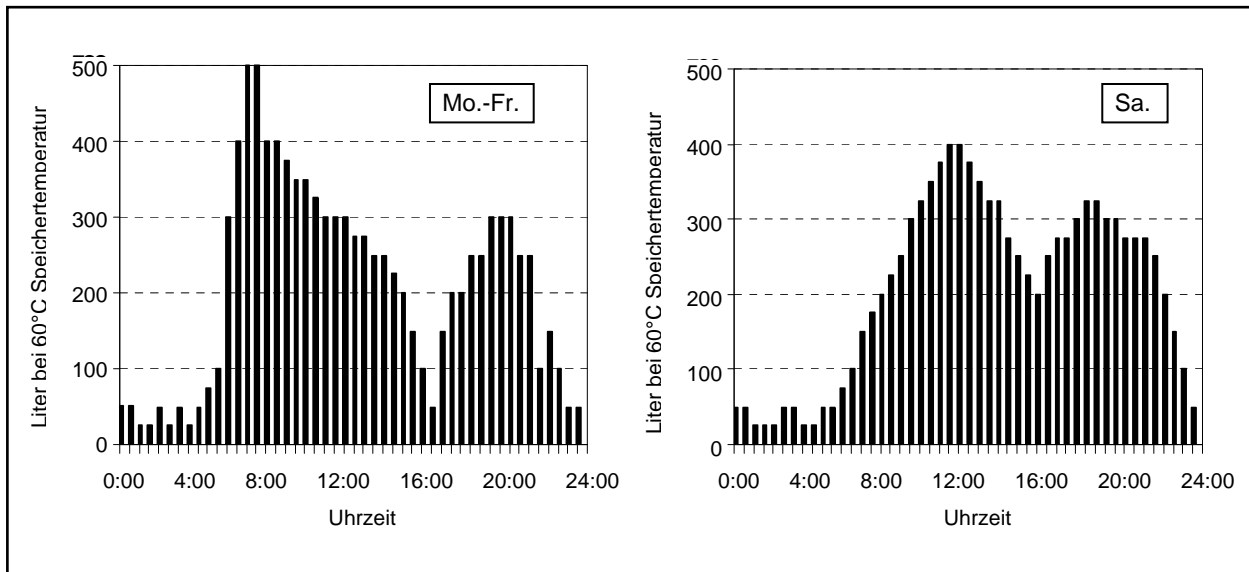


Bild 3.2 Halbstundensummen (Tagesprofil) des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs an Werktagen Mo. – Fr. (links) und Samstagen (rechts) für das Studentendorf Freiburg-Vauban

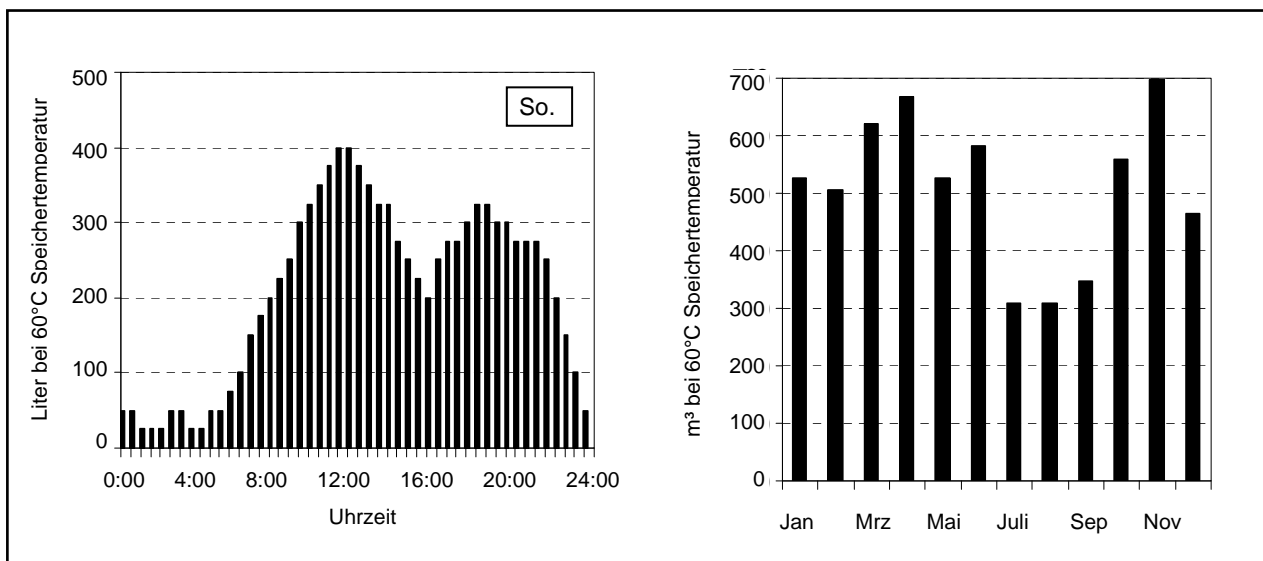


Bild 3.3 Halbstundensummen (Tagesprofil) an Sonn- und Feiertagen (links) und Monatssummen (Jahresprofil) (rechts) des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs für das Studentendorf Freiburg-Vauban

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Tabelle 3.1 Gemessenes Tages- und Jahresprofil des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs im Studentendorf Freiburg-Vauban

Uhrzeit	Auslegungs-Werktag		Auslegungs-Samstag		Auslegungs-Sonntag	
	Liter	%	Liter	%	Liter	%
00:00						
00:30	50	0,50	50	0,50	50	0,50
01:00	50	0,50	50	0,50	50	0,50
01:30	25	0,25	25	0,25	25	0,25
02:00	25	0,25	25	0,25	25	0,25
02:30	50	0,50	25	0,25	25	0,25
03:00	25	0,25	50	0,50	50	0,50
03:30	50	0,50	50	0,50	50	0,50
04:00	25	0,25	25	0,25	25	0,25
04:30	50	0,50	25	0,25	25	0,25
05:00	75	0,75	50	0,50	50	0,50
05:30	100	1,00	50	0,50	50	0,50
06:00	300	3,00	75	0,75	75	0,75
06:30	400	4,00	100	1,00	100	1,00
07:00	500	5,00	150	1,50	150	1,50
07:30	500	5,00	175	1,75	175	1,75
08:00	400	4,00	200	2,00	200	2,00
08:30	400	4,00	225	2,25	225	2,25
09:00	375	3,75	250	2,50	250	2,50
09:30	350	3,50	300	3,00	300	3,00
10:00	350	3,50	325	3,25	325	3,25
10:30	325	3,25	350	3,50	350	3,50
11:00	300	3,00	375	3,75	375	3,75
11:30	300	3,00	400	4,00	400	4,00
12:00	300	3,00	400	4,00	400	4,00
12:30	275	2,75	375	3,75	375	3,75
13:00	275	2,75	350	3,50	350	3,50
13:30	250	2,50	325	3,25	325	3,25
14:00	250	2,50	325	3,25	325	3,25
14:30	225	2,25	275	2,75	275	2,75
15:00	200	2,00	250	2,50	250	2,50
15:30	150	1,50	225	2,25	225	2,25
16:00	100	1,00	200	2,00	200	2,00
16:30	50	0,50	250	2,50	250	2,50
17:00	150	1,50	275	2,75	275	2,75
17:30	200	2,00	275	2,75	275	2,75
18:00	200	2,00	300	3,00	300	3,00
18:30	250	2,50	325	3,25	325	3,25
19:00	250	2,50	325	3,25	325	3,25
19:30	300	3,00	300	3,00	300	3,00
20:00	300	3,00	300	3,00	300	3,00
20:30	300	3,00	275	2,75	275	2,75
21:00	250	2,50	275	2,75	275	2,75
21:30	250	2,50	275	2,75	275	2,75
22:00	100	1,00	250	2,50	250	2,50
22:30	150	1,50	200	2,00	200	2,00
23:00	100	1,00	150	1,50	150	1,50
23:30	50	0,50	100	1,00	100	1,00
00:00	50	0,50	50	0,50	50	0,50
Tagessummen	10.000 l	100,00	10.000 l	100,00	10.000 l	100,00
Speichertemp.	60 °C		60 °C		60 °C	

Monat	Monatssumme m ³
Januar	527
Februar	507
März	620
April	669
Mai	527
Juni	582
Juli	310
August	310
September	348
Oktober	558
November	696
Dezember	465
Jahressumme	6.119

In Kapitel 6 dieses Berichtes werden die für die Auslegung angenommenen Verbrauchsprofile mit den nach Inbetriebnahme der Solaranlage gemessenen Verbrauchswerten verglichen.

3.3 Ausschreibung und Projektablauf

Die Veröffentlichung der Ausschreibung erfolgte am 9. Mai 1998 in der FAZ und der Badischen Zeitung, die Submission war am 3. Juni 1998.

Vier Angebote wurden ordnungsgemäß abgegeben, ein Angebot wurde zu spät eingereicht und konnte daher nicht gewertet werden.

Keiner der Anbieter gab ein Alternativangebot zu den ausgeschriebenen Kollektoren ab, ebenso wurde kein von der Ausschreibung abweichendes Anlagen-Funktionsschema angeboten.

Von keinem der Bieter wurde mit dem Angebot eine Energiegarantie abgegeben. Auf Anfrage des Planers wurde vom günstigsten Bieter eine Energiegarantie abgegeben, die übrigen Bieter kamen dieser Anfrage nicht nach, so dass letztlich nur ein Angebot gewertet werden konnte.

Die Angebotssummen für das Solarsystem (ohne Messtechnik, inkl. MwSt) lagen zwischen 95.250 und 114.455 €. Mit dem vom günstigsten Bieter garantierten Solarertrag von 81.406 kWh/a (570 kWh/m²a) und den Planungskosten für das Solarsystem von 16.185 € errechnete sich somit ein solarer Wärmepreis von 0,119 €/kWh.

Zeitlicher Ablauf des Projekts:

Veröffentlichung der Ausschreibung:	Mai 1998
Submission:	Juni 1998
Beginn der Installation:	September 1998
Inbetriebnahme:	Oktober 1998
Beginn des Probebetriebs:	Januar 1999
Beginn des Detail-Messbetriebs:	1. August 1999
Änderung der Pufferspeicherhydraulik:	Oktober 1999
Ende der 1. Intensivmessphase:	31. Juli 2000
Beginn der 2. Intensivmessphase:	1. August 2000
Ende der 2. Intensivmessphase:	31. Juli 2001
Beginn des Langzeitmessbetriebs:	1. August 2001
Beginn Umbau und Optimierung der Anlage (Concheck/9/):	26.06.2002

4 Beschreibung der technischen Systeme

Am Solarsystem wurden seit Inbetriebnahme zwei grundlegende Änderungen ausgeführt.

Im Oktober 1999 wurde die Verschaltung der vier Pufferspeicher (2 HT- und 2 NT-Speicher) geändert, da Hydraulikprobleme im Pufferspeicherkreis festgestellt wurden (siehe 6.1).

Am 26.07.2002 wurde im Rahmen des Forschungsprojektes *Concheck /9/* vom Fraunhofer-ISE Freiburg mit Optimierungsmaßnahmen an der Anlage begonnen. Zunächst wurde eine neu entwickelte Entladeregulung integriert, mit der ein besserer Abgleich zwischen dem primär- und sekundärseitigen Volumenstrom am Entladewärmetauscher erreicht wurde.

Am 16.12.2003 wurde mit einem Umbau der Anlage begonnen, bei dem die bestehende Kellerinstallation (Wärmetauscher, Umwälzpumpen, Volumenstromzähler, Ventile) durch Kompaktstationen (Prototypen der PAW Armaturenwerke GmbH) ersetzt wurden. Es wurde eine Kompaktstation für die Beladung und eine Kompaktstation für die Entladung der Pufferspeicher eingebaut (Bild 4.1). Bei dieser Umbaumaßnahme wurde auch der Beladeregler durch einen vom ISE entwickelten Regler ersetzt.



Bild 4.1 Wärmetauschergruppen und Verrohrung vor (links) und nach (rechts) dem Umbau.
Jeweils *links*: Beladewärmetauscher (WT1). Jeweils *rechts*: Entladewärmetauscher (WT2).

4.2 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 4.2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage mit Fühlern, Sensoren und Volumenstrommessstellen der Regelung im aktuellen Zustand.

Das 142,8 m² große Kollektorfeld besteht aus vier parallel durchströmten Feldern mit jeweils drei in Reihe angeschlossenen Kollektoren. Die Kollektoren sind auf der Lattung eines um 38° geneigten und um 5° nach West ausgerichteten Ziegeldaches befestigt.

Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt und mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Belade-Wärmetauscher (WT1) gefördert. Über den Beladekreis fördert die Beladepumpe (P2) die Energie an die vier Solar-Pufferspeicher (je 1.500 Liter Inhalt).

Jeweils zwei Pufferspeicher sind zu einer Hochtemperatur (Speicher 3 + 4) - bzw. Niedertemperaturgruppe (Speicher 1 + 2) zusammengefasst.

Die Entladung der Pufferspeicher, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten externen Wärmetauscher (WT2). Bei Betrieb der Entladepumpe P3 werden die beiden Speichergruppen in Reihe durchströmt.

Bei einer Warmwasserentnahme strömt das Kaltwasser zunächst in einen Speicher (1.500 Liter), wo es über eine Wärmerückgewinnung aus den Heizkesselabgasen vorgewärmt wird. Das vorgewärmte Trinkwasser fließt danach über den Entlade-Wärmetauscher, wo es bei Betrieb von P3 weiter erwärmt wird (System Direkte Erwärmung /5/). Seit Herbst 2004 ist die Heizzentrale an ein Nahwärmenetz der Badenova (Hackschnitzelheizkraftwerk) angeschlossen. Demzufolge entfällt die Wärmerückgewinnung der Heizkesselanlage und das Trinkwasser fließt direkt in den Entladewärmetauscher der Solaranlage.

Das so erwärmte Trinkwasser strömt in drei Nachheizspeicher mit je 1.500 Litern Inhalt, wo es bei Bedarf über den Wärmetauscher des Nahwärmenetzes auf die geforderte Warmwassertemperatur von 65°C aufgeheizt wird.

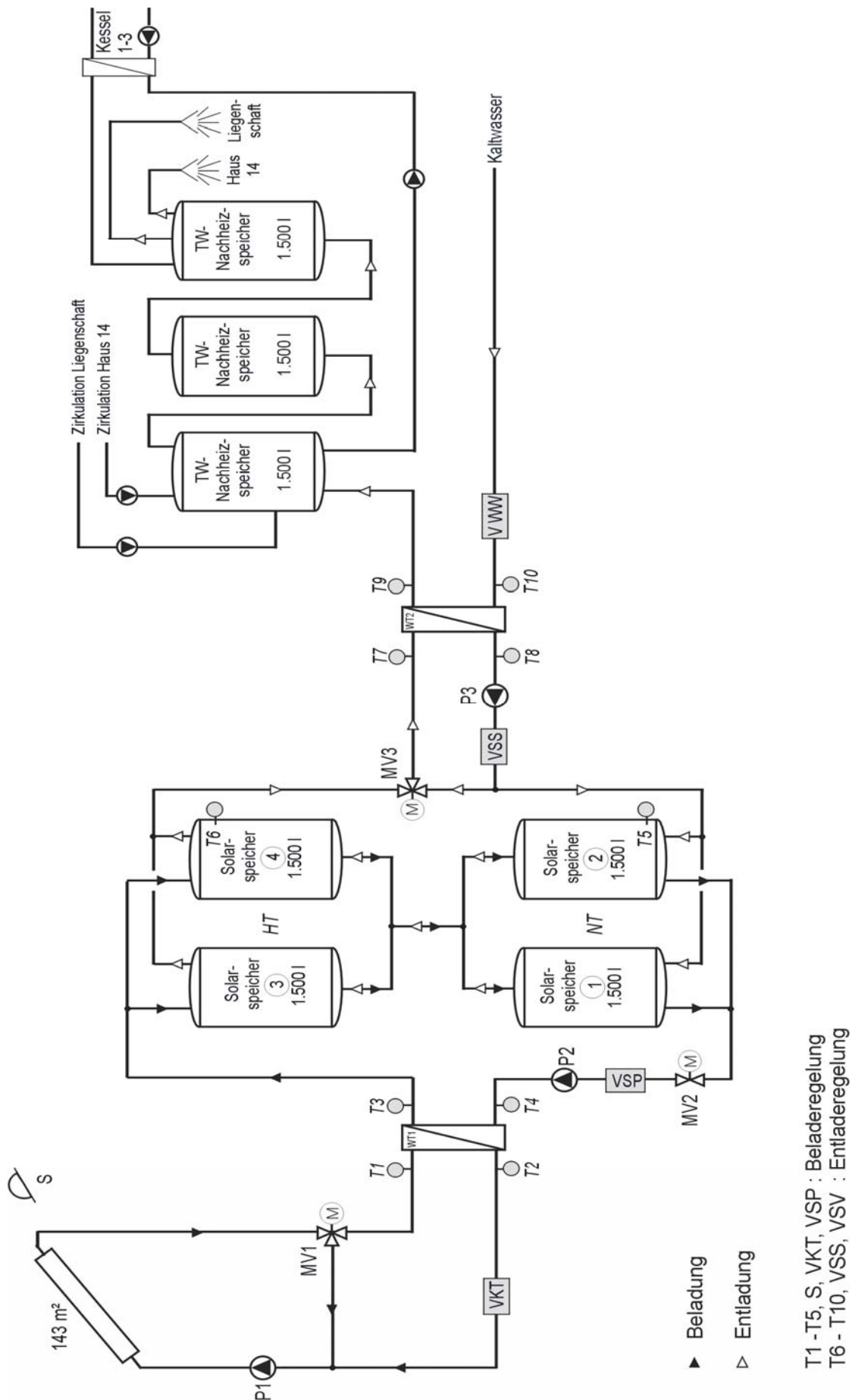


Bild 4.2 Prinzipschaltbild der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban mit Regelfühlern/-sensoren

4.2 Regelung

In jede Baugruppe ist ein Regler auf Basis von *embedded Linux PCs* integriert (Bild 4.3). Die beiden Regler übernehmen basierend auf einem vom Fraunhofer ISE neu entwickelten Regelungsalgorithmus die Steuerung des gesamten Solarsystems.

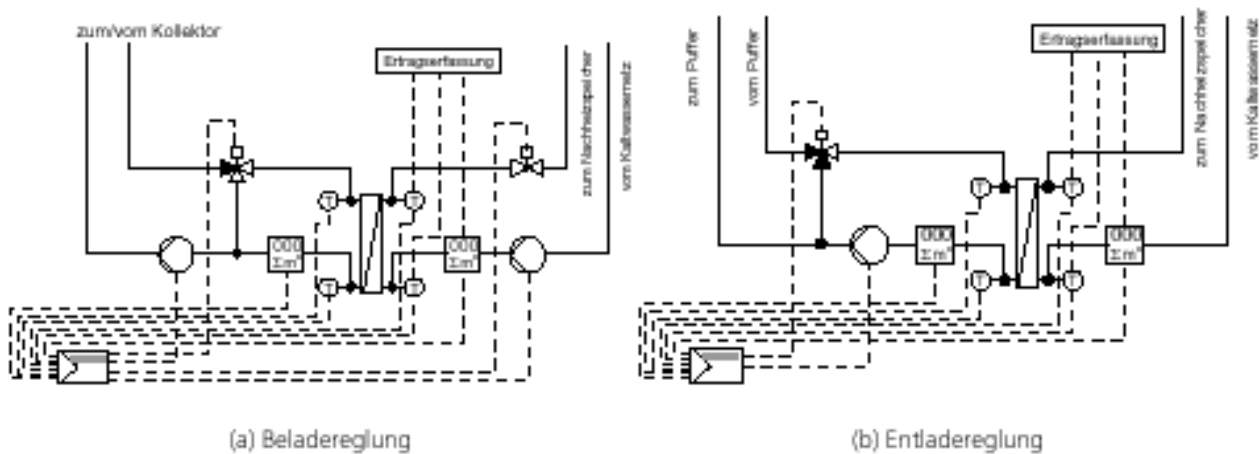


Bild 4.3 Schematische Darstellung der Reglerverdrahtung der Kompaktstationen. /9/

Der neue Regelalgorithmus befand sich zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichts noch in der Optimierungsphase. Sobald die Optimierungen abgeschlossen sind, wird ein neues Intensivmessjahr gestartet, dessen Ergebnisse mit den Resultaten der beiden ersten Intensivmessjahre verglichen werden. Dadurch sollen die Folgen der Optimierungsmaßnahme dokumentiert werden.

Derzeit werden die Regler nach folgender Vorgabe betrieben:

Beladeregung

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, wenn

- über einen Strahlungssensor (S) eine Einstrahlung von mindestens 200 W/m^2 gemessen wird
- oder
- die primärseitige Eintrittstemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (T1) um mindestens 3 K über der sekundärseitigen Eintrittstemperatur (T4) liegt

oder

- die primärseitige Eintrittstemperatur (T1) um 3 K über der unteren Pufferspeichertemperatur (T5) liegt.

Die Kollektorkreispumpe schaltet aus, wenn

- die gemessene Einstrahlung (S) unter 150 W/m^2 sinkt

und

- die Kollektorkreispumpe mindestens für 60 Sekunden in Betrieb war (*Mindestlaufzeit*)

oder

- die primärseitige Eintrittstemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (T1) über 100 °C ansteigt

oder

- die sekundärseitige Austrittstemperatur (T3) über 95 °C ansteigt.

Bei Betrieb der Kollektorkreispumpe P1 wird per stufenloser Drehzahländerung der Förderstrom der Pumpe verändert. Die Änderung erfolgt in Abhängigkeit von der primärseitigen (T1 - T2) Temperaturdifferenz am Kollektorkreiswärmetauscher WT1. Diese soll auf 15 K eingeregelt werden. Ist die Temperaturdifferenz kleiner 15 K, so wird die Drehzahl der Pumpe reduziert, d.h. der Pumpenförderstrom nimmt ab. Fällt die Temperaturdifferenz unter 5 K, so wird die Kollektorkreispumpe mit der Minimaldrehzahl von 30 % betrieben. Ab 15 K wird die Pumpe mit 100 % betrieben.

Als Frostschutz ist in den Kollektorkreis ein Umschaltventil (MV1) eingebaut, das den Strömungsweg über den Kollektorkreiswärmetauscher schließt (d.h. das Kollektorkreisfluid strömt über den Bypass an WT1 vorbei), wenn am Kollektorkreiswärmetauscher die Temperatur des Kollektorkreisfluids (T1) unter 10 °C liegt. Damit soll verhindert werden, dass Kollektorkreisfluid mit einer Temperatur unterhalb des Gefrierpunkts von Wasser über den Wärmetauscher strömt und es dadurch zu einer Eisbildung auf der mit Wasser befüllten Sekundärseite des Kollektorkreiswärmetauschers kommt.

Die Pufferspeicher-Beladepumpe P2 schaltet ein, wenn

- die primärseitige Eintrittstemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (T1) um mindestens 3 K über der sekundärseitigen Eintrittstemperatur (T4) liegt

oder

- die Einstrahlung (S) mehr als 750 W/m^2 beträgt.

Die Pufferspeicher-Beladepumpe schaltet aus, wenn die oben genannten Bedingungen nicht erfüllt sind.

Im Falle einer Sicherheitsabschaltung der Kollektorkreispumpe wegen zu hoher Temperaturen ($T1 > 100 \text{ °C}$ oder $T3 > 95 \text{ °C}$) wird die Beladepumpe mit maximaler Drehzahl betrieben, unabhängig von den oben beschriebenen Ausschaltbedingungen.

Im „Normalbetrieb“ wird die Drehzahl der Beladepumpe stufenlos verändert. Dies geschieht in Abhängigkeit von der sekundärseitigen Temperaturdifferenz ($T_3 - T_4$), die auf 15 K einreguliert werden soll. Die Charakteristik der Drehzahländerung entspricht der Charakteristik für die Drehzahlanpassung der Kollektorkreispumpe, die oben beschrieben wurde.

In den Beladekreis ist ein Motorventil (MV2) eingebaut, das bei Betrieb der Beladepumpe P2 öffnet. Findet keine Speicherbeladung statt, d.h. wenn P2 aus ist, dann ist das Ventil geschlossen. Dadurch soll verhindert werden, dass es zu einem ungewollten Überströmen vom Entlade- in den Beladekreis kommt (siehe 6).

Wenn/Dann-Beschreibung der Beladeregulierung:

P1: ⇒ Wenn: $S > 200 \text{ W/m}^2$
oder $T_1 > T_4 + 3 \text{ K}$
oder $T_1 > T_5 + 3 \text{ K}$
Dann: **P1 ein**

⇒ Wenn: $S < 150 \text{ W/m}^2$
und Betriebszeit P1 > 60 Sekunden
oder $T_1 > 100 \text{ °C}$
oder $T_3 > 95 \text{ °C}$
Dann: **P1 aus**

Drehzahl (n):

⇒ Wenn: $(T_1 - T_2) \geq 15 \text{ K}$
Dann: $n = 100 \text{ %}$

⇒ Wenn: $(T_1 - T_2) < 5 \text{ K}$
Dann: $n = 30 \text{ %}$

⇒ Wenn: $5 \text{ K} \leq (T_1 - T_2) < 15 \text{ K}$
Dann: $n = 30 \dots 100 \text{ %}$ (lineare Drehzahlanpassung in Abhängigkeit von $T_1 - T_2$)

MV1: ⇒ Wenn: $T_1 > 5 \text{ °C}$
Dann: Durchgang zu WT1

P2: ⇒ Wenn: $T1 > T4 + 3 \text{ K}$
oder $S > 750 \text{ W/m}^2$
oder $T1 > 100 \text{ °C}$
oder $T3 > 95 \text{ °C}$

Dann: **P2 ein**

⇒ Wenn: $T1 \leq T4 + 3 \text{ K}$
und $T1 \leq 100 \text{ °C}$
und $T3 \leq 95 \text{ °C}$

Dann: **P2 aus**

Drehzahl (n):

⇒ Wenn: $(T3 - T4) \geq 15 \text{ K}$
oder $T1 > 100 \text{ °C}$
oder $T3 > 95 \text{ °C}$

Dann: $n = 100 \text{ %}$

⇒ Wenn: $(T3 - T4) < 5 \text{ K}$

Dann: $n = 30 \text{ %}$

⇒ Wenn: $5 \text{ K} \leq (T3 - T4) < 15 \text{ K}$

Dann: $n = 30 \dots 100 \text{ %}$ (lineare Drehzahlanpassung in Abhängigkeit von $T3 - T4$)

MV2: ⇒ Wenn: P2 ein

Dann: MV2 öffnen

Entladeregelung

Die Pufferspeicher-Entladepumpe P3 schaltet ein, wenn

- eine Trink-Warmwasserzapfung erfolgt ($VVV > 0$)
und gleichzeitig eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllt wird:
- die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) liegt um mindestens 5 K über der Eintrittstemperatur des Trinkwassers in den Entladewärmetauscher WT2 (T10)

oder

- die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) liegt um mindestens 5 K über der Austrittstemperatur des Pufferspeicherwassers aus dem Entladewärmetauscher (T8).

Die Pufferspeicher-Entladepumpe P3 schaltet aus, wenn

- keine Trink-Warmwasserzapfung erfolgt ($VVV = 0$)

oder

- die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) nicht mindestens 5 K über der Eintrittstemperatur des Trinkwassers in den Entladewärmetauscher WT2 (T10)

oder

- die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) nicht mindestens 5 K über der Austrittstemperatur des Pufferspeicherwassers aus dem Entladewärmetauscher (T8) liegt.

Bei Betrieb der Entladepumpe soll deren Fördermenge durch stufenlose Drehzahlanpassung ständig an den sehr variablen Warmwasser-Zapfvolumenstrom angepasst (PI-Regler: $VSS = VVV$). Zu diesem Zweck werden über Volumenstromzähler permanent die primär- (VSS) und sekundärseitigen (VVV) Volumenströme am Entladewärmetauscher erfasst. Erhöht sich die Warmwasserzapfung, wird die Drehzahl der Entladepumpe so weit erhöht, dass der primärseitige Volumenstrom dem Zapfvolumenstrom entspricht. Entsprechend wird die Drehzahl reduziert, wenn der Zapfvolumenstrom geringer wird.

Zur Begrenzung der Trink-Warmwassertemperatur (T9) auf ca. 60 °C ist in den Entladekreis ein motorbetriebenes Mischventil (MV3) eingebaut. Steigt die primärseitige Eintrittstemperatur in den Entladewärmetauscher (T7) über 65 °C an, dann wird dem Zulauf zum Wärmetauscher über das Mischventil kälteres Rücklaufwasser beigemischt. Durch die Begrenzung der Trink-Warmwassertemperatur soll eine Verkalkung des Entladewärmetauscher vermieden werden.

Wenn/Dann-Beschreibung der Entladeregulung:

P3: ⇒ Wenn: $VW > 0$
 und $T6 \geq T10 + 5 \text{ K}$
 oder $T6 \geq T8 + 5 \text{ K}$

 Dann: **P3 ein**

 ⇒ Wenn: $VW = 0$
 oder $T6 < T10 + 5 \text{ K}$
 oder $T6 < T8 + 5 \text{ K}$

 Dann: **P3 aus**

 Drehzahl (n): $n = f(VW)$ mit $VSS = VW$

$VSS < VW \Rightarrow n$ erhöhen

$VSS > VW \Rightarrow n$ reduzieren

MV3: ⇒ Wenn: $T7 > 65 \text{ °C}$

 Dann: Rücklaufbeimischung

Regelung vor „Concheck-Umbau“ der Anlage

Für die Solarspeicherbe- und -entladung kamen zwei voneinander unabhängige Kompaktregler unterschiedlicher Hersteller zum Einsatz.

In Bild 4.4 ist das Prinzipschema der Anlage vor dem Umbau und die Regelfühler dargestellt, auf die sich die folgende Beschreibung bezieht.

Beladeregulung (Fabrikat: UFE, Typ: C21-K)

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald über einen Strahlungssensor (S) eine Einstrahlung größer 100 W/m^2 gemessen wird und schaltet aus, sobald die Strahlung unter 100 W/m^2 liegt.

Die Beladepumpe P2 schaltet ein, sobald zwischen dem Kollektorkreis-Vorlauffühler (F1) und einem der beiden Speicherfühler (F2, F3) eine Temperaturdifferenz von mehr als 9 K gemessen wird. Fällt diese Temperaturdifferenz unter 5 K oder werden im unteren Drittel der Solarspeicher 95°C erreicht, schaltet P2 ab.

Parallel zur Beladepumpe P2 wird ein Motorventil V3 angesteuert. V3 wird geöffnet, wenn P2 einschaltet und geschlossen ist, wenn P2 ausgeschaltet ist.

Entladeregelung (Fabrikat: novaTec, Typ: UDTI61T1)

Die Regelung wird freigegeben, sobald zwischen dem Pufferspeicher 4 oben (T2) und dem vorgewärmten Trinkwasser (T4) eine Temperaturdifferenz von mindestens 5 K gemessen wird. Sobald über den Impulsausgang des Volumenzählers VSV im Trinkwasserspeicher-Zulauf eine Warmwasserzapfung erkannt wird und die Temperatur des Trinkwassers am Wärmetauscheraustritt (T3) unter 65°C liegt, schaltet die Entladepumpe P3 ein.

Die Leistung der Entladepumpe ist variabel (zwischen 30% und 100%), so dass durch Regulierung des primärseitigen Volumenstroms eine definierte Temperaturdifferenz zwischen dem Solarspeicherrücklauf (T1) und dem vorgewärmten Trinkwasser (T4) von 5 K eingehalten werden soll.

Die Entladepumpe wird mit maximaler Leistung betrieben, so lange diese Temperaturdifferenz (T1 –T4) über 5 K liegt. Fällt die Temperaturdifferenz unter 5 K, dann wird die Leistung entsprechend der jeweiligen Temperaturdifferenz linear reduziert bis zu einer Mindestleistung von 30% (bis 30.09.1999 Mindestleistung = 10 %) bei einer Temperaturdifferenz von 0 K.

Die Entladepumpe P3 schaltet aus, sobald keine Warmwasserzapfung mehr erkannt wird, oder die Differenz zwischen Solarspeicher (T2) und vorgewärmtem Trinkwasser (T4) unter 5 K sinkt, oder wenn die Warmwasserbegrenzungstemperatur (T3) von 65°C überschritten wird.

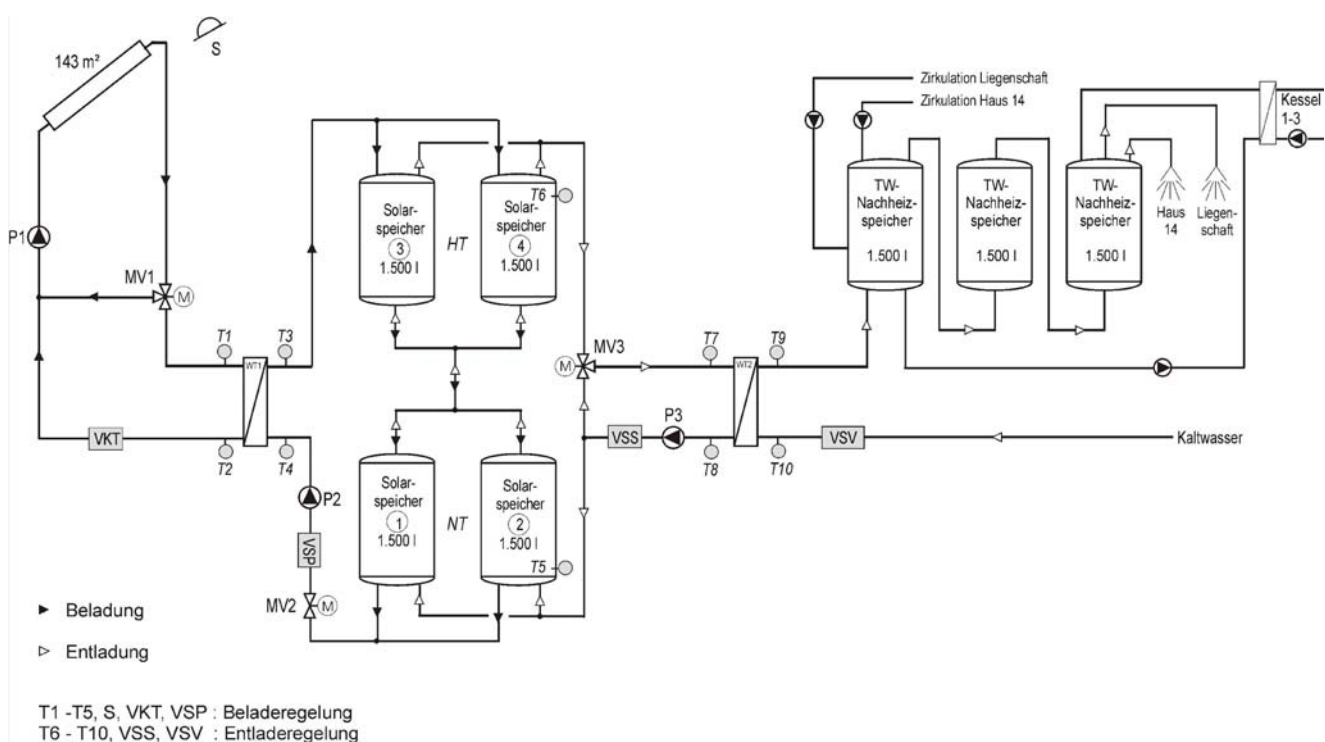


Bild 4.4 Funktionsschema der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban vor „Concheck-Umbau“ mit Regel-
fühlern und -sensoren

5 Messtechnik

5.1 Messtellen im Solarsystem

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden alle 10 Sekunden vom Datenerfassungsgerät (Fabrikat: Schuehle, MAC 19) erfasst und im Normalfall als 5-Minuten-Mittelwerten gespeichert. Andere Speicherintervalle können jederzeit eingestellt werden. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls abgespeichert. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z.B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztendlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

Bild 5.1 und Tabelle 5.1 und 5.2 zeigen eine Übersicht der erfassten Messgrößen. Im Datenlogger werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m³/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sek., die Betriebsstunden alle 2 Sek. erfasst und diese Werte alle 5 Minuten abgespeichert.

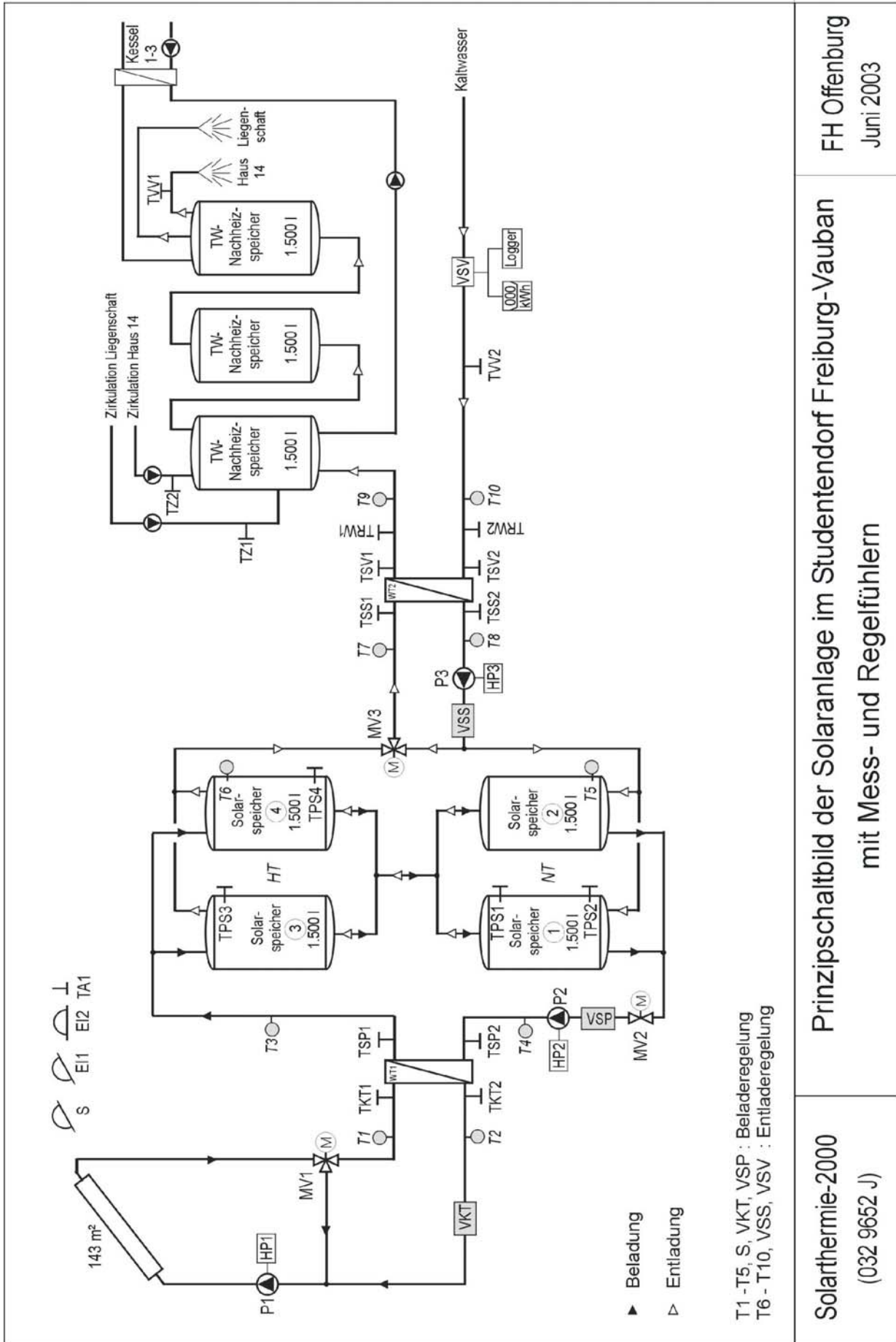


Bild 5.1 Principalschaltbild der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban mit Messstellen

Tabelle 5.1 Vom Datenlogger erfasste Messgrößen

Strahlungsleistung (W/m²)	
EI1	spezifische Strahlungsleistung in Kollektorebene
EI2	spezifische Strahlungsleistung horizontal
Leistung (kW)	
PST	elektrische Leistung Strombedarf Solarsystem (Pumpen, Stellmotoren, Regelung)
Volumenstrom (m³/h)	
VKT	Volumenstrom Kollektorkreis *
VSP	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher *
VSS	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher
VSV	Volumenstrom Warmwasserverbrauch
Betriebsstunden (h)	
HP1	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis
HP2	Betriebsstunden Pumpe Beladung Pufferspeicher **
HP3	Betriebsstunden Entladung Pufferspeicher
Temperatur (°C)	
TKT1	Temperatur Kollektorkreis Warmseite
TKT2	Temperatur Kollektorkreis Kaltseite
TSP1	Temperatur Beladung Pufferspeicher Warmseite
TSP2	Temperatur Beladung Pufferspeicher Kaltseite
TSS1	Temperatur Entladung Pufferspeicher Warmseite
TSS2	Temperatur Entladung Pufferspeicher Kaltseite
TSV1	Temperatur Austritt Solarsystem
TSV2	Temperatur Austritt WRG bzw. Eintritt Solarsystem
TVV1	Temperatur Warmwasser (Austritt Nachheizspeicher 4)
TVV2	Temperatur Kaltwasser (Eintritt Wärmerückgewinnung) ***
TPS1	Temperatur Pufferspeicher 1 oben
TPS2	Temperatur Pufferspeicher 1 unten
TPS3	Temperatur Pufferspeicher 3 oben
TPS4	Temperatur Pufferspeicher 4 unten
TN4O	Temperatur Nachheizspeicher 4 oben
TZ1	Temperatur Rücklauf Zirkulation Liegenschaft
TZ2	Temperatur Rücklauf Zirkulation Haus 14
TA1	Außentemperatur am Kollektorfeld

* Wert konnte von Dez. 2002 bis Apr. 2004 wegen des *Concheck*-Umbaus nicht erfasst werden.

** Wert kann seit Dez. 2002 wegen des *Concheck*-Umbaus nicht mehr erfasst werden.

*** Wärmerückgewinnung seit Herbst 2004, wegen Umstellung auf Nahwärmenetz, außer Betrieb

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet (Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2 Im Datenlogger berechnete Kenngrößen

Leistungen (kW)	
EIK	Strahlungsleistung auf Kollektorfeld
PKT	Wärmeleistung Kollektorkreis *
PSP	Wärmeleistung Beladung Pufferspeicher *
PSS	Wärmeleistung Entladung Pufferspeicher
PSV	Wärmeleistung Solarsystem
PWRG	Wärmeleistung Wärmerückgewinnung **
PVV	Wärmeleistung Warmwasserbereitung gesamt
Strahlungsenergien (kWh/m²)	
EIT1	spezifische Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
EIT2	spezifische Strahlungsenergie horizontal
Energien (kWh)	
EITK	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
QKT	Energie Kollektorkreis *
QSP	Energie Beladung Pufferspeicher *
QSS	Energie Entladung Pufferspeicher
QSV	Energie des Solarsystems
QWRG	Energie Wärmerückgewinnung **
QVV	Energie Warmwasserbereitung
NST	elektrische Energie für Solarsystem
Volumina (m³)	
KT	Volumen Kollektorkreis *
SP	Volumen Beladung Pufferspeicher *
SS	Volumen Entladung Pufferspeicher
SV	Volumen Warmwasserverbrauch

* Wert konnte von Dez. 2002 bis Apr. 2004 wegen des *Concheck*-Umbaus nicht berechnet werden.

** Wärmerückgewinnung seit Herbst 2004, wegen Umstellung auf Nahwärmenetz, außer Betrieb

Zusätzlich zur Erfassung der Messgrößen über einen Datenlogger ist auf der Trinkwasserseite des Entladewärmetauschers (WT2) ein Wärmemengenzähler mit zwei eigenen Temperaturmessstellen (TRW1, TRW2) angeschlossen. Das Impulssignal für die Volumenstrommessung wird vom

Volumenzähler VSV über ein Trennschaltgerät zur Impulsverdoppelung abgegriffen. Dieser Wärmemengenzähler zeigt unabhängig von der Datenerfassung über den Logger den Ertrag der Solaranlage an und dient zur Absicherung und Kontrolle des vom Datenlogger ermittelten Solarertrages.

5.2 Definition der Kennzahlen des Solarsystems

Die wichtigsten Kennzahlen des Solarsystems sind wie folgt definiert:

Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB})

$$g_{KB} = \frac{\text{Energie vom Kollektorkreis}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSP}{EITK} \times 100 \%$$

Systemnutzungsgrad brutto (g_{SB}) und netto (g_{SN})

$$g_{SB} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV}{EITK} \times 100 \%$$

$$g_{SN} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{elektr. Energie}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV - NST}{EITK} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil brutto ($d_{SB,WW}$) und netto ($d_{SN,WW}$) am Gesamtenergiebedarf für den Warmwasserverbrauch (ohne Energie für Zirkulation und Verluste der Nachheizspeicher)

$$d_{SB,WW} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Energie für Warmwasserverbrauch}} = \frac{QSV}{QVV} \times 100 \%$$

Arbeitszahl des Solarsystems (A)

$$A = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Elektrische Energie des Solarsystems}} = \frac{QSV}{NST} \times 100 \%$$

6 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung (Mittelwerte aus 5 bzw. 30-min-Intervallen) ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Aufgrund der bei dieser Analyse festgestellten Fehlfunktionen wurden nach der Inbetriebnahme folgende grundlegende Änderungen an der Solaranlage vorgenommen:

- Umprogrammierung des Beladereglers (August 1999)
- Austausch des Entladereglers (Mai 1999)
- Austausch der defekten Entladepumpe (September 1999)
- Änderung der Pufferspeicherverschaltung (Oktober 1999)
- Einbau einer Rückschlagklappe in den Kollektorkreis (Juli 2000)

Ohne diese detaillierte Messwertanalyse hätten die im folgenden geschilderten Funktionsstörungen kaum festgestellt werden können.

(Zum besseren Verständnis erfolgt die Darstellung der Messergebnisse wenn möglich anhand der Bezeichnungen für die Messsensoren, dargestellt in Tabelle 5.1)

6.1.1 Betriebsverhalten vor Concheck-Umbau (Einbau von Kompaktstationen)

- Fehlfunktion der Kollektorkreispumpe

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet erst bei einer Einstrahlung von ca. 400 W/m^2 ein, obwohl lt. Reglerhersteller ein Einschaltwert von 280 W/m^2 im Regler programmiert ist (120 W Abweichung). Ein Vergleich der vom Pyranometer gemessenen Strahlungsleistung mit den Messungen des Strahlungssensors der Regelung zeigte, dass mit dem Strahlungssensor generell eine zu geringe Strahlungsleistung gemessen wurde. Dadurch schaltete die Kollektorkreispumpe zu spät ein. Bild 7 zeigt, dass P1 bei 420 W/m^2 einschaltet und danach am Beladewärmetauscher WT1 eine relativ hohe Temperatur von 39 °C (TKT1) gemessen wird. In der NT-Speichergruppe ist die Temperatur unten (TPS2) bei 17 °C ($\text{TKT1} - \text{TPS2} = 22 \text{ K}$), weshalb die Beladepumpe P2 einschaltet und die Solarspeicher beladen werden. Für die Beladung der Solarspeicher hätte bereits eine geringere Temperatur an TKT1 ausgereicht, d.h. die Kollektorkreispumpe hätte bei einer geringeren Einstrahlung in Betrieb gehen können.

An Tagen, an denen die Einstrahlung nicht über 400 W/m^2 ansteigt, kann die Kollektorkreispumpe nicht in Betrieb gehen, obwohl die Energie in den meisten Fällen ausreichen würde, um die Solarspeicher zu beladen.

Da der Einschaltwert am Regler nicht veränderbar war (fest einprogrammiert), musste der Regler im August 1999 beim Hersteller neu programmiert werden mit einem Einschaltwert von 100 W/m².

- Fehlerhaftes Umschalten des Pufferspeicher-Beladeventiles V1 und zu frühes Ausschalten der Beladepumpe P2

In Bild 6.1 ist die ursprüngliche, bis zum 12.10.1999 vorhandene Verschaltung der Pufferspeicher dargestellt. Ursprünglich wurden die Pufferspeicher nach folgender Regelstrategie beladen:

Ist $(TKT1 - TPS4)$ oder $(TKT1 - TPS2) > 9$ K, dann geht die Beladepumpe P2 in Betrieb. In Abhängigkeit von den Temperaturdifferenzen $(TKT1 - TPS4)$ bzw. $(TKT1 - TPS2)$ werden über das Umschaltventil V1 entweder die HT-Speicher (Speicher 3+4) oder die NT-Speicher (Speicher 1+2) beladen. Vorrang hat die Beladung der HT-Speicher. Wird an TPS4 eine eingestellte Maximaltemperatur von 95 °C erreicht oder ist $(TKT1 - TPS4) < 5$ K, dann soll V1 auf Beladen der NT-Speicher umschalten.

Die Beladung der NT-Speicher erfolgt solange, bis entweder $TPS2 > 95$ °C oder $(TKT1 - TPS2) < 5$ K. Das Beladeventil V1 kann wieder auf Beladung der HT-Speicher umschalten, wenn eine reglerinterne Berechnung ergibt, dass die Differenz zwischen TKT1 und TPS4 ausreichend hoch wird. Ist dies der Fall, so schaltet P2 für maximal 5 Minuten aus, d.h. es findet in dieser Zeit keine Wärmeentnahme aus dem Kollektorkreis statt. Schaltet P2 wieder ein, dann werden die HT-Speicher beladen. Die Entladepumpe P2 und gleichzeitig die Kollektorpumpe P1 sollen ausschalten, sobald $TPS2 < 95$ °C oder $(TKT1 - TPS2) < 5$ K.

Die Umschaltung des Beladeventils funktionierte nicht zufriedenstellend. Es wurde trotz ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Kollektorvorlauf (TKT1) und HT-Speicher unten (TPS4) auf Beladung der NT-Speicher umgeschaltet. In Bild 6.2: V1 schaltet um 15.25 h auf Beladung NT-Speicher, obwohl $(TKT1 - TPS4) \approx 15$ K.

Die Beladepumpe P2 schaltete zu früh aus, d.h. trotz ausreichender Energie im Kollektorkreis fand keine Beladung der Pufferspeicher statt. In Bild 6.2: P2 schaltet das erste mal um 16.45 h aus, obwohl $(TKT1 - TPS2) \approx 33$ K. Dies ist lt. Regelbeschreibung möglich, wenn nach der NT-Speicherbeladung eine Beladung der HT-Speicher erfolgen kann, allerdings soll P2 nach maximal 5 Minuten wieder in Betrieb gehen. Hier ist P2 für 10 – 15 Minuten außer Betrieb, bevor für ca. 2 Minuten die HT-Speicher beladen werden. Danach wird wieder auf die Beladung der NT-Speicher umgeschaltet, bis um ca. 17.40 h P1 und P2 ausschalten, obwohl zwischen TKT1 und TPS2 noch eine Temperaturdifferenz von ca. 16 K vorhanden ist. Durch das zu frühe Ausschalten der Belade-

pumpe wird Energie „verschenkt“, die aus dem Kollektorkreis in die Pufferspeicher übertragen werden könnte.

Das Problem der fehlerhaften Ventilumschaltung besteht nicht mehr, da das Umschaltventil V1 außer Funktion gesetzt wurde und die beiden Pufferspeichergruppen jetzt in Reihe beladen werden.

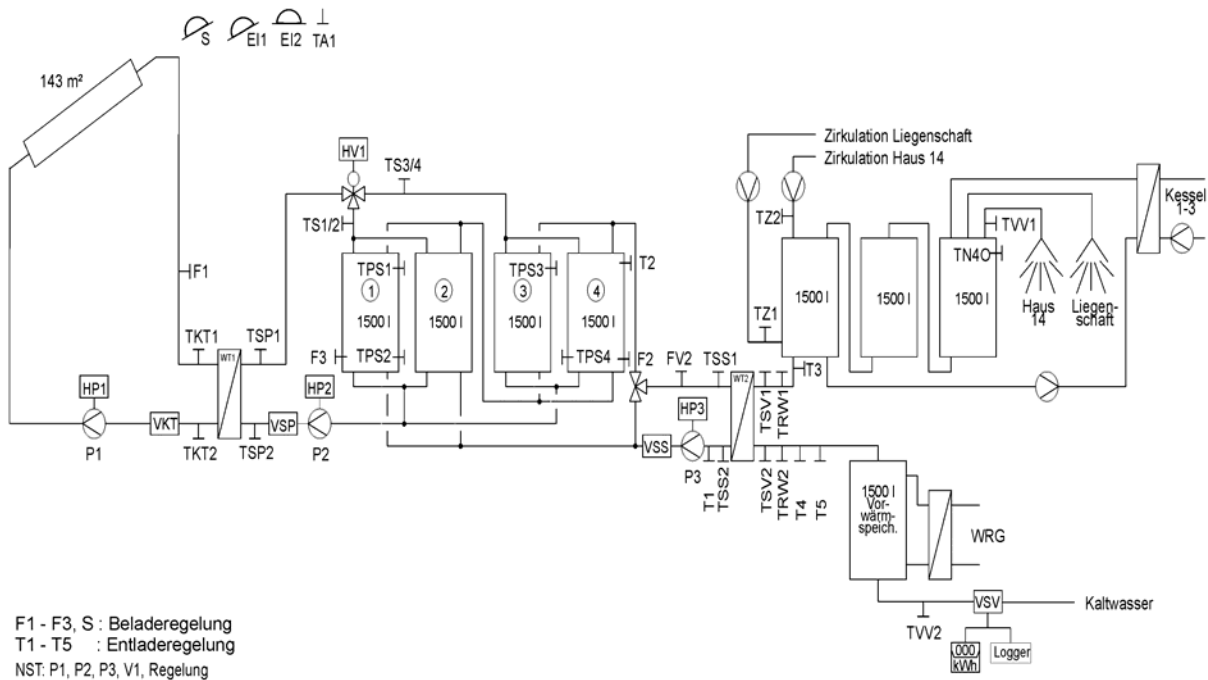


Bild 6.1 Prinzipschaltbild der Solaranlage Studentendorf Vauban im ursprünglichen Zustand vor Änderung der Pufferspeicherverschaltung (mit Mess- und Regelfühlern)

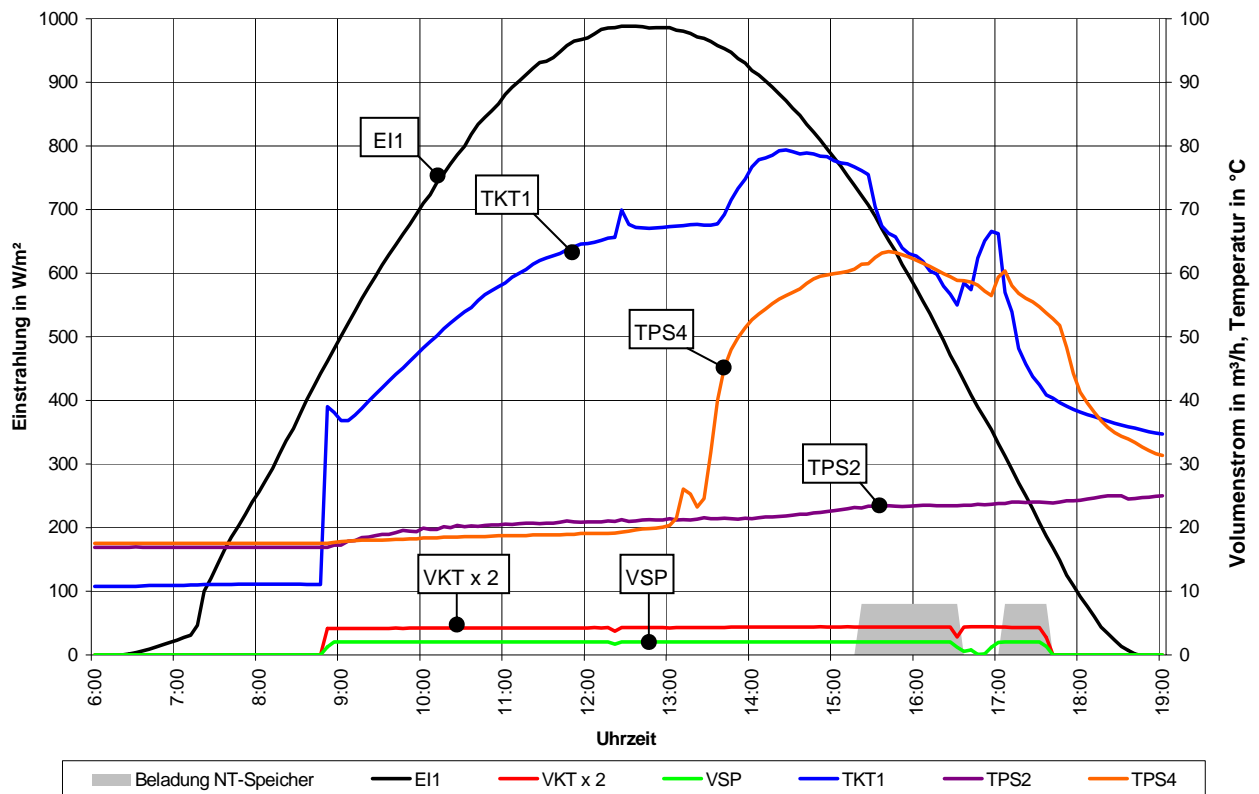


Bild 6.2 Beladevorgang der Pufferspeicher am 24.03.1999 (vor Umprogrammierung des Beladereglers)

- Fehlerhafte Zapferkennung der Entladeregulung

Die Entladeregulung wird freigegeben, sobald eine Warmwasserzapfung erkannt wird. Die Zapferkennung sollte ursprünglich über zwei Fühler (T4 und T5) im Trinkwasserzulauf zum Wärmetauscher erfolgen. Der Fühler T4 ist als „schneller Fühler“ ausgeführt, T5 als langsam reagierender Fühler. Wird nun gezapft, so soll T4 schneller abkühlen und damit zwischen den beiden Fühlern eine Temperaturdifferenz auftreten, die von der Regelung erkannt wird.

Diese Art der Zapferkennung funktionierte bei dieser Anlage nur sehr unzuverlässig, da das Kaltwasser vor der Temperaturmessung durch die beiden Fühler über eine Wärmerückgewinnung vorgewärmt wird.

So kam es vor, dass die Temperatur des vorgewärmten Trinkwassers über der Umgebungstemperatur im Technikraum lag und dadurch bei einer Zapfung T4 nicht abkühlte sondern erwärmt wurde. Folge davon war, dass die Zapfung nicht erkannt wurde und trotz ausreichender Pufferspeichertemperatur keine Entladung der Pufferspeicher stattfinden konnte. Beispielhaft ist dies in Bild 6.3 dargestellt: Trotz Warmwasserzapfung (VSV > 0) und $(TPS3 - TSV2) > 5 \text{ K}$ findet zwischen

1.00 und 7.15 h keine Entladung statt ($VSS = 0$). Die Temperatur des vorgewärmten Trinkwassers beträgt während dieser Zeit 23 bis 33 °C, die Raumtemperatur (T_{Raum}) ca. 23 °C. Mit zunehmender Zapfmenge sinkt die Temperatur des vorgewärmten Wassers unter die Raumtemperatur und um 7.15 h ($TSV2 = 22$ °C) geht die Entladepumpe P3 in Betrieb ($VSS > 0$).

Im Mai 1999 wurde ein neuer Entladeregler des gleichen Herstellers eingebaut, bei dem die Zapferkennung über die Erfassung der Impulse des Volumenzählers im Kaltwasserzulauf (VSV) erfolgte.

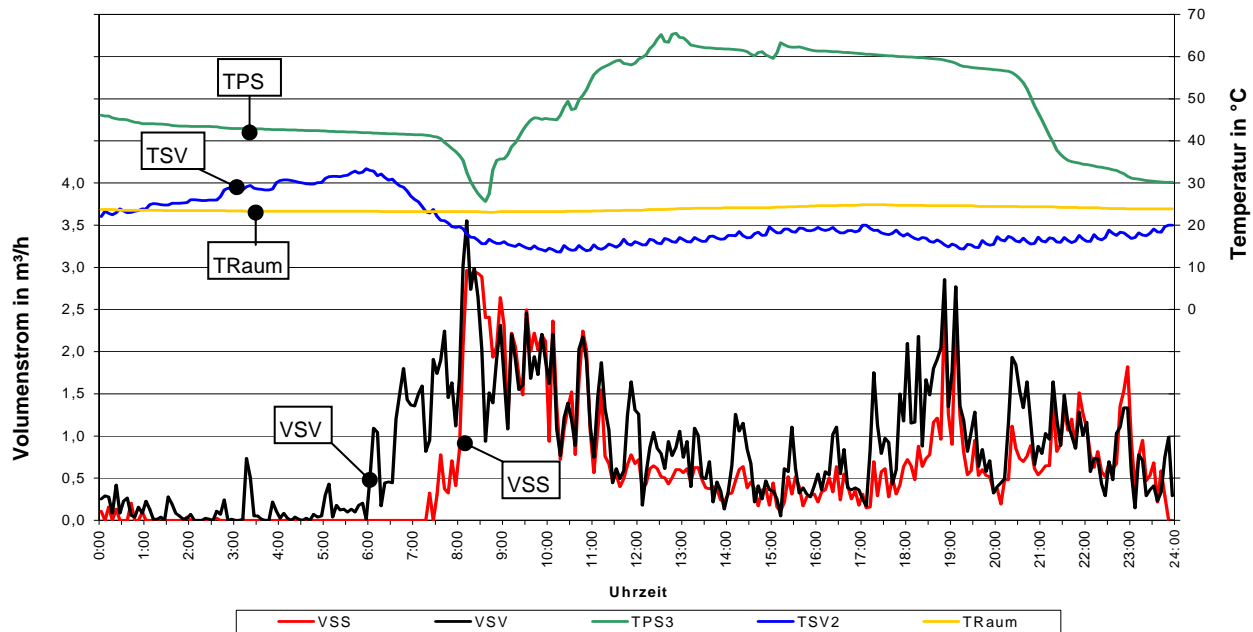


Bild 6.3 Entladung der Pufferspeicher am 06.04.1999

- Zu hohe Rücklauftemperatur vom Entladewärmetauscher in die Pufferspeicher

Um zu verhindern, dass im unteren Teil der Pufferspeicher die kalte Schicht „zerstört“ wird, soll bei Betrieb der Entladepumpe P3 vom Entladewärmetauscher WT2 möglichst tief abgekühltes Wasser (TSS2) zu den Speichern zurückfließen. Durch Anpassung des primärseitigen Volumenstroms (VSS) soll die Differenz zwischen TSS2 und dem durch die Wärmerückgewinnung vorgewärmten Trinkwasser (TSV2) nicht mehr als 5 K betragen (siehe 4.2).

Bild 6.4 zeigt, dass diese Temperaturbegrenzung durch Leistungsanpassung der Pumpe P3 nicht funktioniert und es zu Temperaturdifferenzen (TSS2 – TSV2) von bis zu 40 K bzw. Rücklauftemperaturen (TSS2) von bis zu 61 °C kommt.

Auffallend ist auch, dass trotz $(TSS2 - TSV2) > 5 \text{ K}$ die Pumpe P3 nicht mit maximaler Leistung betrieben wird (obwohl laut Regelbeschreibung des Herstellers gefordert), sondern der von P3 geförderte Volumenstrom (VSS) in etwa dem Verlauf des Zapfprofils (VSV) entspricht.

Trotz intensivster Recherche beim Hersteller der Regelung konnte nicht in Erfahrung gebracht werden, wie die Anpassung der Pumpenleistung im Regler detailliert umgesetzt wird. Vermutlich geschieht dies über eine Impulssteuerung, d.h. die Pumpe wird über den Entladeregler ständig ein- und ausgeschaltet, je nach Leistungsbedarf mit unterschiedlicher Frequenz.

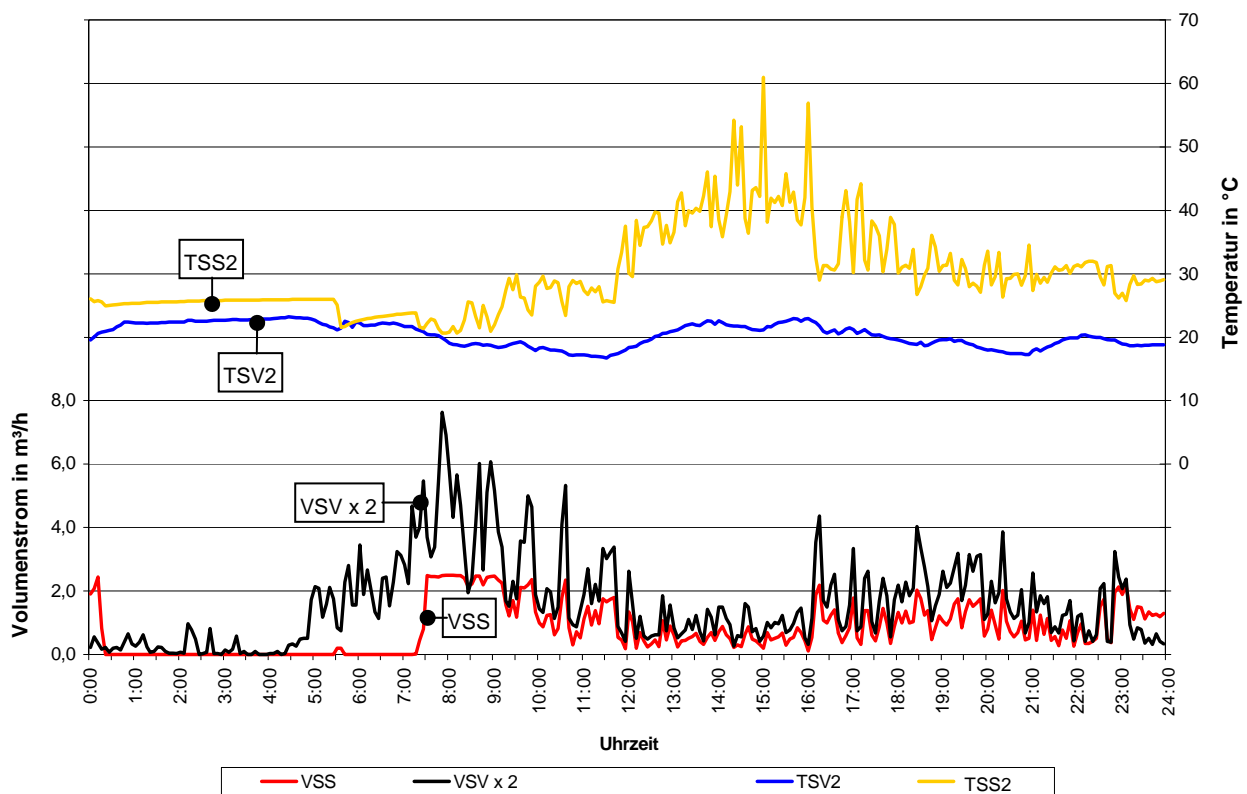


Bild 6.4 Entladung der Pufferspeicher am 02.09.1999

- Kein Überströmen von NT-Speicher oben zu HT-Speicher unten

Die Pufferspeicher sollten ursprünglich folgendermaßen be- und entladen werden (siehe Bild 6):

Beladung: Bei Beladung der HT-Speicher strömt das erwärmte Heizwasser vom Beladewärmetauscher WT1 oben in die beiden parallel angeschlossenen HT-Speicher und die Entnahme des Rücklaufs zu WT1 erfolgt aus den HT-Speichern unten. Bei Beladung der NT-Speicher strömt das erwärmte Heizwasser vom Beladewärmetauscher WT1 oben in die beiden parallel angeschlossenen NT-Speicher und die Entnahme des Rücklaufs zu WT1 erfolgt aus den NT-Speichern unten.

Entladung: Die HT- und NT-Speichergruppen werden seriell durchströmt. Die Entnahme des warmen Heizwassers für die Erwärmung des Trinkwassers über den Entladewärmetauscher WT2 erfolgt immer aus der obersten Schicht der HT-Speicher, die Einschichtung des Rücklaufes von WT2 erfolgt in die NT-Speicher unten. Dabei sollen die NT-Speicher durchströmt werden und über eine Verbindungsleitung aus der oberen NT-Speicherschicht Wasser in die untere HT-Speicherschicht strömen.

Aufgrund dieser Speicherdurchströmungen müsste sich eine Temperaturschichtung zwischen den beiden Speichergruppen aufbauen, bei der in den NT-Speicher unten (TPS2) die tiefsten Temperaturen und in den HT-Speicher oben (TPS3) die höchsten Temperaturen vorliegen. Außerdem müsste die Temperatur in den NT-Speichern oben (TPS1) geringer sein als die in den HT-Speichern unten (TPS4).

Bild 6.5 zeigt, dass sich diese Temperaturschichtungen nicht ergeben. TPS1 ändert sich über den ganzen Tag nur unwesentlich, obwohl die Speicher be- und entladen werden. TPS1 liegt mit konstant ca. 50 °C zeitweise sogar über den Temperaturen in den HT-Speichern. Der kleine Temperaturanstieg von TPS1 gegen 17.00 h ist darauf zurückzuführen, dass das Beladeventil V1 für einige Minuten auf Beladung der NT-Speicher umgeschaltet hat.

Aufgrund dieser Feststellungen wurde vor Ort ein Probetrieb der Anlage durchgeführt, bei der die Strömungs- und Temperaturverhältnisse bei bestimmten Betriebszuständen beobachtet wurden. Bei ausgeschalteter Beladepumpe P2 und eingeschalteter Entladepumpe P3 zeigte sich deutlich, dass ein Überströmen vom Entlade- in den Beladekreis stattfand und somit die NT-Speicher nicht durchströmt wurden. Die Anschlüsse an den NT-Speichern für den Entladerücklauf und die Entnahme zum Beladewärmetauscher sind gegenüberliegend in der gleichen Höhe angebracht. Dadurch strömt das Wasser aus der Entladekreisrohrleitung durch die untere NT-Speicherschicht direkt in die Beladerohrleitung (Kurzschluss) und von dort über den Beladekreis in die obere Schicht der HT-Speicher.

Um eine Durchströmung der NT-Speicher zu erreichen, wurde im Oktober 1999 das Beladeventil V1 außer Betrieb genommen und die unteren Anschlussleitung der HT-Speichern an den Beladekreis abgesperrt. Zusätzlich wurde vor der Beladepumpe P2 ein motorbetriebenes Ventil eingebaut, das bei ausgeschalteter Beladepumpe den Beladekreis absperrt. Durch diese Maßnahmen sollte folgendes erreicht werden:

Beladung: Nur noch die HT-Speicher sind an den Vorlauf des Beladekreises angeschlossen und der Beladekreis-Rücklauf strömt immer aus den NT-Speichern. (Reihenschaltung der Speichergruppen)

Entladung: Bei ausgeschalteter Beladepumpe und gleichzeitigem Betrieb der Entladepumpe P3 kann kein Überströmen vom Entlade- in den Beladekreis mehr stattfinden und die NT- und HT-Speicher werden über die Verbindungsleitung nacheinander durchströmt (Reihenschaltung der Speichergruppen). Dadurch kann eine Temperaturschichtung $TPS4 > TPS1$ aufgebaut werden.

Bild 6.6 zeigt die Temperaturverläufe in den Pufferspeichern nach Änderung der Speicherschaltung. Zwischen 8.30 h und 10.00 h wird nur entladen. Durch das vom Entladewärmetauscher einströmende abgekühlte Heizwasser (TSS2) wird die untere Schicht der NT-Speicher (TPS2) abgekühlt. Um 10.45 h starten die Belade- ($VSP > 0$) und Entladepumpe ($VSS > 0$) und alle Schichttemperaturen steigen an. Im weiteren Verlauf steigen wegen der erhöhten Rücklauftemperatur vom Entladewärmetauscher die Temperaturen im NT-Speicher über die Temperatur der unteren HT-Speicherschicht ($TPS1$ und $TPS2 > TPS4$). Bei gleichzeitigem Be- und Entladebetrieb werden die Speicher vom Entladekreis nicht durchströmt, sondern das Fördervolumen von P3 fließt über den Beladekreis. Dies liegt daran, dass der Beladekreis offen ist ($V3$ auf) und dadurch der oben beschriebene Kurzschluss auftritt. Um 15.00 h schaltet die Beladepumpe aus und es wird nur noch entladen. Durch Schließen von $V3$ tritt kein Kurzschluss mehr auf, die NT- und HT-Speicher werden seriell durchströmt und $TPS4$ gleicht sich $TPS1$ an.

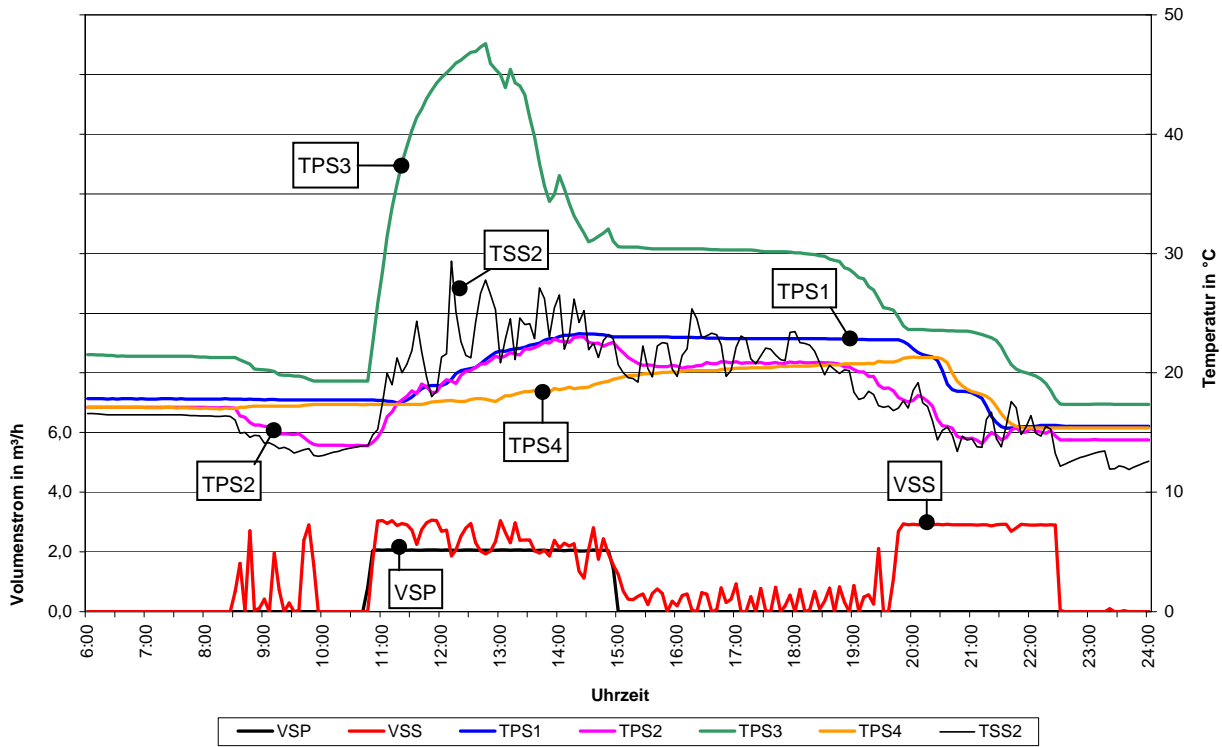


Bild 6.5 Pufferspeichertemperatur bei Be- und Entladung am 08.08.1999 (vor Änderung der Speicherverschaltung)

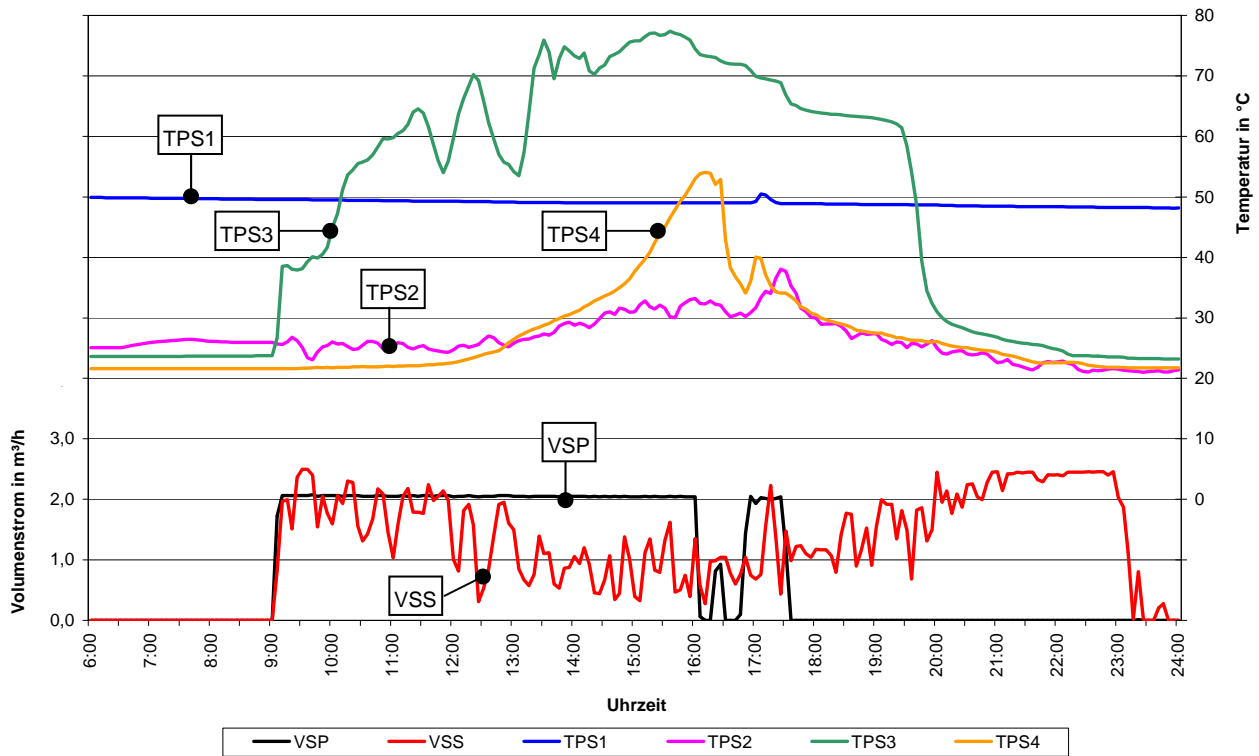


Bild 6.6 Pufferspeichertemperatur bei Be- und Entladung am 16.12.1999 (nach Änderung der Speicherverschaltung)

- Thermosyphonische Strömung im Kollektorkreis

In den Kollektorkreis war keine Rückschlagklappe eingebaut. Dadurch kommt es bei tiefen Aus-
 sentemperaturen (TA_1) und gleichzeitig höheren Temperaturen im Technikraum wegen der Dich-
 teunterschiede zwischen der Wärmeträgerflüssigkeit im Kollektor und der Flüssigkeit im Bereich
 des Technikraumes zu thermosyphonischen Strömungen. Die zirkulierende Flüssigkeit kühlt sich
 am Kollektor ab und kommt mit geringen Temperaturen (TKT_2) zum Entladewärmetauscher zu-
 rück. Dort nimmt sie über den Beladewärmetauscher WT_1 Wärme aus dem Pufferspeicherkreis
 (TSP_1 , TSP_2) auf, die wiederum zum Kollektor transportiert wird. Die Abgabe von Wärme aus dem
 Pufferspeicherkreis ist vernachlässigbar gering, was daran zu sehen ist, dass im Pufferspeicher-
 kreis kein Volumenstrom gemessen wird ($VSP = 0$), d.h. es findet dort keine Zirkulation und damit
 verbunden eine Verschleppung der Wärme aus den Pufferspeichern in den Kollektorkreis statt.

Kritischer ist, dass durch die thermosyphonische Strömung im Kollektorkreis an dem Beladewär-
 metauscher Temperaturen von unter 0 °C auftreten, wodurch die Gefahr der Eisbildung im Wär-
 metauscher besteht.

Bild 6.7 zeigt die Abkühlung von TKT_1 und TKT_2 während einer kalten Nacht ($TA_1 < 0\text{ °C}$). Obwohl
 die Kollektorkreispumpe P_1 nicht in Betrieb war ($HP_1 = 0$), kühlen TKT_1 und TKT_2 auf 6 bzw. 3 °C
 ab. Zwischen 1.30 h und 2.00 h stoppt die Abkühlung, da der Dichteunterschied zwischen Flüssig-
 keit im Technikraum und Flüssigkeit im Kollektor nicht mehr ausreicht, um die thermosyphonische
 Strömung aufrecht zu erhalten.

Die fehlende Rückschlagklappe wurde nachträglich im Juli 2000 eingebaut.

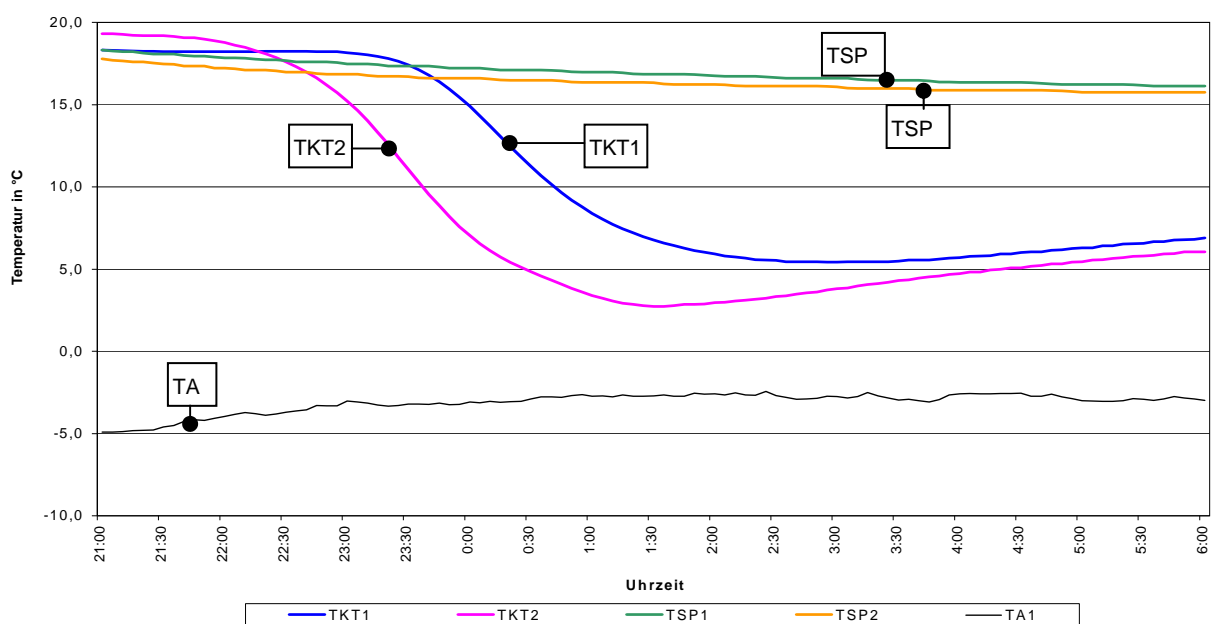


Bild 6.7 Abkühlung im Kollektor- und Pufferspeicherkreis durch thermosyphonische Strömung im
 Kollektorkreis am 21./22.11.1999

- Defekt der Entladepumpe P3

Im September 1999 fand für einige Tage keine Entladung der Pufferspeicher statt, da die Entladepumpe P3 (Wilo, Top-S 30/7) defekt war. Daraufhin wurde eine neue baugleiche Umwälzpumpe eingebaut. Der Grund für den Defekt konnte nicht festgestellt werden, da die defekte Pumpe für eine genauere Untersuchung nicht mehr verfügbar war. Eine mögliche Ursache ist, dass die Umwälzpumpe durch die pulsierende Ansteuerung (Leistungsregelung) beschädigt wurde, d.h. die eingesetzte Pumpe für das ständige Ein-/Ausschalten (bis zu 6 x pro Sekunde) nicht geeignet ist.

Mit der neu eingebauten Entladepumpe gab es bisher keine Probleme mehr, jedoch sollte die Funktionsweise der Pumpe weiterhin genau überwacht werden. Falls es wieder zu einem Defekt kommt, sollte die Pumpe genauer untersucht werden um die Ursache für den Defekt herauszufinden.

Generell ist zu sagen, dass die zur Leistungsregelung eingesetzte pulsierende Ansteuerung eher negativ bewertet werden muss, da es u.a. ständig zu Druckstößen im Leitungssystem kommt (Δp bis zu 2 bar) und damit eine starke mechanische Beanspruchung des Rohrleitungssystems und der Einbauten auftritt.

- Beschlagen der Kollektoren

Im Juni 2000 wurde beobachtet, dass die Kollektorscheiben von innen beschlagen waren. Grund dafür war, dass die EPDM-Gummidichtungen, die U-förmig um die Ränder der Kollektorscheiben gelegt sind, nicht vollständig abdichteten. Lt. Kollektorhersteller (Fa. Aquasol) lag dies an fehlenden Dichtlippen an den Gummidichtungen, wodurch Wasser in das Kollektorgehäuse eindringen konnte. Daraufhin wurden im August 2000 vom Hersteller an alle Kollektoren die alten Gummidichtungen gegen neue mit Dichtlippen ausgetauscht.

- Defekt des Motorventils Umwälzpumpe im Pufferspeicher-Beladekreis

Im Mai/Juni 2002 kam es zu einem Defekt des Motorventils im Pufferspeicherbeladekreis. Für ca. 6 Wochen blieb das Ventil geschlossen, obwohl die Beladepumpe P2 in Betrieb war. Dadurch konnte keine Energie vom Kollektorkreis an den Pufferspeicher übertragen werden. Die Solaranlage lieferte somit während dieser Zeit keine Nutzenergie an das Trinkwasser. Der Grund für den Defekt des Ventils konnte nicht festgestellt werden.

- Einbau einer neuen Pufferspeicher-Entladepumpe (P3) und eines neuen Entladereglers

Am 26.06.2002 wurde mit dem Umbau des Pufferspeicher-Beladekreises begonnen. Dabei wurde eine neue Umwälzpumpe mit 0-10 V-Ansteuerung (Wilo Stratos) eingebaut, deren Volumen-

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

strom variabel an den Zapfvolumenstrom angepasst werden konnte. Zusätzlich wurde auch der bisherige Entladeregler der Fa. Novatec gegen einen neu entwickelten Regler der Fraunhofer ISE Freiburg ausgetauscht. Nach Beginn der Umbauarbeiten lief die Anlage ca. 4 Wochen im Testbetrieb, so dass fast während des gesamten Juli kein Solarertrag anfiel.

6.1.2 Betriebsverhalten nach Concheck-Umbau

Durch die im Juni 2002 vom Fraunhofer ISE Freiburg begonnenen Umbauarbeiten und dem damit verbundenen Test- und Optimierungsbetrieb der neuen Regelung kam es zu gelegentlichen Stillständen, Ausfällen und ineffizienter Betriebsweise der Anlage. Dadurch ergaben sich im Vergleich zu den ersten Messjahren zeitweise geringere Erträge aus der Solaranlage, insbesondere im Juli 2002. Zu einer Minimierung der Ertragsausfälle hätte sicherlich beigetragen, wenn sämtliche Umbauarbeiten in den verhältnismäßig ertragsarmen Monaten November bis Februar stattgefunden hätte

Im Folgenden werden die neu eingebauten Wärmeübertrager der beiden Kompaktstationen näher analysiert und das Betriebsverhalten der neuartige Entladeregulierung detaillierter betrachtet. Zudem kam es noch zu einem Störfall, der ebenfalls näher erläutert wird.

- Beladewärmetauscher

Tabelle 6.1: Messwerte Beladewärmetauscher, Mittelwerte für den Zeitraum 10.00 - 17.00 Uhr.

Datum	Einstr.	Übertra- gerleist.	Eta Koll.	Temp. diff.	Sp. Leist. WT1	kA- Wert	Tpri,in	Tpri, out	Tsek , out	Tsek,in
	kW	kW	%	K	W/m ² K	kW/K	°C	°C	°C	°C
vor Umbau										
August 1999 (unbeständiges Wetter)										
10.08.1999	71	42	59,2	3,6	84,7	11,7	51,4	35,0	49,0	30,2
11.08.1999	79	43	54,1	3,4	89,4	12,7	55,5	38,7	52,9	34,5
13.08.1999	107	62	58,1	4,4	98,0	14,0	66,2	41,8	62,6	36,3
14.08.1999	62	38	60,8	3,1	84,2	12,1	44,5	29,7	42,1	25,9
15.08.1999	80	49	61,2	3,7	91,9	13,2	50,7	31,5	47,7	27,1
Durchschnitt:	80	47	58,7	3,7	89,6	12,8	53,7	35,3	50,9	30,8
August 2000 (keine Bewölkung)										
10.08.2000	114	70	63,3	5,7	86,1	12,3	67,7	38,6	62,3	32,6
11.08.2000	118	74	64,1	5,8	89,9	12,8	69,7	39,1	64,1	33,2
12.08.2000	114	72	64,0	5,8	87,5	12,5	69,5	40,0	64,1	33,9
13.08.2000	114	71	63,7	5,6	89,9	12,8	69,2	39,7	63,8	34,0
Durchschnitt:	115	72	63,8	5,7	88,4	12,6	69,0	39,4	63,6	33,4
nach Umbau										
August 2003 (keine Bewölkung)										
10.08.2003	115	63	54,7	5,6	78,9	11,3	68,0	39,7	60,9	35,6
11.08.2003	119	61	51,4	6,5	69,1	9,4	72,7	42,3	63,4	38,6
12.08.2003	114	60	52,5	5,8	71,4	10,3	66,8	38,2	59,2	34,1
13.08.2003	108	62	57,3	5,6	75,9	10,8	57,3	63,6	36,0	56,5
Durchschnitt:	114	62	54,0	5,9	73,8	10,5	66,2	46,0	54,9	41,2

In Tabelle 6.1 werden Messwerte am Beladewärmetauscher zweier Zeiträume vor dem Umbau und eines Zeitraums danach aufgeführt. Hierbei haben die Zeiträume August 2000 und August 2003 sehr ähnliche Einstrahlungswerte und sind dadurch sehr gut miteinander vergleichbar. Die übertragene Solarleistung liegt im August 2000 zwischen 70 und 74 kW. Im Zeitraum August 2003 liegt sie zwischen 60 und 63 kW. Der Wirkungsgrad in 2003 mit 51 bis 57 % ist ebenfalls niedriger als 2000 mit 63 bis 64 %. Ebenfalls niedriger als 2000 fallen in 2003 die Werte für die spezifische Leistung und den kA-Wert aus. Demzufolge ist die Leistung des Beladewärmetauschers nach erfolgtem Umbau um ca. 15 bis 20 % niedriger als vorher. Den Bildern 6.8 und 6.9 können die Temperaturverläufe, der kA-Wert und die logarithmische Temperaturdifferenz des 13.08.1999 (vor Concheck) und des 10.08.2003 (nach Concheck) am Beladewärmetauscher entnommen werden.

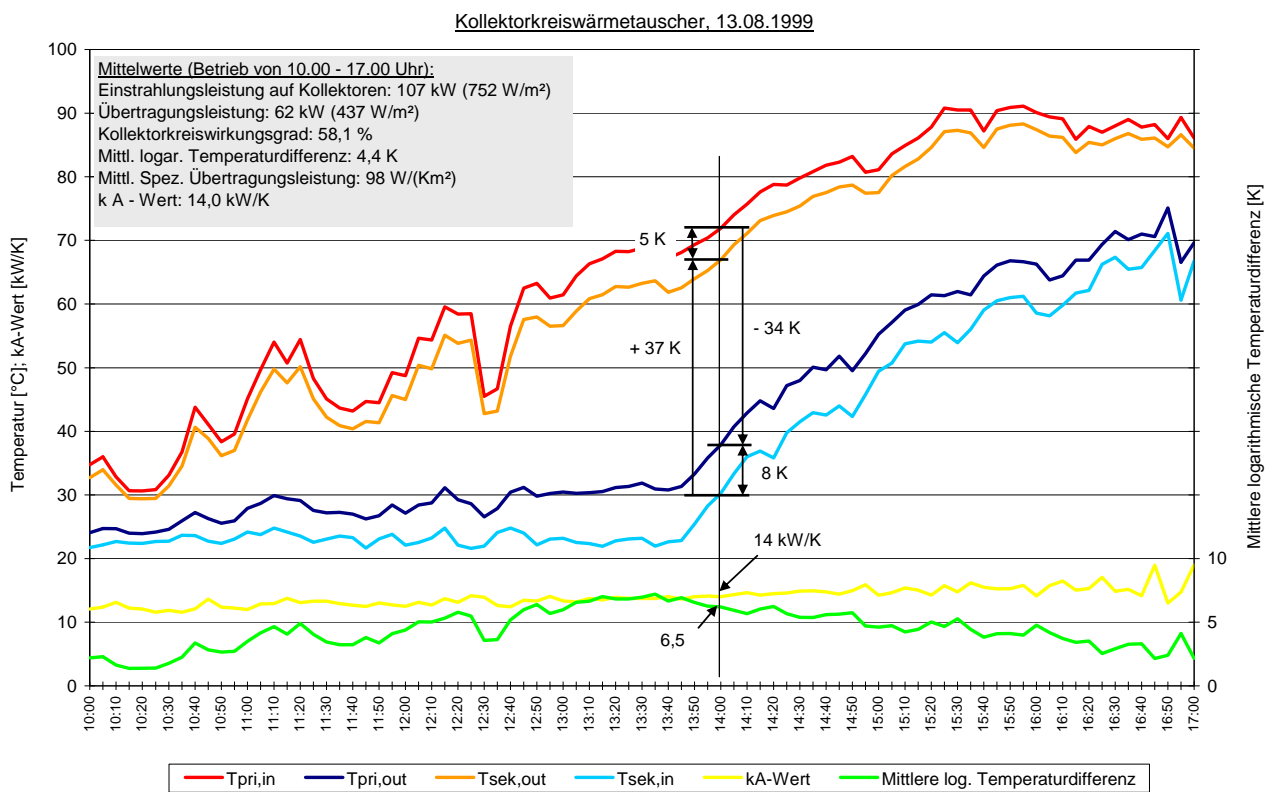


Bild 6.8: Leistungsdaten des Beladewärmetauschers am 13.08.1999

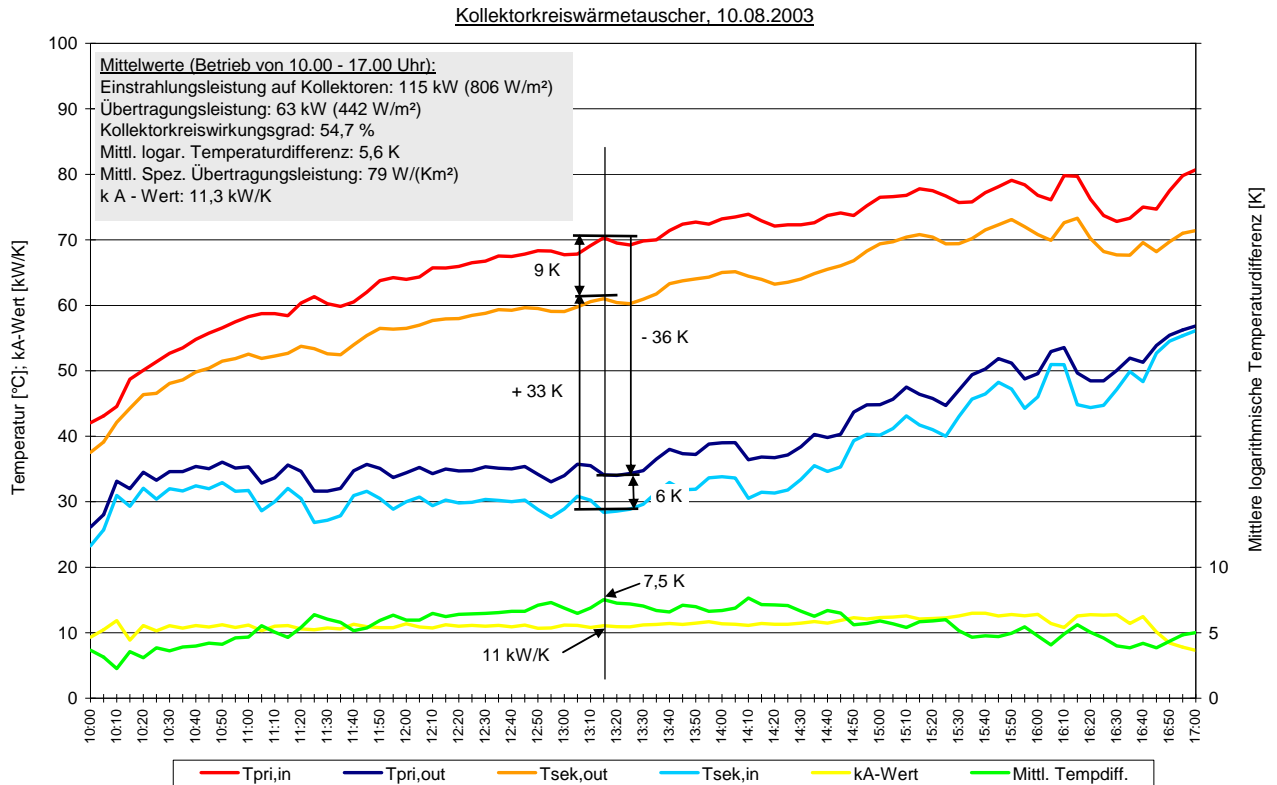


Bild 6.9: Leistungsdaten des Beladewärmetauschers am 10.08.2003

- Entladewärmetauscher

Tabelle 6.2: Messwerte Beladewärmetauscher, Mittelwerte für den Zeitraum 15.00 - 21.00 Uhr.

Datum	Vpri	Vsek	Übertragungsleistung	Energie an TW	Mittl. Log. Temp.diff.	kA-Wert	Tpri,in	Tpri,out	Tsek,out	Tsek,in
	m ³	m ³	kW	kWh	K	kW/K	°C	°C	°C	°C
vor Umbau										
10.08.1999	7,6	6,5	32,1	193	7,2	4,5	51,6	27,5	46,8	17,2
11.08.1999	5,5	5,0	35,0	210	9,9	3,5	61,6	32,3	55,0	18,2
13.08.1999	6,2	6,1	42,0	250	10,7	3,9	61,6	31,5	54,0	17,1
Durchschnitt:	6,4	5,9	36,4	218	9,3	4,0	58,3	30,5	51,9	17,5
nach Umbau										
10.08.2003	5,1	4,8	37,0	220	3,6	10,2	60,9	25,0	58,9	19,1
12.08.2003	5,8	5,5	40,0	243	3,9	10,3	61,3	26,0	59,4	19,2
13.08.2003	5,8	5,5	33,0	198	3,3	10,1	53,1	24,2	51,2	18,9
Durchschnitt:	5,6	5,3	36,7	220	3,6	10,2	58,4	25,1	56,5	19,1

In Tabelle 6.2 werden Messwerte am Entladewärmetauscher eines Zeitraums vor Umbau und eines Zeitraums danach aufgeführt. Die Übertragungsleistungen innerhalb der beiden Zeiträume liegen mit 32 bis 46 kW 1999 und 33 bis 40 kW auf ähnlichem Niveau. Die an das Trinkwasser

abgegebene Energie liegt ebenfalls in beiden Zeiträumen auf ähnlichem Niveau. Bei der mittleren Temperaturdifferenz zeigen sich deutliche Unterschiede. Diese liegt im Zeitraum von 1999 bei 7,2 bis 10,7 K und 2003 bei 3,3 bis 3,9 K. Der kA-Wert liegt mit ca. 10 kW/K 2003 deutlich höher als 1999 mit 3,5 bis 4,5 kW/K. Der kA-Wert und die mittlere Temperaturdifferenz liegen somit 2003 nach Umbau der Anlage ca. um den Faktor 2,5 besser als 1999. Als Folge kann bei gleicher Übertragungsleistung des Wärmetauschers eine höhere Trinkwassertemperatur erreicht werden. Den Bildern 6.10 und 6.11 können die Temperaturverläufe, die logarithmische Temperaturdifferenz und die Volumenströme des 13.08.1999 (vor Concheck) und des 10.08.2003 (nach Concheck) am Entladewärmetauscher entnommen werden.

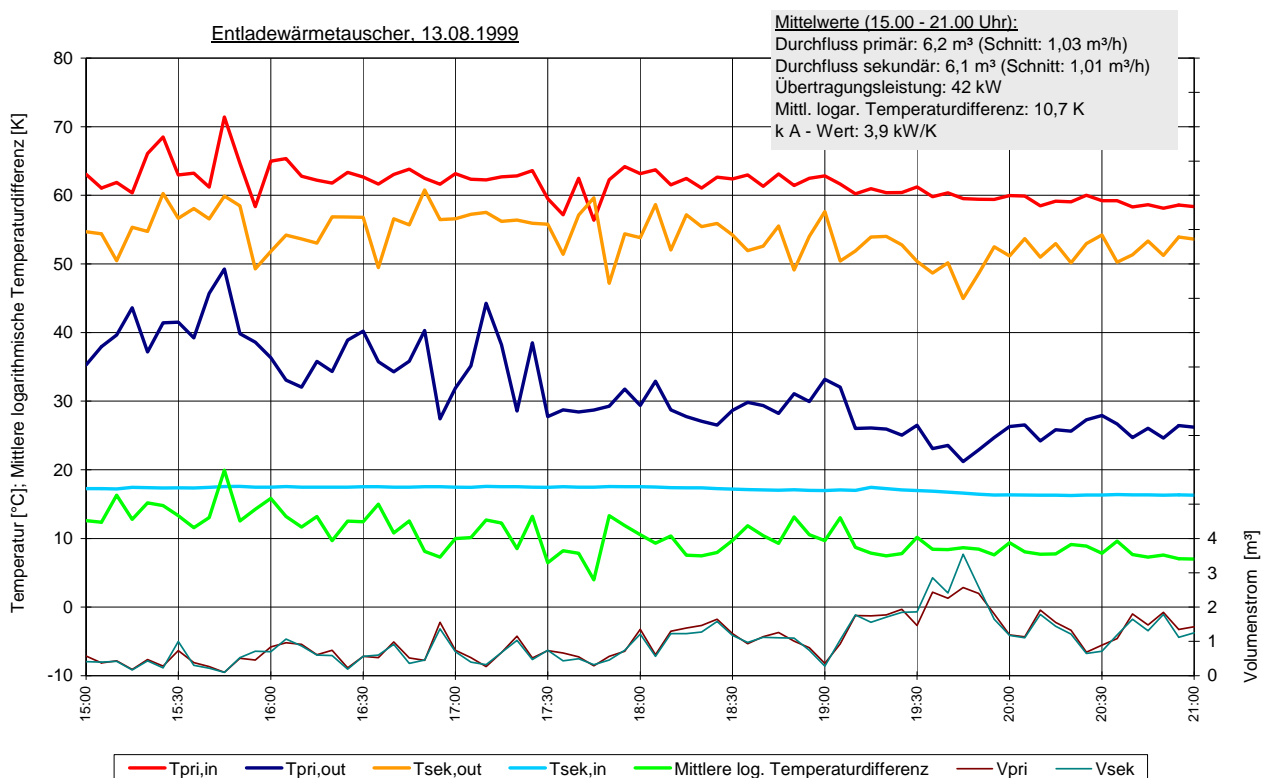


Bild 6.10: Leistungsdaten des Entladewärmetauschers am 13.08.1999

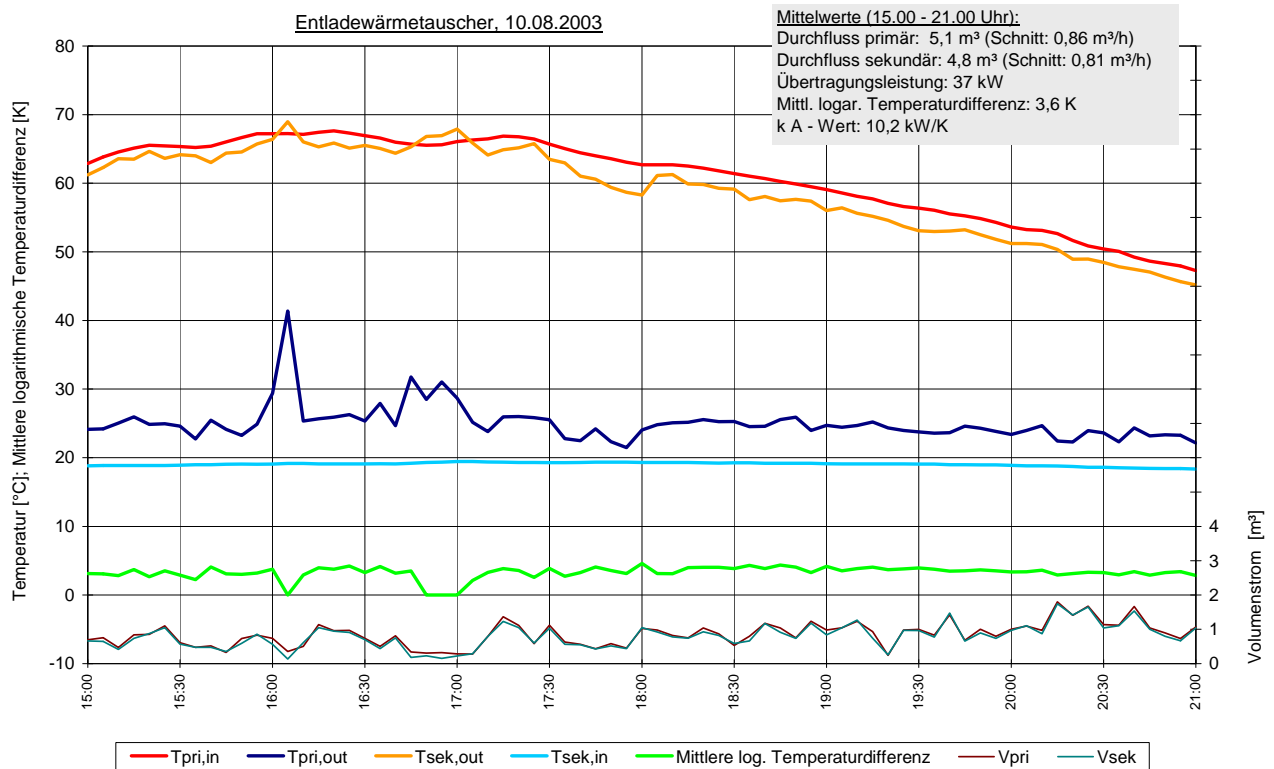


Bild 6.11: Leistungsdaten des Entladewärmetauschers am 10.08.2003

- Entladeregulation: Anpassung des Pufferspeicher-Entladevolumenstroms an den Warmwasser-Zapfvolumenstrom

Bei Systemen mit direkter Trinkwassererwärmung ist für einen guten Wärmeübertrag von Pufferspeicherkreis an das Trinkwasser eine schnelle Anpassung des Pufferspeicher-Entladevolumenstroms an den WW-Zapfvolumenstrom notwendig. Da der Zapfvolumenstrom sehr variabel ist und sich ständig ändern kann, muss der Zapfvolumenstroms in kleiner Zeitauflösung erfasst werden und der Entladevolumenstrom entsprechend zeitnah daran angepasst werden. Dies ist mit den am Markt erhältlichen Standardreglern meist nicht zufriedenstellend realisierbar.

In der Solaranlage des Studentendorfs Freiburg-Vauban wurde im Juli 2002 der seit Inbetriebnahme der Anlage eingebaute Prozeda-Entladeregler durch einen vom Fraunhofer-ISE Freiburg entwickelten Entladeregler ausgetauscht (siehe Kap. 4). Mit diesem Regler sollte die geforderte schnelle Anpassung der beiden Volumenströme realisiert und der Regler-Prototyp in einem realen Anlagenbetrieb getestet werden. Die Bilder 6.8 und 6.9 zeigen Verläufe der Entlade- und WW-Zapfvolumenströme vor und nach dem Austausch der Entladeregulation, basierend auf 5-Minuten Mittelwerten.

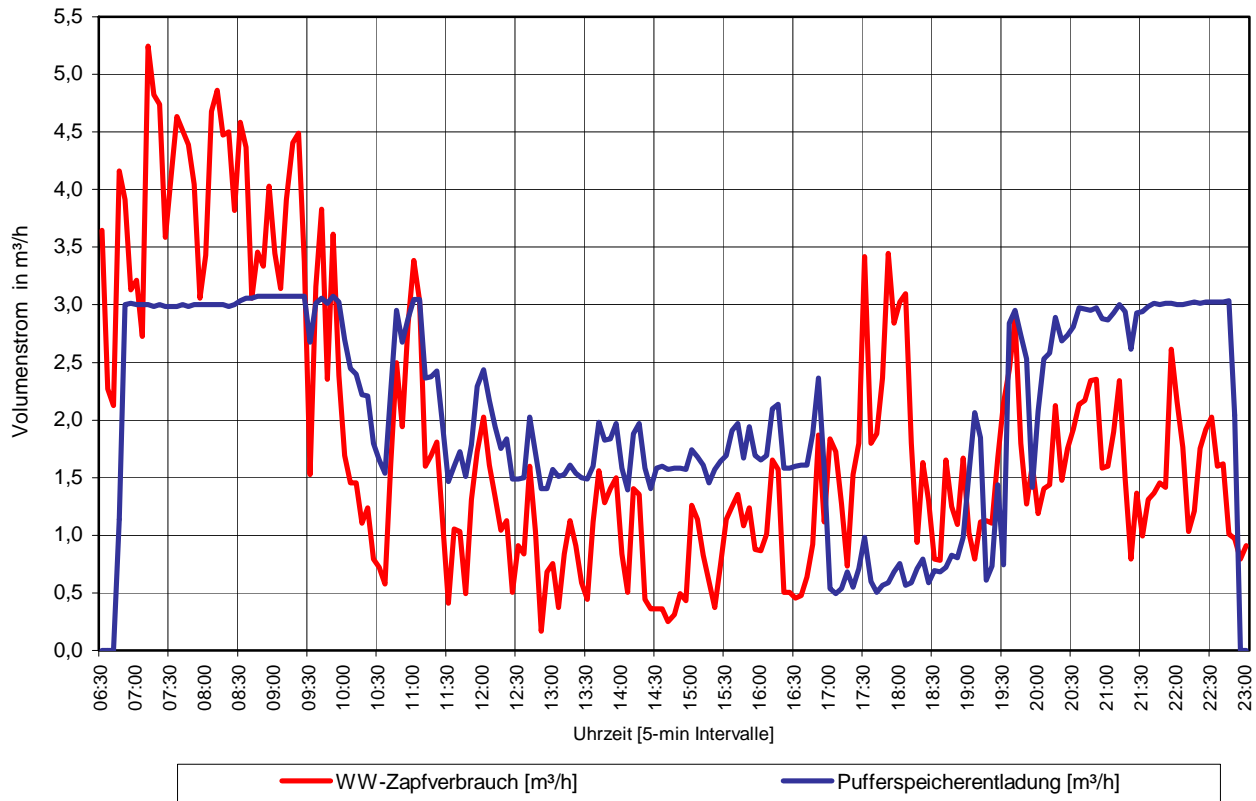


Bild 6.8 Tagesverlauf der Volumenströme des WW-Zapfverbrauchs (VSV) und der Pufferspeicherentladung (VSP) mit Prozeda-Entladeregler (vor *Concheck*-Umbau)

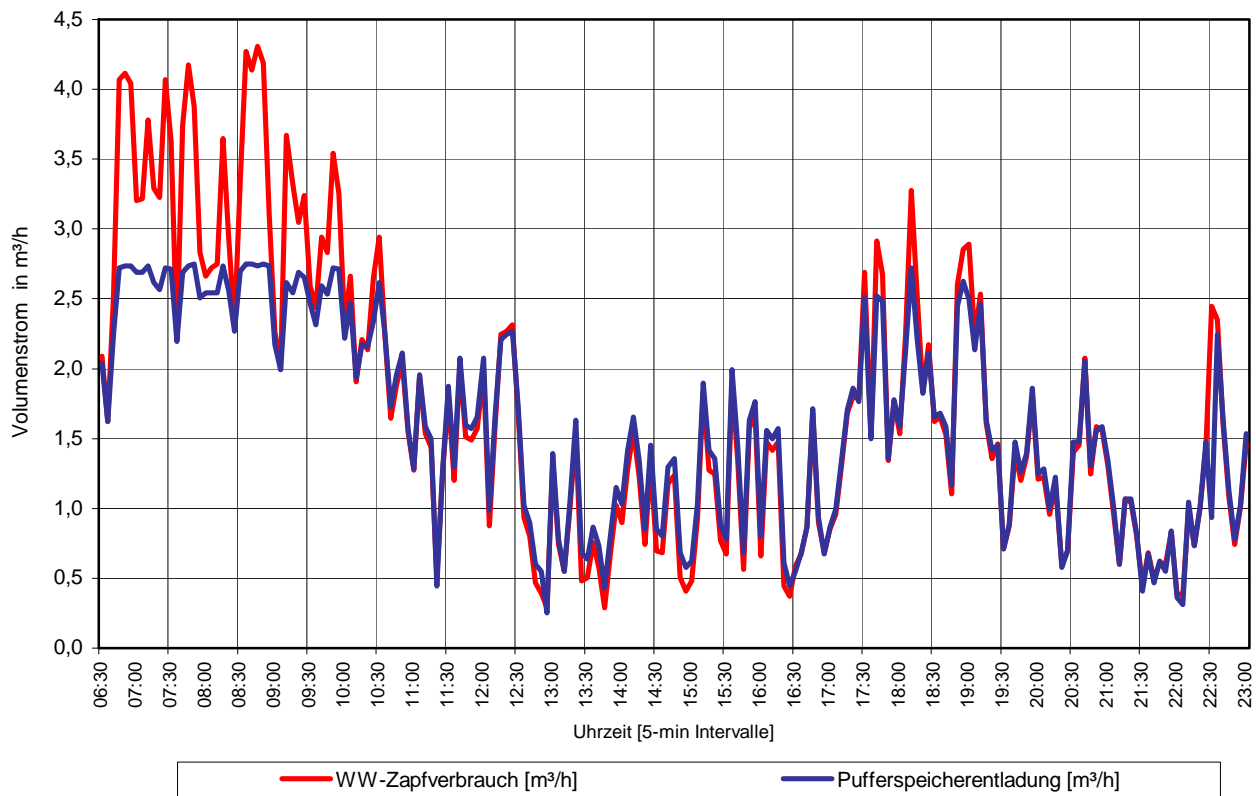


Bild 6.9 Tagesverlauf der Volumenströme des WW-Zapfverbrauchs (VSV) und der Pufferspeicherentladung (VSP) mit Fraunhofer-ISE Entladeregler (vor *Concheck*-Umbau)

- Auslösen des Kollektorkreis-Sicherheitsventils

Am 11.04.2003 kam es in Folge einer Funktionsstörung der Pufferspeicherladepumpe (P2) zu einem Auslösen des Kollektorkreis-Sicherheitsventils im Keller. Trotz Betrieb der Kollektorkreispumpe und Ansteigen der Kollektorkreistemperatur schaltete die Pufferspeicherladepumpe nicht ein. Dadurch, konnte die Energie im Kollektorkreis nicht an den Pufferspeicherkreis abgegeben werden und das Kollektorkreisfluid erwärmte sich immer mehr. Gleichzeitig erhöhte sich das Volumen des Fluids. Dieses höhere Volumen kann bei eigensicheren Anlagen komplett vom Membranausdehnungsgefäß aufgenommen werden, so dass der Druck im Kollektorkreis nicht den Ansprechdruck des Sicherheitsventils erreichen kann und es somit nicht zum Auslösen des Sicherheitsventils kommt. Bei der Anlage im Studentendorf Freiburg-Vauban konnte aber nicht das gesamte zusätzliche Volumen des Fluids vom Ausdehnungsgefäß aufgenommen werden, so dass der Druck im Kollektorkreis immer mehr anstieg und den Ansprechdruck des Sicherheitsventils von 6 bar erreichte. Das Sicherheitsventil öffnete und es wurde Kollektorkreisfluid in den Auffangbehälter (164 Liter-Fass) abgeblasen. Dabei entwickelte sich vermutlich wegen Aufschäumen der Flüssigkeit und nicht ausreichend großer Entlüftungsöffnung ein derart hoher Druck im Behälter, dass dessen Deckel abgesprengt wurde. Die abgeblasene Kollektorkreisflüssigkeit verteilte sich dann in Form von Dampf im Keller. (Bild 6.10 zeigt den Auffangbehälter und die Abblasrohrleitungen nach dem Störfall)

In Bild 6.11 ist der Verlauf der Kollektorkreistemperatur am Eintritt des Kollektorkreiswärmetauschers und der Raumtemperatur im Keller aufgetragen. Die Zunahme der Kollektorkreistemperatur erfolgt immer schneller, bis es schließlich zum Abblasen kommt (ca. 11.55 Uhr). Durch die Verteilung des Dampfes im Keller steigt dessen Raumtemperatur schlagartig von 21 °C auf 38 °C an, gleichzeitig nimmt die Kollektorkreistemperatur sehr schnell ab. Nach Beendigung dieses Vorgangs schließt wohl das Sicherheitsventil wieder und die Kollektorkreistemperatur steigt schnell wieder an. Bei Erreichen von ca. 140 °C kommt es wohl nochmals zu einem Auslösen des Sicherheitsventils (starke Temperatursenkung), wegen der jetzt geringeren Menge an Kollektorkreisfluid aber nicht mehr in Form von Dampfverteilung im Keller.

Eine Überprüfung der Solaranlage auf Eigensicherheit auf Basis des Berechnungsblattes in der VDI 6002 ergab, dass der Inhalt des Membranausdehnungsgefäß im Kollektorkreis (400 Liter) bei den vorhandenen Drücken nicht ausreichte. Eingestellt waren als Vordruck des Ausdehnungsgefäßes 3,0 bar und als Fülldruck im Kollektorkreis 3,6 bar, wodurch ein Ausdehnungsbehälter von 495 Litern erforderlich war. Durch Absenken und Anpassen der Drücke, kann auf ein zusätzliches Ausdehnungsgefäß verzichtet werden. Für den vorhandenen statischen Druck von 1,4 bar reicht ein Ausdehnungsgefäß-Vordruck von 2,4 bar aus. Der Kollektorkreis wird mit 2,5 bar befüllt,

wodurch sich ein erforderliches Volumen für das Ausdehnungsgefäß von 300 Litern ergibt. Somit reicht das vorhandene Ausdehnungsgefäß aus, um eine Eigensicherheit der Solaranlage zu erreichen.



Bild 6.10 Auffangbehälter für Kollektorkreisflüssigkeit und Abblaserrohrleitungen nach Anlagenstillstand am 11.04.2003

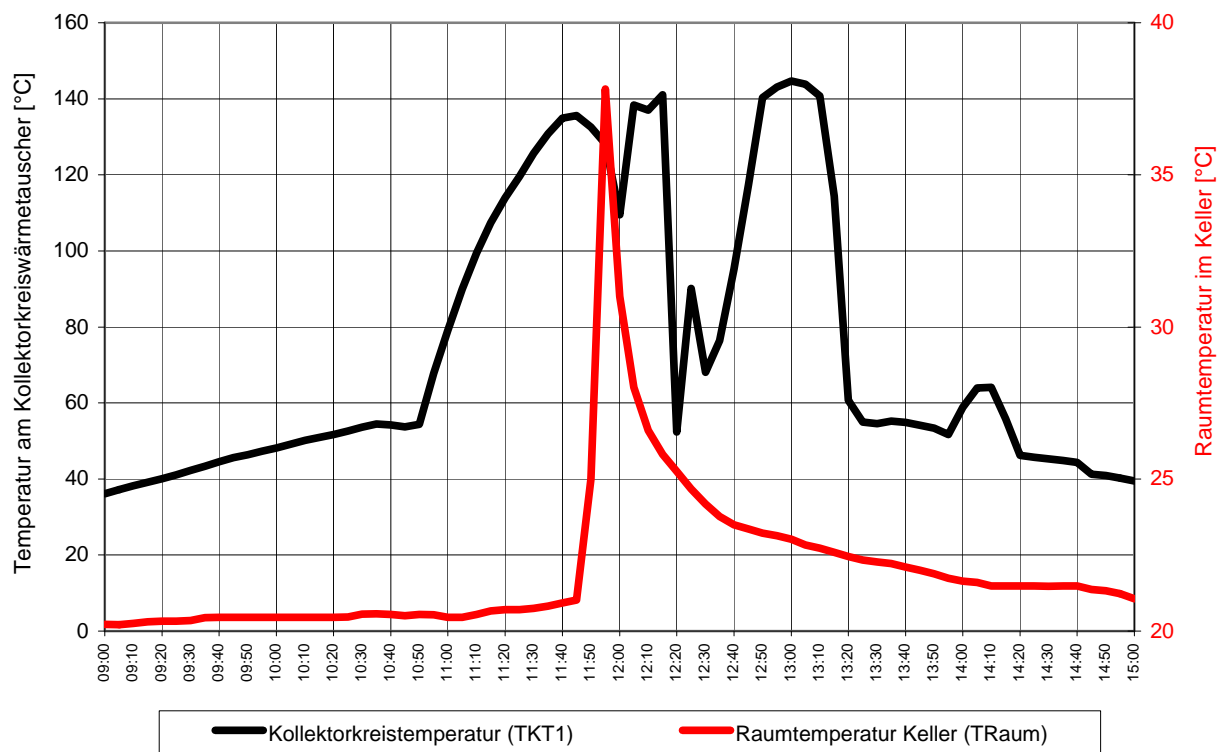


Bild 6.11 Verlauf der Kollektorkreistemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (TKT1) und der Raumtemperatur im Keller vor, während und nach dem Abblasen des Sicherheitsventils

6.2 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen

Die Tabellen 6.1 bis 6.3 zeigen eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen für den Zeitraum der 1. und 2. Intensivmessphase (01.08.1999 - 30.06.2001) sowie der darauf folgenden Langzeitmessphase (01.08.2001 – 31.07.2002).

Die Messdaten zwischen dem 01.08.2002 und dem 31.12.2004 sind nicht dargestellt, da diese wegen des im Juni 2002 begonnenen Anlagenumbaus durch das Fraunhofer ISE Freiburg nicht aussagekräftig sind. So stand für längere Zeit ein Teil der Messstellen nicht zur Verfügung, wodurch z.B. die Erfassung der Übertragungsleistungen an den Wärmetauschern nicht möglich war.

Tabelle 6.1 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban für den Zeitraum 01.08.1999 bis 31.07.2000 (1. Intensivmessjahr)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.08.99 – 31.07.00	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	185.112 kWh	1.294 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Pufferspeicher	QSP	98.047 kWh	686 kWh/m ²
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	93.036 kWh	651 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	538.826 kWh	1.476 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.790 kWh	12,5 kWh/m ²
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2.557 h	7,0 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Puffersp.	HP2	1.910 h	5,2 h/d
8	Betriebsstunden Pumpe Entladung Puffersp.	HP3	4.977 h	13,6 h/d
9	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	2,33 m ³ /h	16,3 l/(m ² h)
10	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,32 m ³ /h	
11	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	1,57 m ³ /h*	* VSS nicht konstant, da P3 mit variabler Leistung
12	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen (mittlere WW-Temp. 60,9 °C)	SV	9.681 m ³	26,5 m ³ /d
		Auslastung	186 l/(m ² d)	
13	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) umgerechnet auf 60 °C WW-Temperatur	SV_KORR	9.900 m ³	27,1 m ³ /d
		Ausl_korr	190 l/(m ² d)	
14	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g_{KB}	53,0 %	
15	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g_{SB}	50,3 %	
		g_{SN}	49,3 %	
16	Solarer Deckungsanteil am Warmwasser-Zapfverbrauch (brutto)	$D_{SB,WW}$	17,3 %	
17	Arbeitszahl des Solarsystems	A	52	

Tabelle 6.2 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban für den Zeitraum 01.08.2000 bis 31.07.2001 (2. Intensivmessjahr)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.08.00 – 31.07.01	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	180.218 kWh	1.262 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Pufferspeicher	QSP	99.079 kWh	694 kWh/m ²
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	88.840 kWh	622 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	518.200 kWh	1.420 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.947 kWh	13,6 kWh/m ²
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2.509 h	6,9 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Puffersp.	HP2	1.965 h	5,4 h/d
8	Betriebsstunden Pumpe Entladung Puffersp.	HP3	7.076 h	19,4 h/d
9	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	2,30 m ³ /h	16,1 l/(m ² h)
10	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,25 m ³ /h	
11	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	1,68 m ³ /h*	* VSS nicht konstant, da P3 mit variabler Leistung
12	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen (mittlere WW-Temp. 63,6 °C)	SV	8.844 m ³	24,2 m ³ /d
		Auslastung	170 l/(m ² d)	
13	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) umgerechnet auf 60 °C WW-Temperatur	SV_KORR	9.520 m ³	26,1 m ³ /d
		Ausl_korr	183 l/(m ² d)	
14	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	55,0 %	
15	Solarsystemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	49,3 %	
	netto	g _{SN}	48,2 %	
16	Solarer Deckungsanteil am Warmwasser-Zapfverbrauch (brutto)	D _{SB,WW}	17,1 %	
17	Arbeitszahl des Solarsystems	A	46	

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Tabelle 6.3 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban für den Zeitraum 01.08.2001 bis 31.07.2002 (1. Langzeitmessjahr)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.08.01 – 31.07.02	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	189.057 kWh	1.324 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Pufferspeicher	QSP	72.658 kWh	509 kWh/m ²
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	71.298 kWh	499 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	540.686 kWh	1.481 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.931 kWh	13,5 kWh/m ²
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2.759 h	7,6 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Puffersp.	HP2	2.178 h	6,0 h/d
8	Betriebsstunden Pumpe Entladung Puffersp.	HP3	6.733 h	18,4 h/d
9	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	2,29 m ³ /h	16,0 l/(m ² h)
10	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,20 m ³ /h	
11	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	1,57 m ³ /h*	* VSS nicht konstant, da P3 mit variabler Leistung
12	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen	SV	10.282 m ³	28,2 m ³ /d
		Auslastung	197 l/(m ² d)	
13	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) umgerechnet auf 60 °C WW-Temperatur	SV_KORR	9.907 m ³	27,1 m ³ /d
		Ausl_korr	190 l/(m ² d)	
14	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g_{KB}	38,4 %	
15	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g_{SB}	37,7 %	
		g_{SN}	36,7 %	
16	Solarer Deckungsanteil am Warmwasser-Zapfverbrauch (brutto)	$D_{SB,WW}$	13,2 %	
17	Arbeitszahl des Solarsystems	A	37	

Die erzielten Solarerträge und Nutzungsgrade der 1. Langzeitmessphase sind im Vergleich zu der 1. und 2. Intensivmessjahr relativ gering, da die Solaranlage im April/Mai (6 Wochen) und Juli (4 Wochen) wegen Defekt bzw. Umbauarbeiten nicht im Normalbetrieb lief (siehe 6.1.1).

Im Zeitraum 01.08.2001 – 23.04.2002 (vor Auftreten der Funktionsmängel) wurde die Solaranlage mit einem mittleren Systemnutzungsgrad von 53,0 % betrieben, was in etwa den Nutzungsgraden der 1. und 2. Intensivmessphase entspricht.

Tabelle 6.4 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban für den Zeitraum 01.01.2004 bis 31.12.2004 (1. Intensivmessjahr nach Concheck-Umbau)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.01.04 – 31.12.04	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	176.890 kWh	1.239 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Pufferspeicher	QSP	nicht erfasst	nicht erfasst
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	79.754 kWh	558 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	561.924 kWh	1535 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.211 kWh	8,5 kWh/m ²
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	3.297 h	9,0 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Puffersp.	HP2	nicht erfasst	nicht erfasst
8	Betriebsstunden Pumpe Entladung Puffersp.	HP3	1.990 h	5,4 h/d
9	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	nicht erfasst	nicht erfasst
10	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	nicht erfasst	
11	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	2,52 m ³ /h*	* VSS nicht konstant, da P3 mit variabler Leistung
12	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen	SV	10.712 m ³	29,3 m ³ /d
		Auslastung	205 l/(m ² d)	
13	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) umgerechnet auf 60 °C WW-Temperatur	SV_KORR	10.356 m ³	28,3 m ³ /d
		Ausl_korr	198 l/(m ² d)	
14	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	nicht erfasst	
15	Solarsystemnutzungsgrad netto	g _{SB}	45,1 %	
		g _{SN}	44,4 %	
16	Solarer Deckungsanteil am Warmwasser-Zapfverbrauch (brutto)	D _{SB,WW}	14,2 %	
17	Arbeitszahl des Solarsystems	A	66	

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Tabelle 6.5 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban für den Zeitraum 01.01.2005 bis 31.12.2005 (2. Intensivmessjahr nach Concheck-Umbau)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.01.05 – 31.12.05	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	185.558kWh	1.299 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Pufferspeicher	QSP	nicht ganzjährig erfasst	nicht ganzjährig erfasst
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	82.724kWh	579 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	563.248kWh	1543 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.075kWh	7,5 kWh/m ²
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	3.398 h	9,3 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Puffersp.	HP2	nicht erfasst	nicht erfasst
8	Betriebsstunden Pumpe Entladung Puffersp.	HP3	2711,4 h	7,4 h/d
9	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,03 m ³ /h	7,2 l/(m ² h)
10	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	nicht erfasst	
11	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	1,94m ³ /h *	* VSS nicht konstant, da P3 mit variabler Leistung
12	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen	SV	10.040 m ³	27,5 m ³ /d
		Auslastung	193 l/(m ² d)	
13	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) umgerechnet auf 60 °C WW-Temperatur	SV_KORR	10.255 m ³	28,1 m ³ /d
		Ausl_korr	197 l/(m ² d)	
14	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g_{KB}	nicht ganzjährig erfasst	
15	Solarsystemnutzungsgrad brutto	g_{SB}	44,6 %	
	netto	g_{SN}	44,0 %	
16	Solarer Deckungsanteil am Warmwasser-Zapfverbrauch (brutto)	$D_{SB,WW}$	14,7 %	
17	Arbeitszahl des Solarsystems	A	77	

Tabelle 6.6 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage im Studentendorf Freiburg-Vauban für den Zeitraum 01.01.2006 bis 31.12.2006 (1. Langzeitmessjahr nach Concheck-Umbau)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.01.06 – 31.12.06	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	185.678 kWh	1.300 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Pufferspeicher	QSP	89.879 kWh	629 kWh/m ²
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	85.383 kWh	598 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	539.840 kWh	1.479 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.105 kWh	7,7 kWh/m ²
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	3.274,4 h	9,0 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Puffersp.	HP2	nicht erfasst	nicht erfasst
8	Betriebsstunden Pumpe Entladung Puffersp.	HP3	1.957,1 h	5,4 h/d
9	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,24 m ³ /h	8,7 l/(m ² h)
10	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	nicht erfasst	
11	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	3,66 m ³ /h*	* VSS nicht konstant, da P3 mit variabler Leistung
12	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen	SV	10.604 m ³	29,1 m ³ /d
		Auslastung	203 l/(m ² d)	
13	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) umgerechnet auf 60 °C WW-Temperatur	SV_KORR	9.873 m ³	27,0 m ³ /d
		Ausl_korr	189 l/(m ² d)	
14	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	g _{KB}	50,0 %	
15	Solarsystemnutzungsgrad brutto	g _{SB}	46,0 %	
	netto	g _{SN}	45,4 %	
16	Solarer Deckungsanteil am Warmwasser-Zapfverbrauch (brutto)	D _{SB,WW}	15,8 %	
17	Arbeitszahl des Solarsystems	A	77	

Die erzielten Solarerträge, Nutzungsgrade und der solare Deckungsanteil der Messjahre nach Concheck sind im Vergleich zu den Intensivmessjahren vor dem Umbau etwas geringer. Die Arbeitszahl ist mit der neuen Regelung allerdings deutlich größer. Die Ursachen hierfür sind unter 6.1.2 aufgeführt.

6.2.1 Warmwasserverbrauch und Auslastung

Der mittlere *Warmwasserverbrauch* lag während der 1. Intensivmessphase (01.08.1999 - 31.07.2000) bei 26,5 m³ pro Tag. Als Gesamt-Warmwasserverbrauch wurden in diesem Zeitraum 9.681 m³ gemessen, bei einer durchschnittlichen Warmwassertemperatur von 60,9 °C. Korrigiert auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C ergibt sich ein Jahresverbrauch an Warmwasser von 9.900 m³. Der tatsächliche Verbrauch lag damit um 62 % unter dem für die Simulation angenommenen Warmwasserverbrauch (6.119 m³).

Im 2. Intensivmessjahr (01.08.2000 - 31.07.2001) reduzierte sich der gemessene Jahres-Warmwasserverbrauch auf 8.844 m³, bei einer mittleren Warmwassertemperatur von 63,6 °C. Der auf 60 °C korrigierte Verbrauch reduzierte sich um 380 m³ auf 9.520 m³ (-3,8 %). Der durchschnittliche Tagesverbrauch lag bei 26,1 m³. Trotz der Reduzierung des Verbrauchs lag dieser immer noch sehr weit über dem für die Auslegung vorgegebenen Verbrauch.

Nach erfolgtem Concheck-Umbau lag der Jahres-Warmwasserverbrauch in den beiden Intensivmessjahren bei 10.712 m³ (2004) und 10.040 m³ (2005) bei einer mittleren Wassertemperatur von 59 °C (2004) und 61,1 °C (2005). Das entspricht mittleren Tagesverbräuchen von 29,3 m³/d und 27,5 m³/d. Die auf 60 °C korrigierten Verbräuche verringerten sich in 2004 um 356 m³ auf 10.356 m³ (-3,3%) und erhöhte sich in 2005 um 215 m³ auf 10.255 m³ (2,1%). Der durchschnittlichen Tagesverbräuche lagen bei 28,3 m³/d (2004) und 28,1 m³/d (2005).

Der erhebliche Mehrverbrauch liegt höchstwahrscheinlich an einer im Vergleich zu den Messungen in der Planungsphase höheren Anzahl von Bewohnern, bedingt durch den Umbau des Wohnheimes und die unregelmäßige Belegung der Zimmer während der Planungsphase. Da die Belegung der Zimmer im Studentenwohnheim nicht exakt erfasst werden kann, ist es nicht möglich, den genauen Pro-Kopf-Verbrauch zu bestimmen.

Der im Vergleich zum Auslegungsverbrauch höhere Verbrauch an Warmwasser ist hinsichtlich des Solarertrages allerdings unkritisch zu sehen, da durch den höheren Verbrauch die Auslastung und Effektivität der Solaranlage im Vergleich zur Auslegung steigt. Das Jahresmittel der *Auslastung* des Solarsystems lag bei 190 bzw. 183 Litern Warmwasserverbrauch pro Tag und m² Kollektorfläche.

Während der sommerlichen Schwachlastzeiten (Sommersemesterferien), die für die Auslegung der Solaranlage zu Grunde gelegt wurde, lag der Tagesverbrauch an Warmwasser bei ca. 20 m³/Tag, was dem Doppelten des angenommenen Auslegungsverbrauchs (10 m³/Tag) entspricht. Entsprechend liegt die tatsächliche Anlagenauslastung in diesen Zeiten mit 140 Litern pro Tag und m² um das ca. 2-fache über dem empfohlenen Auslegungswert von 70 Litern pro Tag und m².

In Bild 6.12 und 6.13 sind die realen und die angenommenen Tagessummen des Warmwasserverbrauchs sowie die Anlagenauslastung (gemittelt aus Wochensummen) während der 1. bzw. 2. Intensivmessphase dargestellt. Daraus wird z.B. der Minderverbrauch während der Semesterferienwochen deutlich (durchschnittlich $20 \text{ m}^3/\text{d}$). Während der Vorlesungszeit lag der Tagesverbrauch bei durchschnittlich 31 m^3 . Ein extremer Minderverbrauch wurde im 2. Intensivmessjahr im April 2001 gemessen. Wegen Osterferien ging der Durchschnittsverbrauch auf bis zu $2,5 \text{ m}^3/\text{Tag}$ zurück.

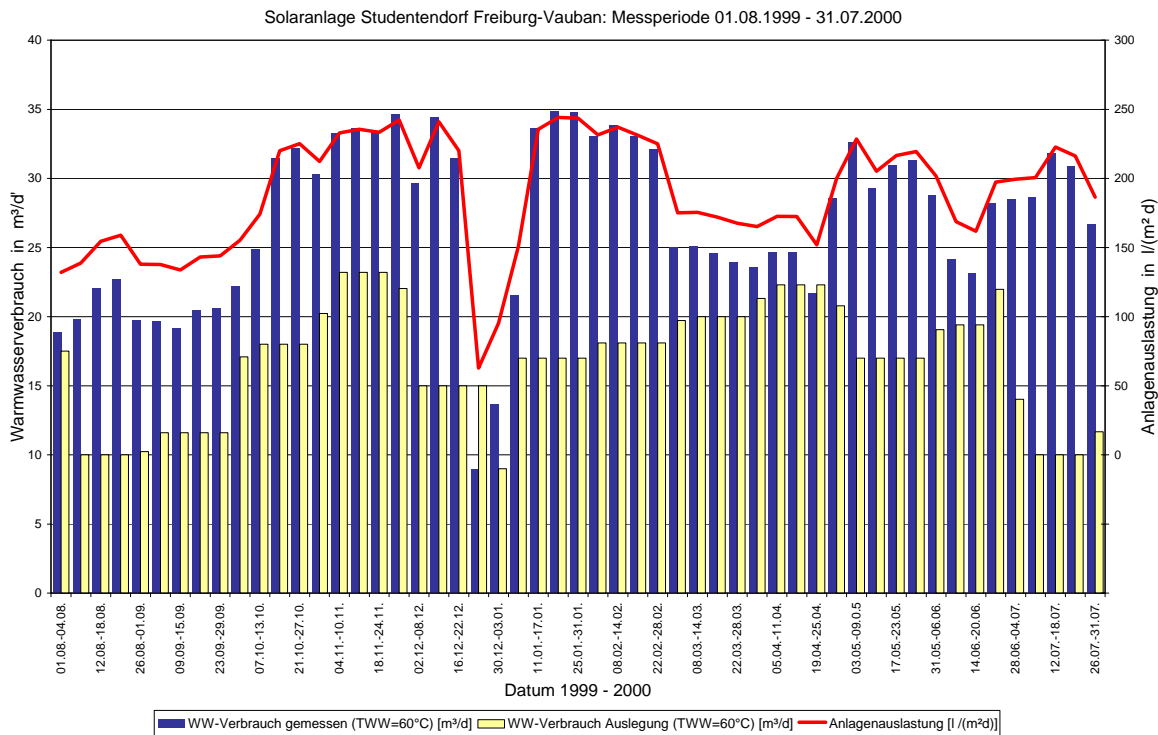


Bild 6.12 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Zapfverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (1. Intensivmessphase)

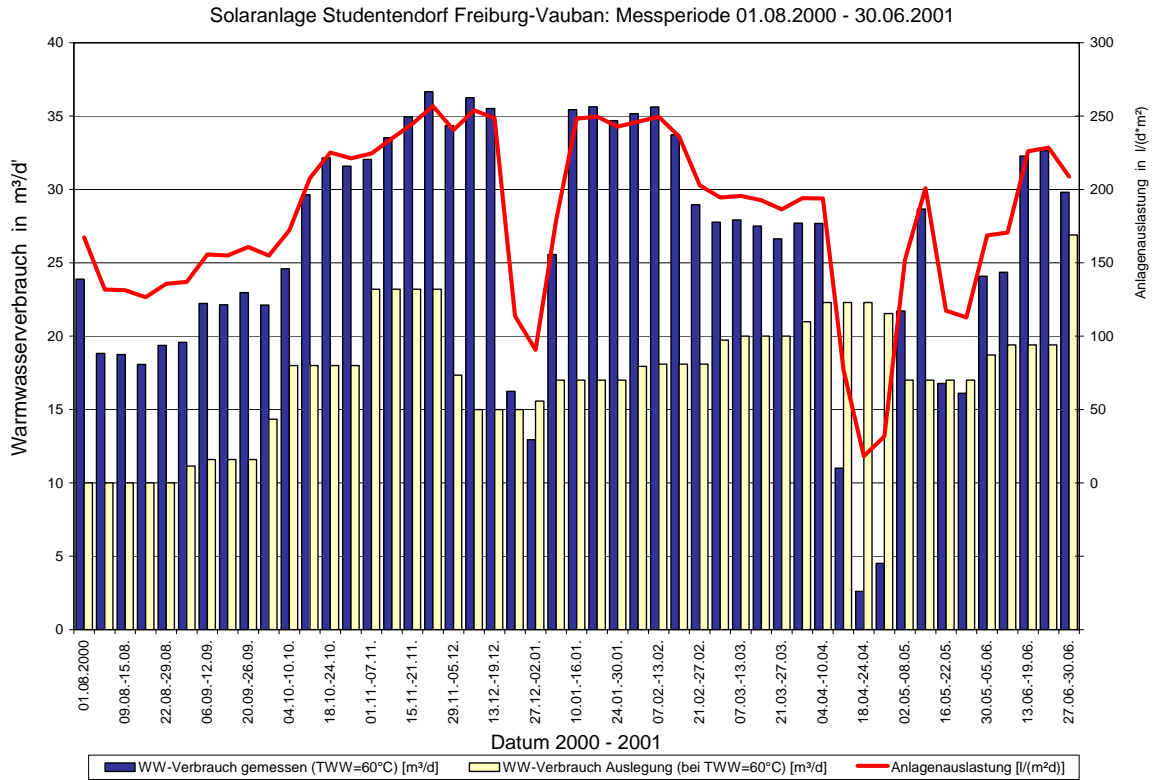


Bild 6.13 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Zapfverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (2. Intensivmessphase)

In Bild 6.14 und 6.15 sind die realen und die angenommenen Tagessummen des Warmwasserverbrauchs sowie die Anlagenauslastung (gemittelt aus Wochensummen) während der 1. bzw. 2. Intensivmessphase nach erfolgtem Concheck-Umbau dargestellt. Daraus wird wieder der Minderverbrauch während der Semesterferienwochen deutlich (ca. 20 m³/d).

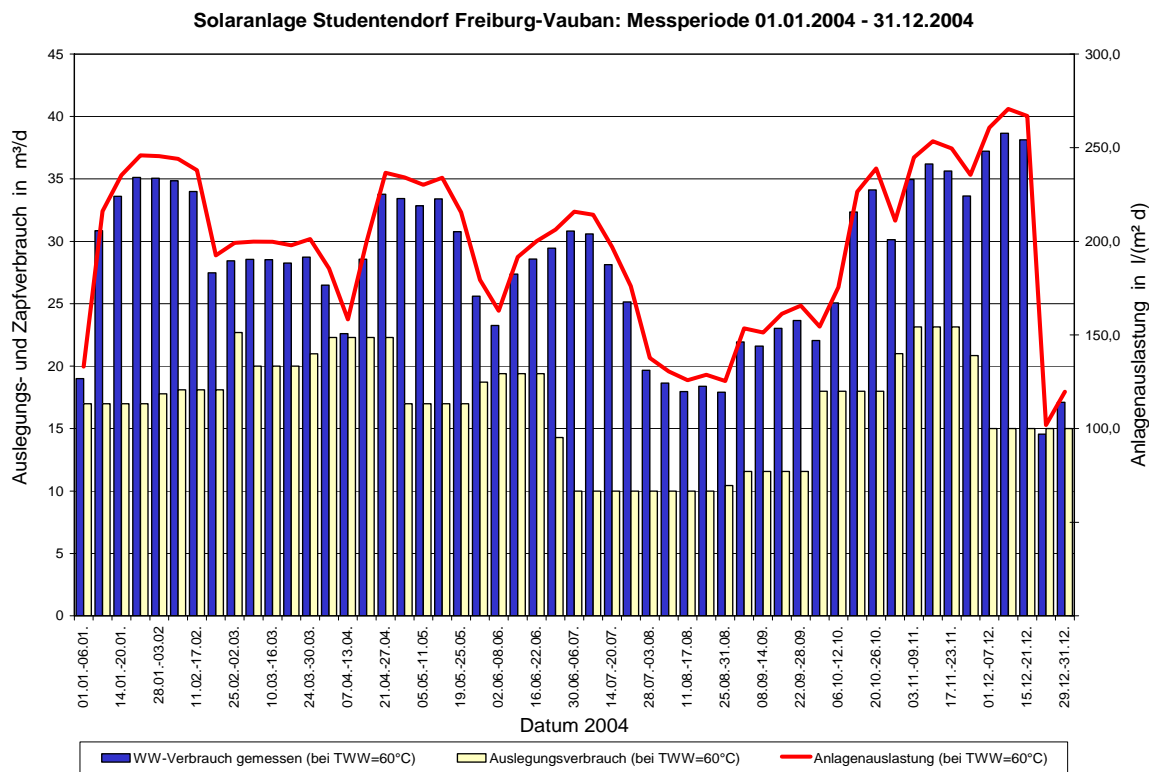


Bild 6.14 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Zapfverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (1. Intensivmessphase nach Concheck)

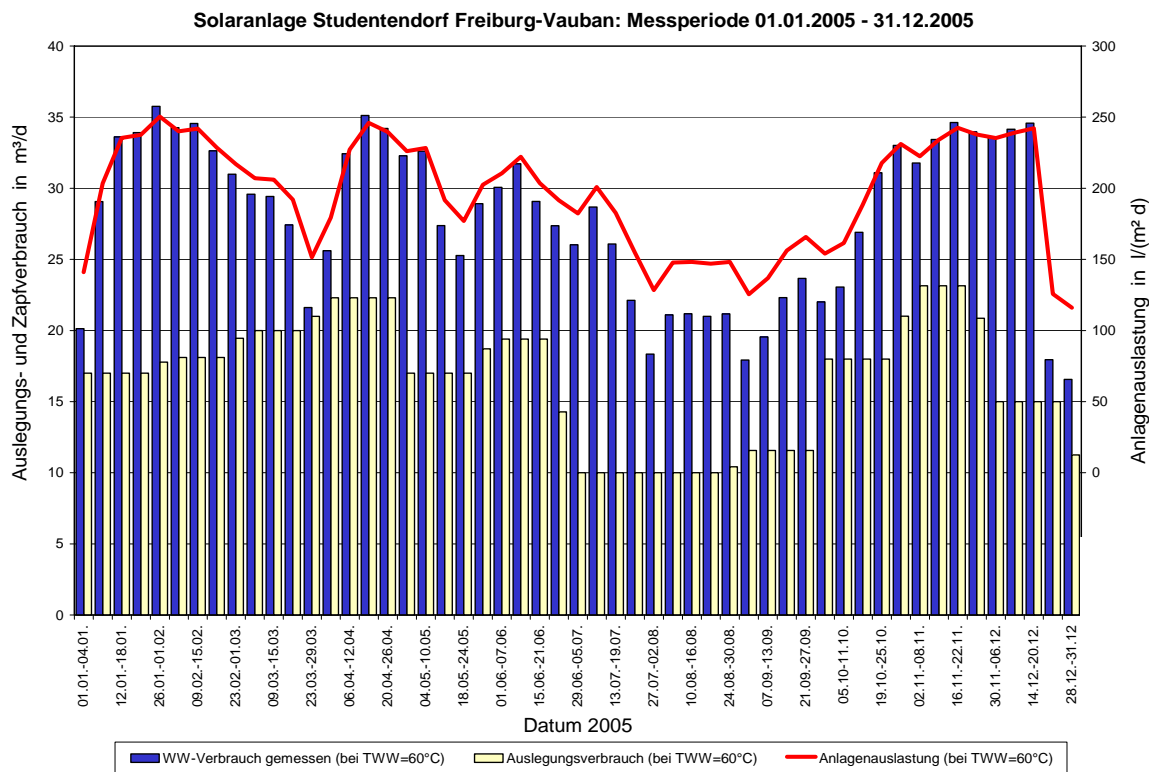


Bild 6.15 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Zapfverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (2. Intensivmessphase nach Concheck)

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

In Bild 6.16 ist das gemessene WW-Zapfprofil an einem Werktag (10. November 1999) dargestellt und zum Vergleich dazu das für die Auslegung angenommene Profil.

Als Auslegungsverbrauch für einen Werktag (Mo-Fr) im November wurden 23.200 Liter pro Tag angenommen, gemessen wurde an diesem Tag ein Verbrauch von 32.110 Litern. Morgens beginnt der starke Anstieg der Zapfmenge real ab 6.00 Uhr, in im Auslegungsprofil ca. 30 min früher. Die Lastspitze am Morgen tritt real um 8.00 Uhr auf, im Auslegungsprofil um 7.00 Uhr. Der Beginn der erhöhten Warmwasserentnahme am Abend ist um ca. 1 Stunde verschoben. Gemessen wird der Beginn um 15.30 Uhr, für das Auslegungsprofil wurde der Beginn auf 16.30 festgelegt.

Das gemessene Zapfprofil entspricht in etwa dem Auslegungsprofil mit dem absoluten Maximum am Morgen und einem weiteren starken Anstieg am Abend. Nicht berücksichtigt sind die Spitzen am Vormittag, Mittag und Nachmittag.

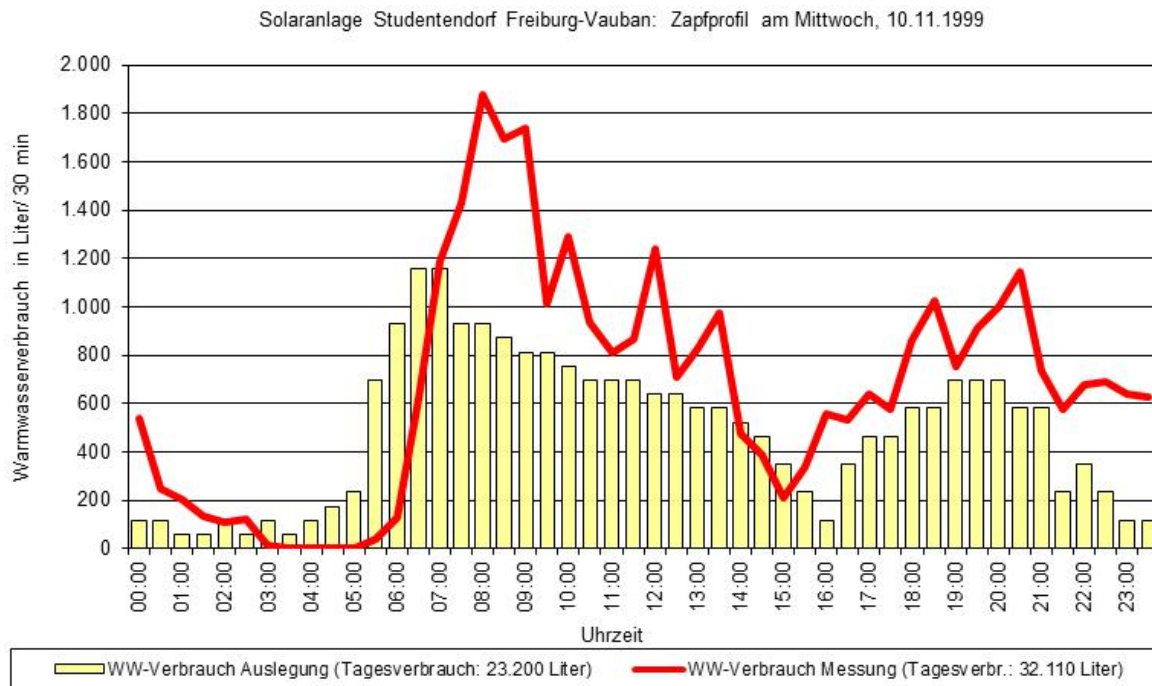


Bild 6.16 Vergleich eines gemessenen Zapfprofils und des Auslegungs-Zapfprofils (Werktag, Halbstundensummen) am 10.11.1999

6.2.2 Energien und Nutzungsgrade

Im 1. Messjahr wurden von der *Einstrahlungsenergie* auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (EITK) von 185.112 kWh bzw. 1.294 kWh/m² insgesamt 98.047 kWh über den Beladewärmetauscher vom Kollektorkreis an den Pufferspeicher-Beladekreis abgegeben (QSP).

Im 2. Messjahr betrug die Einstrahlungsenergie auf das Kollektorfeld 180.218 kWh bzw. 1.262 kWh/m² (- 2,6 %). Davon wurden 99.079 kWh in die Pufferspeicher eingespeist.

Im 3. Messjahr nach Concheck betrug die Einstrahlungsenergie auf das Kollektorfeld 185.678 kWh bzw. 1.300 kWh/m². Davon wurden 89.879 kWh in die Pufferspeicher eingespeist. Die beiden Intensivmessjahre nach Concheck können hier nicht dargestellt werden, da der Volumenstrom im Speicherladekreis nicht bzw. nicht ganzjährig erfasst wurde.

Die Energiedifferenz zwischen EITK und QSP wurde an den Kollektoren reflektiert oder als thermische Verluste an die Umgebung abgegeben. Prozentual wurden von der eingestrahlten Energie im 1. Messjahr 53,0%, im 2. Messjahr 55,0% und 50,0% im dritten Messjahr nach Concheck (*Kollektorkreisnutzungsgrad*) an den Beladekreis der Solarspeicher abgegeben.

Die *Nutzenergie* aus dem Solarsystem (QSV), d.h. die Energie, die von den Solarspeichern über den Entladewärmetauscher an das Trinkwasser abgegeben wurde, betrug im 1. Messjahr 93.036 kWh (651 kWh/m² bzw. 1,78 kWh/(m²d)) und im 2. Messjahr 88.840 kWh (622 kWh/m² bzw. 1,70 kWh/(m²d)).

Dies ergibt einen durchschnittlichen solaren *Systemnutzungsgrad* von 50,3 % im 1. Messjahr und 49,3 % im 2. Messjahr.

Nach erfolgtem Concheck-Umbau betrug die solare Nutzenergie in 2004 79.754 kWh (558 kWh/m² bzw. 1,53 kWh/(m²d)) und in 2005 82.724 kWh (579 kWh/m² bzw. 1,59 kWh/(m²d)).

Bild 6.17 bis 6.20 zeigen die spezifischen Tagessummen, der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad (gemittelt aus den Wochensummen bzw. -mittelwerten). Dabei fällt auf, dass jeweils in der letzten Dezemberwoche der Systemnutzungsgrad unter 0 % abgefallen ist, d.h. es fand ein Wärmeübergang vom Trinkwasserkreis an den Solarspeicherkreis statt (QSV < 0). Dies hat folgenden Grund: Das Trinkwasser wird über die Wärmerückgewinnung vorgewärmt, bevor es durch den Entladewärmetauscher fließt, so dass bei sehr geringer Zapfung die Trinkwassertemperatur am Wärmetauscher höher war als die Temperatur im Entladekreis und sich das Trinkwasser dadurch abkühlte. Die Wärmeabgabe ist allerdings vernachlässigbar gering und kommt nur bei sehr geringem Warmwasserverbrauch und gleichzeitig geringer Pufferspeichertemperatur und hoher Vorwärmtemperatur vor (z.B. in Wintersemesterferien).

Mit der vom Solarsystem gelieferten Nutzenergie konnten vor Concheck im 1. Messjahr 17,3 % der Warmwasser-Zapfenergie solar gedeckt werden, im 2. Messjahr 17,1 % (*solare Deckungsan-*

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

teil an der Warm-wasser-Zapfenergie). Nach Concheck konnten im 1. Messjahr 14,2% und im 2. Messjahr 14,7% der Zapfenergie gedeckt werden.

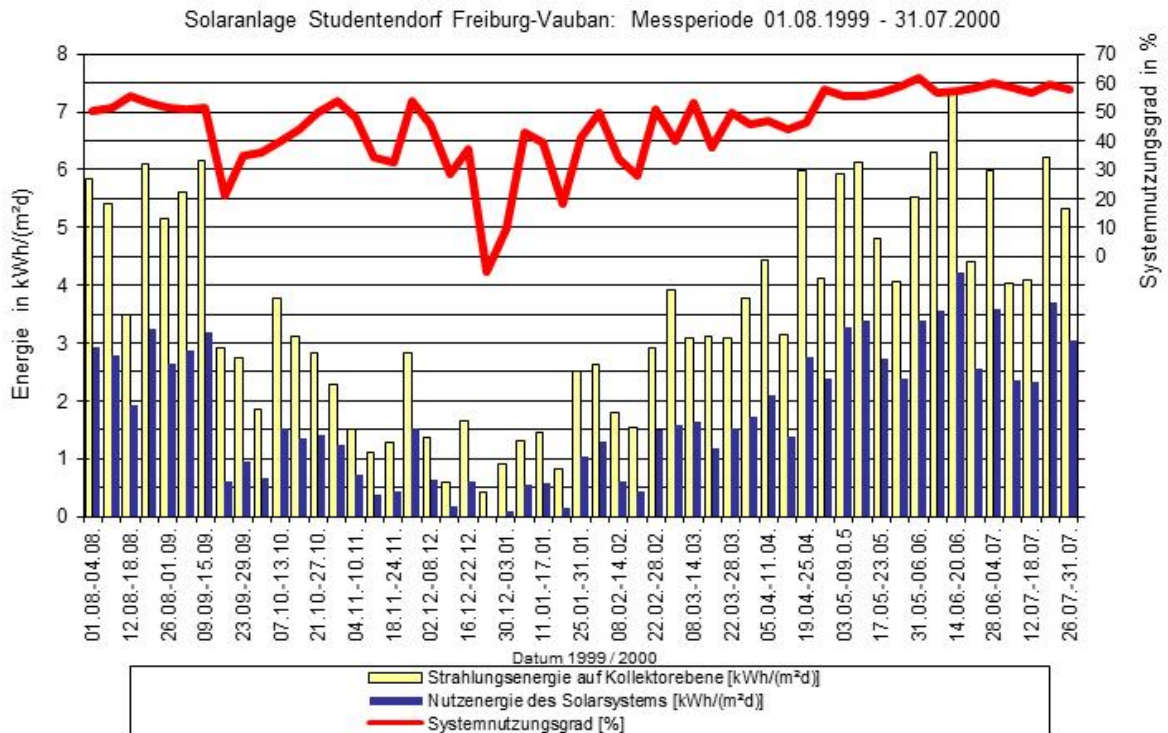


Bild 6.17 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (1. Intensivmessjahr)

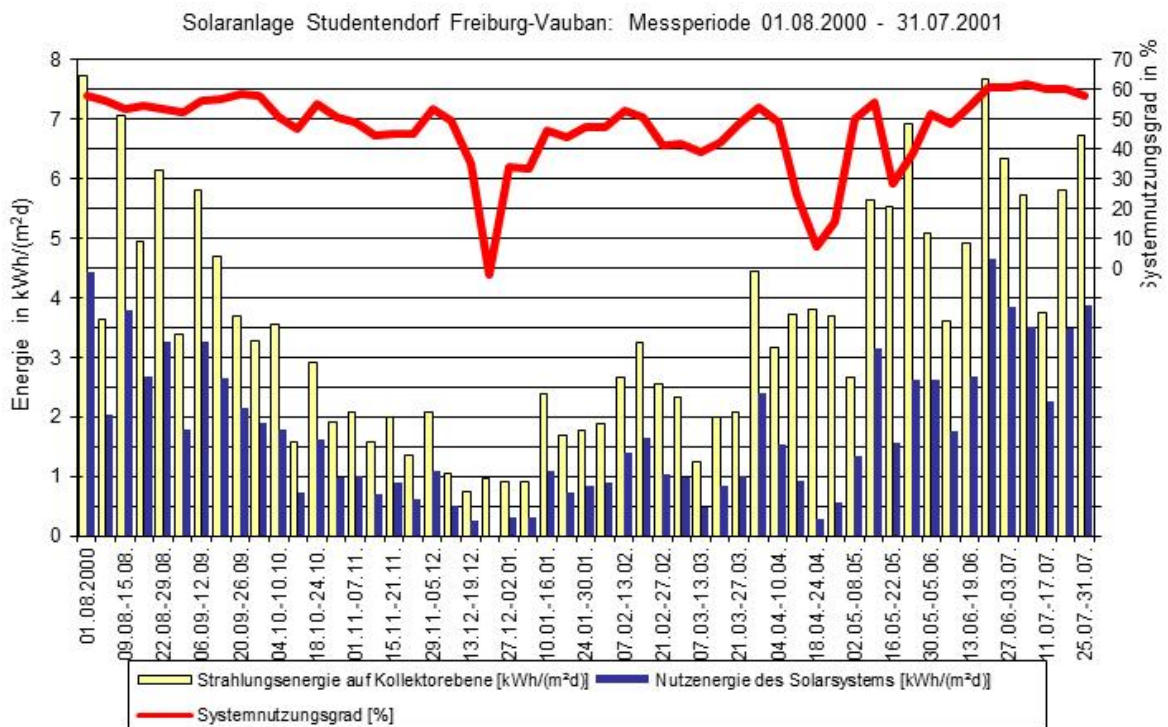


Bild 6.18 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (2. Intensivmessjahr)

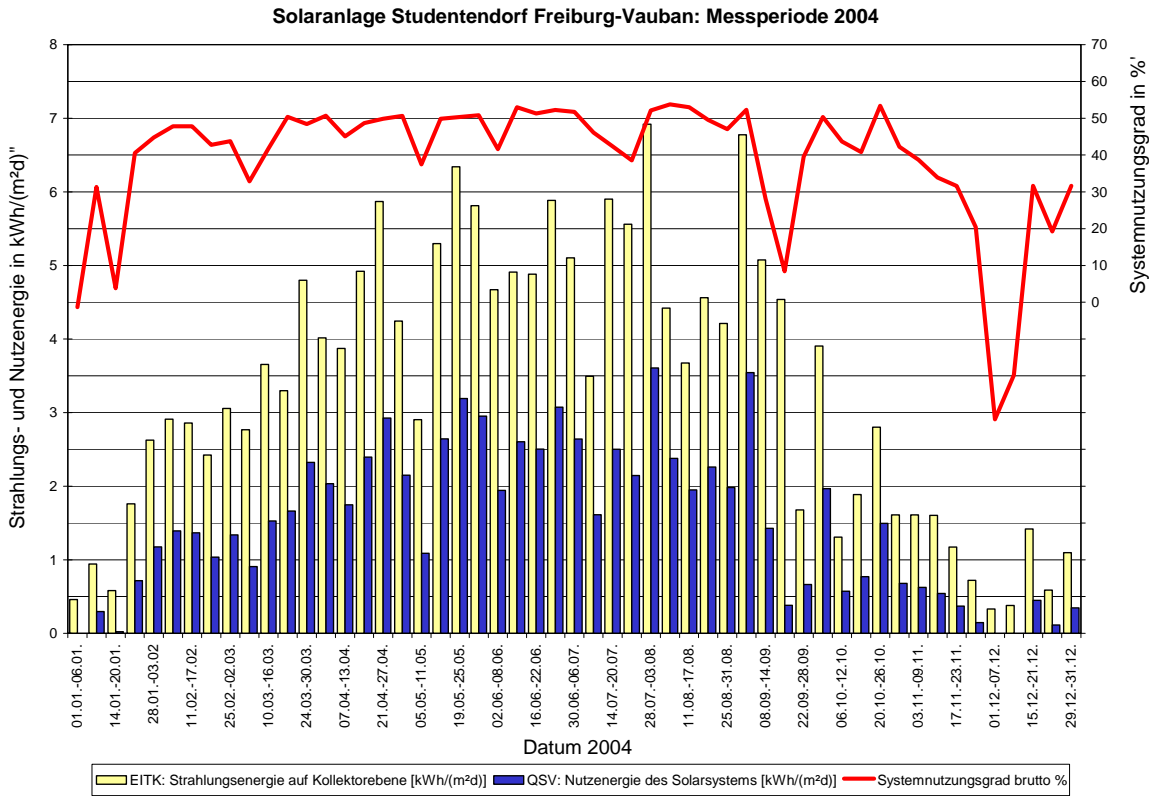


Bild 6.19 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (1. Intensivmessjahr nach Concheck)

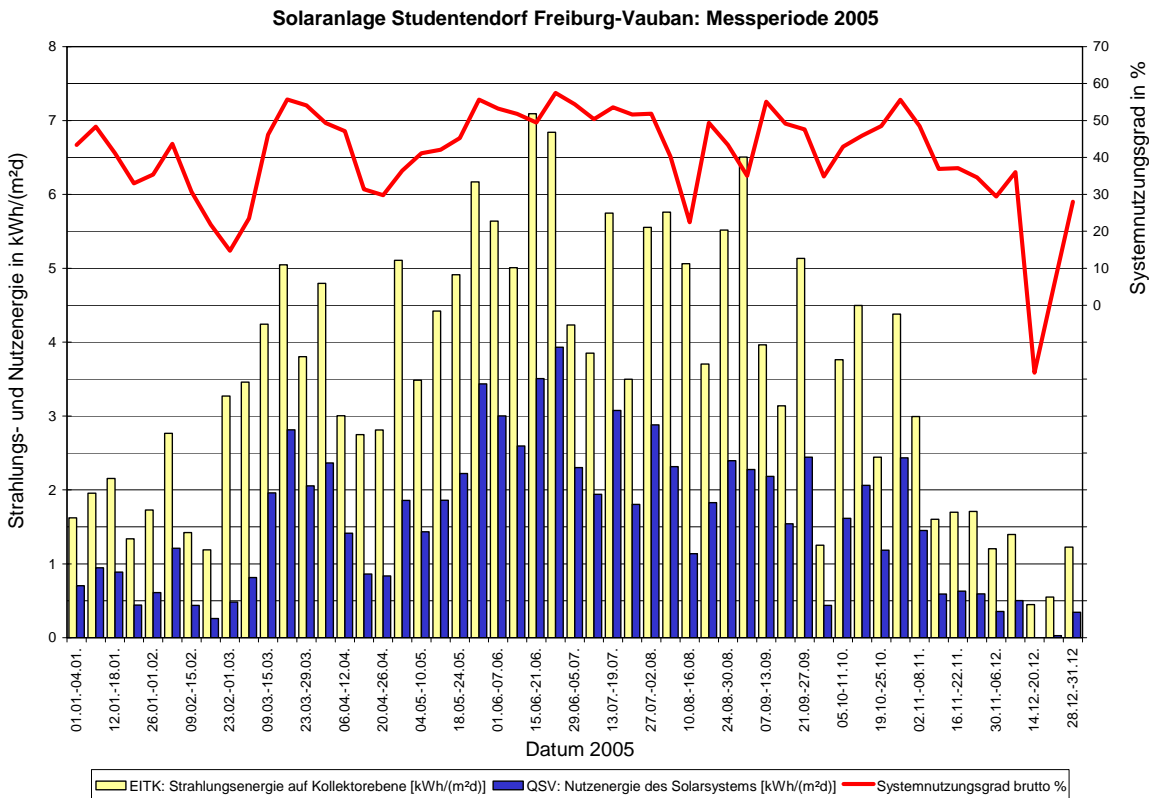


Bild 6.20 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (2. Intensivmessjahr nach Concheck)

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

In Bild 6.21 bis 6.24 ist der Verlauf des solaren Deckungsanteils bezogen auf den Energiebedarf für den Warmwasserverbrauch dargestellt. Als Balken aufgetragen sind die Wochensummen Nutzenergie aus dem Solarsystem und der jeweils entsprechende Energiebedarf für den reinen Warmwasserverbrauch d.h. ohne Berücksichtigung von Zirkulationsverlusten. Während der Sommersemesterferien ist der solare Deckungsanteil wegen des geringen Verbrauches und der gleichzeitig hohen Einstrahlung relativ hoch, außerhalb dieser Zeit nimmt er allerdings wegen des ansteigenden Verbrauches und gleichzeitig abnehmender Einstrahlung- und Nutzenergie stark ab.

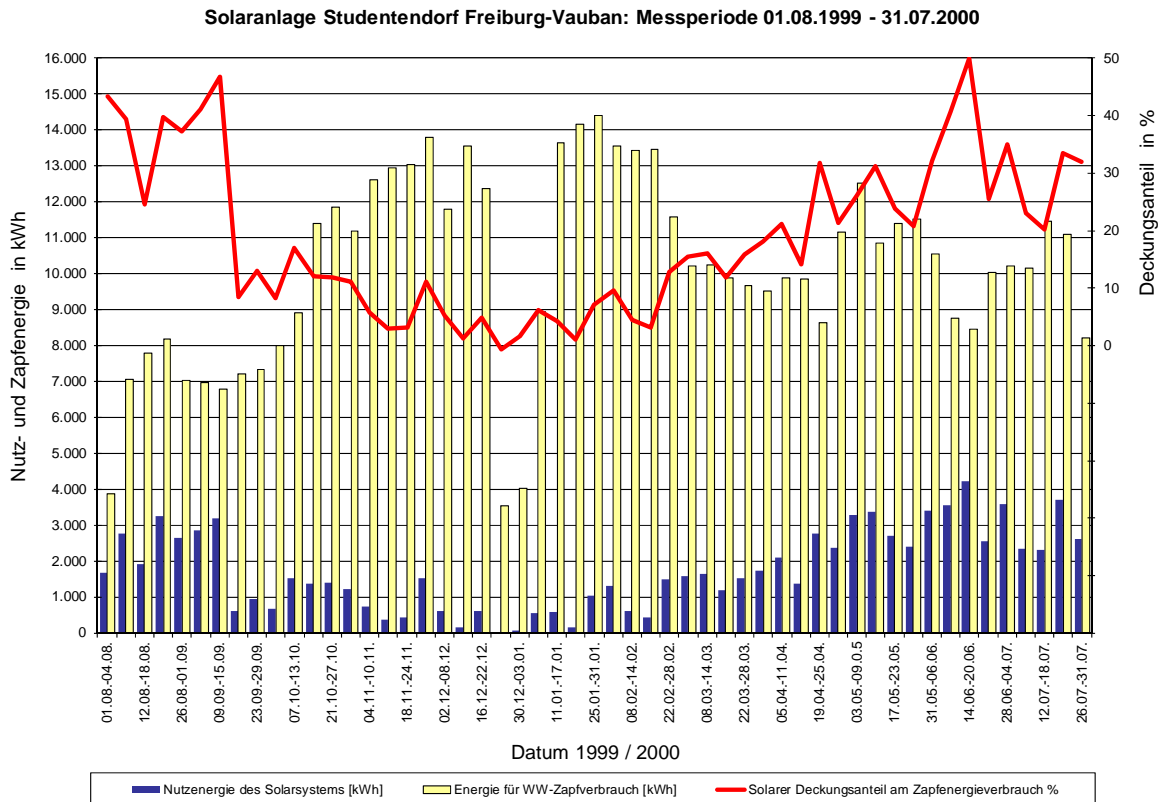


Bild 6.21 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Warmwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils bezogen auf die Energie für den Zapfverbrauch (1. Intensivmessjahr)

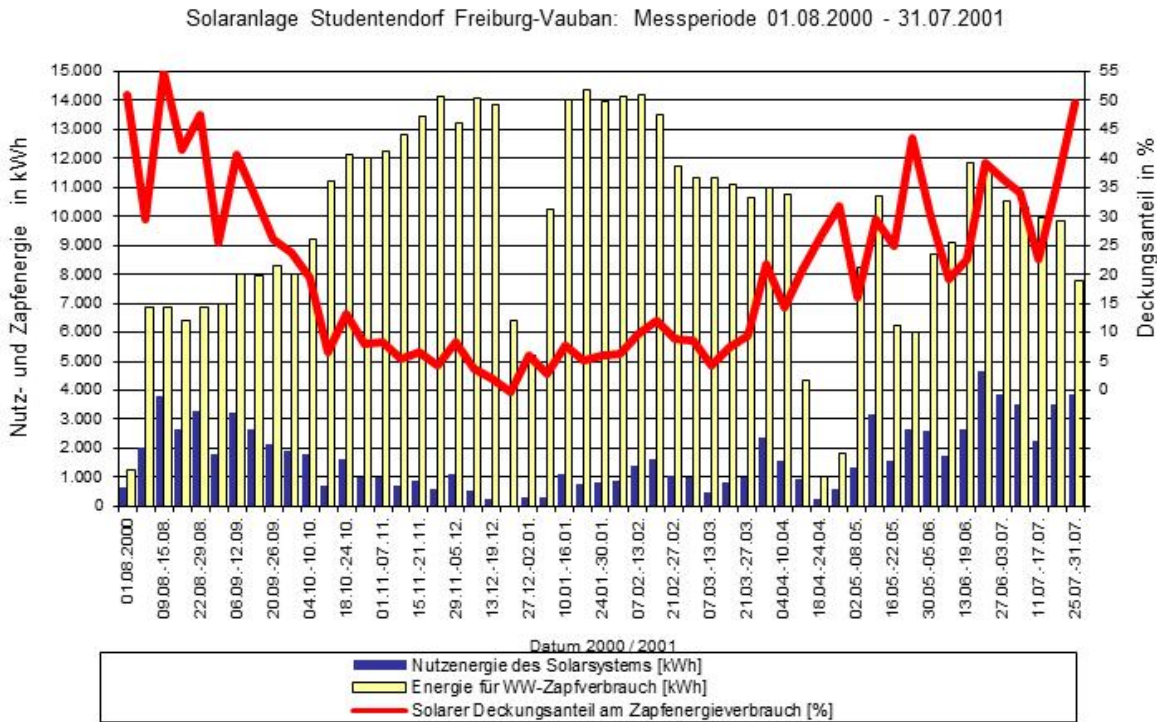


Bild 6.22 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Warmwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils bezogen auf die Energie für den Zapfverbrauch (2. Intensivmessjahr)

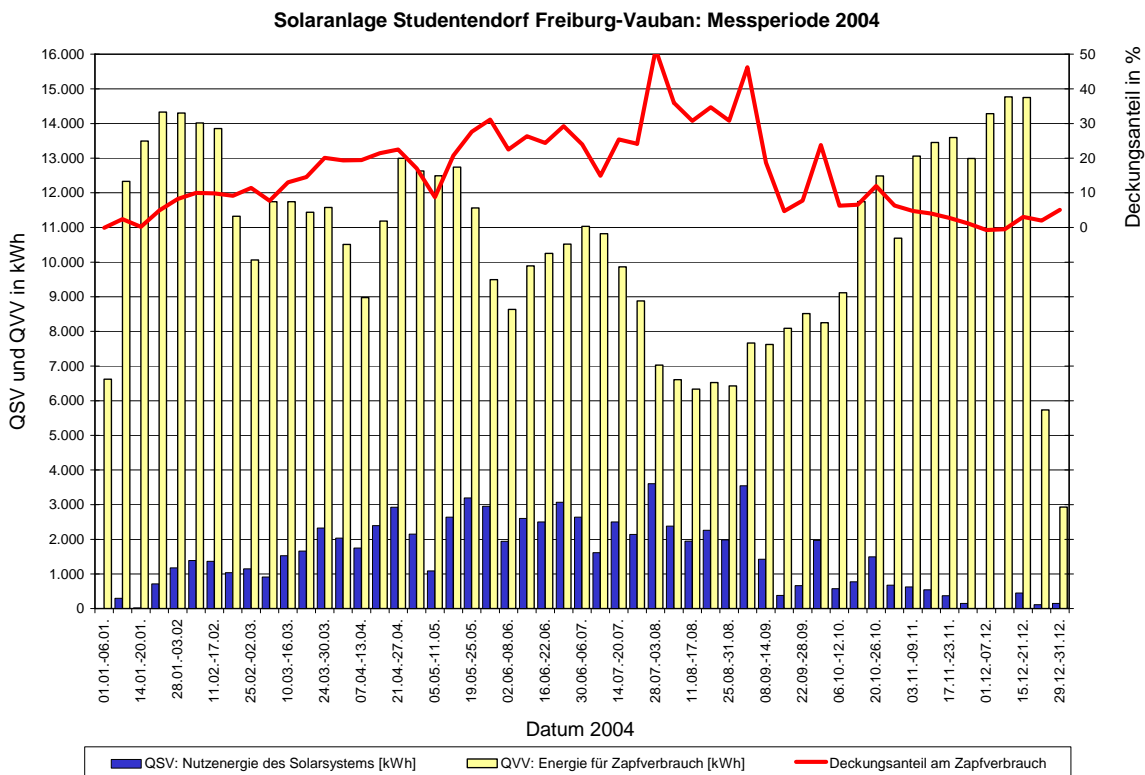


Bild 6.23 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Warmwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils bezogen auf die Energie für den Zapfverbrauch (1. Intensivmessjahr nach Concheck)

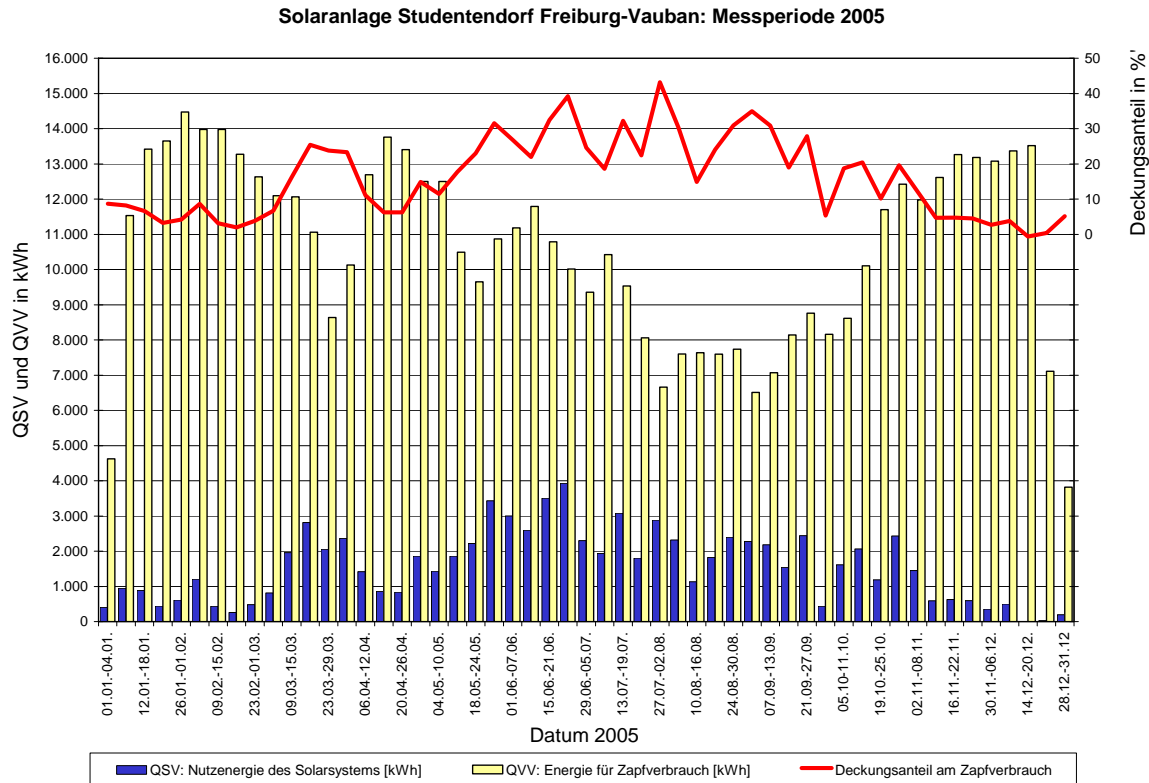


Bild 6.24 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Warmwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils bezogen auf die Energie für den Zapfverbrauch (2. Intensivmessjahr nach Concheck)

7 Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 81.406 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den geplanten Systemkosten von 111.434,84 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,119 €/kWh.

Mit dem im realen Betrieb gemessenen Jahresertrag von 93.035 kWh im 1. Intensivmessjahr bzw. 88.840 kWh im 2. Intensivmessjahr und den tatsächlich abgerechneten Systemkosten von 114.521,19 € ergeben sich **tatsächliche Nutzwärmekosten** von **0,107 €/kWh** bzw. **0,112 €/kWh**.

Nach dem Concheck-Umbau wurden im 1. Intensivmessjahr 79.754 kWh und im 2. Jahr 82.724 kWh gemessen. Daraus ergeben sich mit den tatsächlich abgerechneten Systemkosten tatsächliche Nutzwärmekosten von **0,125 €/kWh** bzw. **0,121 €/kWh**.

Eine Übersicht der geplanten und realen Kennwerte zeigt Tabelle 7.1. Die Verteilung der Systemkosten ist in Bild 7.1 dargestellt.

Tabelle 7.1 Garantierter Energieertrag, Systemkosten und solare Nutzwärmekosten für die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

	Vergabe	Real			
Investitionskosten Solarsystem (ohne MwSt)	82.111,76	84.315,68			
Planungskosten (ohne MwSt)	13.952,76	14.409,49			
Kosten Solarsystem + Planung (inkl. 16% MwSt)	111.434,84	114.521,19			
Spezifische Systemkosten (inkl. Planung und MwSt)	780 /m ²	802 /m ²			
	Garantie	1. Messjahr	2. Messjahr	1. Messjahr nach Concheck	2. Messjahr nach Concheck
Energieertrag aus Solarsystem	81.406 kWh/a 570 kWh/(m ² a) (Garantieertrag)	93.035 kWh 652 kWh/m ²	88.840 kWh 622 kWh/m ²	79.754 kWh 559 kWh/m ²	82.724 kWh 579 kWh/m ²
Solare Nutzwärmekosten *	0,119 /kWh	0,107 /kWh	0,112 /kWh	0,125 /kWh	0,121 /kWh
* Solare Nutzwärmekosten = (Systemkosten x rel. Annuität) / Solarertrag rel. Annuität = 8,72 %, basierend auf 20 Jahren Anlagenlebensdauer und 6% Kapitalzins.					

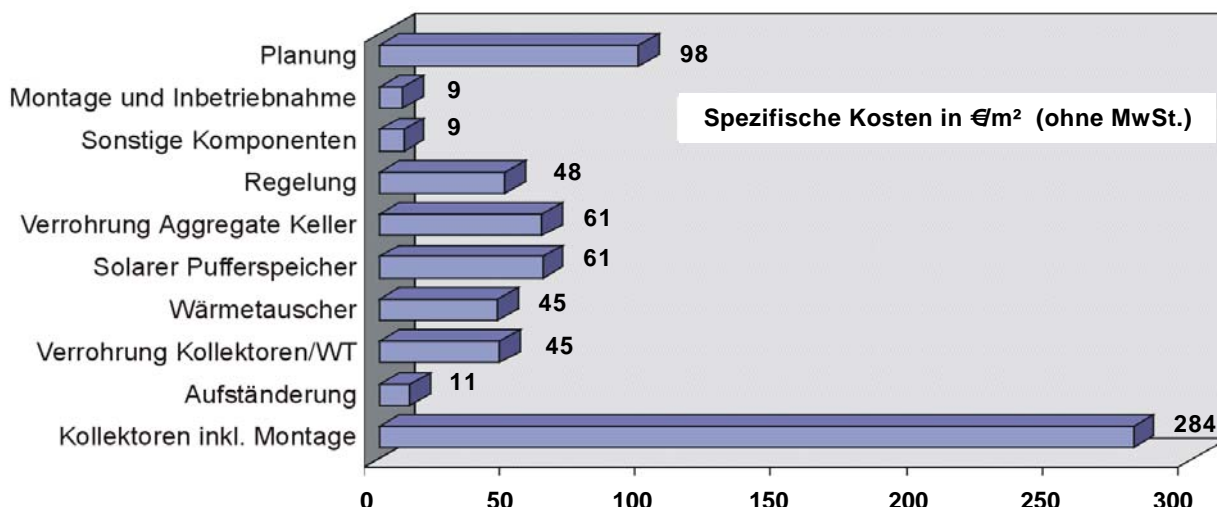


Bild 7.1 Verteilung der spezifischen Kosten für das Solarsystem im Studentendorf Freiburg-Vauban

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphase nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmen, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen werden die in der Nachrechnung ermittelten korrigierten Werte für Energieertrag und Systemnutzungsgrad zusätzlich noch um 10% reduziert, d.h. die Garantie gilt als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90% der gemessenen Werte ist.

In den folgenden Tabellen 7.2 und 7.3 ist das prinzipielle Ablaufschema der Garantiekorrektur für das 1. und 2. Intensivmessjahr skizziert, die Tabellen 7.6 und 7.7 zeigen das vollständige Berechnungsblatt der beiden Intensivmessjahre. Für die beiden Intensivmessjahre nach erfolgtem Cocheck-Umbau sind die Ablaufschemata in den Tabellen 7.4 und 7.5 dargestellt. Die vollständigen Berechnungen sind in den Tabellen 7.8 und 7.9 zu finden.

In beiden Intensivmessjahren wurde die Energiegarantie erfüllt.

Für das dritte Messjahr (01.08.2001 – 31.07.2002) wurde wegen der in Kapitel 6 beschriebenen Anlagenausfällen (Ventildefekt und Umbauarbeiten) keine Garantienachrechnung durchgeführt. Eine Datenkorrektur für die Ausfallzeiten (ca. 10 Wochen) war nicht möglich. Die Solarerträge und Nutzungsgrade in den Monaten mit Normalfunktion der Anlage zeigen jedoch, dass bei Nichtauftreten der Ausfälle die Garantiewerte mit höchster Wahrscheinlichkeit erreicht worden wären.

Nach Abschluss der Cocheck-Umbauarbeiten an der Solaranlage wurde mit zwei neuen Messjahren begonnen, mit deren Messergebnissen zwei weitere Garantienachrechnung erstellt wurden.

Tabelle 7.2 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (1. Intensivmessjahr)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	81.406 kWh/a	42,46 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	90.862 kWh/a	46,58 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,8959	0,9114
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	103.643 kWh/a	56,03 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	92.857 kWh/a	51,07 %
6	Messergebnis 01.08.1999 – 31.07.2000	93.036 kWh/a	50,26 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	100,19 %	98,42 %

¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und den Daten für die horizontale Strahlung)

Da der reale Ertrag 100,19 % und der reale Systemnutzungsgrad 98,42 % der jeweiligen korrigierten Garantiewerte betragen, ist die Garantie für die Solaranlage des Studentendorfs Freiburg-Vauban erfüllt.

Tabelle 7.3 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (2. Intensivmessjahr)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	81.406 kWh/a	42,46 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	90.862 kWh/a	46,58 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,8959	0,9114
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	94.104 kWh/a	52,53 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	84.311 kWh/a	47,88 %
6	Messergebnis 01.08.2000 – 31.07.2001	88.840 kWh/a	49,30 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	105,37 %	102,97 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und den Daten für die horizontale Strahlung)			

Da Ertrag und Systemnutzungsgrad über 90 % der Garantiewerte erreicht haben, wurde auch im 2. Intensivmessjahr die Garantie erfüllt.

Tabelle 7.4 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (1. Intensivmessjahr nach Concheck)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	81.406 kWh/a	42,46 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	90.862 kWh/a	46,58 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,8959	0,9114
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	91.260 kWh/a	51,84 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	81.763 kWh/a	47,25 %
6	Messergebnis 01.01.2004 – 31.12.2004	79.754 kWh/a	45,09 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	97,54 %	95,43 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und den Daten für die horizontale Strahlung)			

Da der reale Ertrag 97,54 % und der reale Systemnutzungsgrad 95,43 % der jeweiligen korrigierten Garantiewerte betragen, ist die Garantie für die Solaranlage des Studentendorfs Freiburg-Vauban erfüllt.

Tabelle 7.5 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (2. Intensivmessjahr nach Concheck)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
-------	------	--------	--------------------

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	81.406 kWh/a	42,46 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	90.862 kWh/a	46,58 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,8959	0,9114
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	101.428 kWh/a	54,86 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	90.872 kWh/a	50,00 %
6	Messergebnis 01.01.2005 – 31.12.2005	82.724 kWh/a	44,58 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	91,03 %	89,16 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und den Daten für die horizontale Strahlung)			

Da Ertrag und Systemnutzungsgrad über 90 % der Garantiewerte erreicht haben, wurde auch im 2. Intensivmessjahr nach Concheck die Garantie erfüllt.

Insgesamt fallen die Erträge nach erfolgtem Concheck-Umbau geringer aus (vgl. 6.1.2) als vorher. Beim Umbau, wurde der Beladewärmeübertrager von den Mitarbeitern des Fraunhofer ISE nach VDI 6002-1 dimensioniert. Dies ergab eine kleinere Wärmeübertragungsfläche im Vergleich zu ist dem zuvor eingebauten Wärmeübertrager. Dementsprechend fällt die Übertragungsleistung geringer aus, was insgesamt zu einer schlechteren Systemperformance führt. Ein Austausch des nun kleineren Wärmeübertragers durch einen mit gleichen Leistungsdaten wie vor Concheck wurde bisher jedoch aus Kostengründen nicht durchgeführt. Im Interesse des Betreibers, einer Effizienzverbesserung und der Vergleichbarkeit der Messergebnisse vor und nach Umbau, wäre der Einbau eines Wärmeübertragers mit gleicher Leistung.

Tabelle 7.6 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (1. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages					
Objekt:		Studentendorf Freiburg-Vauban			
Messperiode:		01.08.1999 - 31.07.2000			
Berechnungen durchgeführt von:		Fachhochschule Offenburg			
			A		
		Einheit	Wert	Anmerkungen	
				Abweich.	
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte					
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben	
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	191.735	vom Bieter angegeben (für 142,8 m ²)	
5	garantierter Ertrag	kWh/a	81.406	vom Bieter garantiert	
6	garantiertes eta	%	42,46	gar. eta=(A5/A4)*100%	
7					
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)					
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben	
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben	
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	195.047	mit T*SOL berechnet (für 142,8 m ²)	
13	Ertrag	kWh/a	90.862	mit T*SOL berechnet	
14	eta	%	46,58	eta=(A13/A12)*100%	
15	Faktor Ertrag		0,8959	Faktor Ertrag=A5/A13	
16	Faktor eta		0,9114	Faktor eta=A6/A14	
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-				
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
20					
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte 01.08.1999 – 31.07.2000)					
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	9.681	gemessen	58,21%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.127,1	gemessen	-5,63%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/August	°C	18 und 16	gemessen	
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	184.974	mit T*SOL berechnet	-5,16%
26	Ertrag	kWh/a	103.643	mit T*SOL berechnet	14,07%
27	eta	%	56,03	eta = (A26/A25)*100%	20,28%
28					
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren					
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	92.857	korr. Ertrag=A26*A15	
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	51,07	korr. eta=A27*A16	
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.				
35					
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen					
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	9.681	gemessen	
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.127,1	gemessen	
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	185.112	gemessen	
40	gemessener Ertrag	kWh/a	93.036	gemessen	
41	gemessenes eta	%	50,26	gem. eta=(A40/A39)*100%	
42					
43 Ergebnis:					
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	100,19	erreich. Energie=(A40/A30)*100%	
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	98,42	erreich. eta=(A41/A31)*100%	
46	Garantie		erfüllt		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.					

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Tabelle 7.7 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (2. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages					
Objekt:	Studentendorf Freiburg-Vauban				
Messperiode:	01.08.2000 - 31.07.2001				
Berechnungen durchgeführt von:	Fachhochschule Offenburg				
			A		
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.	
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte					
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben	
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	191.735	vom Bieter angegeben (für 142,8 m ²)	
5	garantierter Ertrag	kWh/a	81.406	vom Bieter garantiert	
6	garantiertes eta	%	42,46	gar. eta=(A5/A4)*100%	
7					
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)					
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben	
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben	
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	195.047	mit T*SOL berechnet (für 142,8 m ²)	
13	Ertrag	kWh/a	90.862	mit T*SOL berechnet	
14	eta	%	46,58	eta=(A13/A12)*100%	
15	Faktor Ertrag		0,8959	Faktor Ertrag=A5/A13	
16	Faktor eta		0,9114	Faktor eta=A6/A14	
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-				
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
20					
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte 01.08.2000 – 31.07.2001)					
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	8.844	gemessen	44,53%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.104,2	gemessen	-7,55%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Feb./Aug.	°C	20 und 18	gemessen	
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	179.146	mit T*SOL berechnet	-8,15%
26	Ertrag	kWh/a	94.104	mit T*SOL berechnet	3,57%
27	eta	%	52,53	eta = (A26/A25)*100%	12,76%
28					
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren					
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	84.311	korr. Ertrag=A26*A15	
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	47,88	korr. eta=A27*A16	
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.				
35					
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen					
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	8.844	gemessen	
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.104,2	gemessen	
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	180.218	gemessen	
40	gemessener Ertrag	kWh/a	88.840	gemessen	
41	gemessenes eta	%	49,30	gem. eta=(A40/A39)*100%	
42					
43	Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	105,37	erreich. Energie=(A40/A30)*100%	
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	102,97	erreich. eta=(A41/A31)*100%	
46	Garantie		erfüllt		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.					

Tabelle 7.8 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (1. Intensivmessphase nach Concheck)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages				
Objekt:		Studentendorf Freiburg-Vauban		
Messperiode:		01.01.2004 - 31.12.2004		
Berechnungen durchgeführt von:		Fachhochschule Offenburg		
		A		
		Einheit	Wert	Anmerkungen
				Abweich.
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	191.735	vom Bieter angegeben (für 142,8 m ²)
5	garantierter Ertrag	kWh/a	81.406	vom Bieter garantiert
6	garantiertes eta	%	42,46	gar. eta=(A5/A4)*100%
7				
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	195.047	mit T*SOL berechnet (für 142,8 m ²)
13	Ertrag	kWh/a	90.862	mit T*SOL berechnet
14	eta	%	46,58	eta=(A13/A12)*100%
15	Faktor Ertrag		0,8959	Faktor Ertrag=A5/A13
16	Faktor eta		0,9114	Faktor eta=A6/A14
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-			
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die			
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.			
20				
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte 01.08.1999 – 31.07.2000)				
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	10.712	gemessen 75,06%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.093,8	gemessen -8,42%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/August	°C	18 und 16	gemessen
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	176.043	mit T*SOL berechnet -9,74%
26	Ertrag	kWh/a	91.260	mit T*SOL berechnet 0,44%
27	eta	%	51,84	eta = (A26/A25)*100% 11,28%
28				
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	81.763	korr. Ertrag=A26*A15
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	47,25	korr. eta=A27*A16
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,			
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-			
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	10.712	gemessen
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.093,8	gemessen
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	176.890	gemessen
40	gemessener Ertrag	kWh/a	79.754	gemessen
41	gemessenes eta	%	45,09	gem. eta=(A40/A39)*100%
42				
43 Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	97,54	erreich. Energie=(A40/A30)*100%
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	95,43	erreich. eta=(A41/A31)*100%
46	Garantie		erfüllt	
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).				
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.				

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Tabelle 7.9 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (2. Intensivmessphase nach Concheck)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages					
Objekt:	Studentendorf Freiburg-Vauban				
Messperiode:	01.01.2005 - 31.12.2005				
Berechnungen durchgeführt von:	Fachhochschule Offenburg				
			A		
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.	
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte					
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben	
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	191.735	vom Bieter angegeben (für 142,8 m ²)	
5	garantierter Ertrag	kWh/a	81.406	vom Bieter garantiert	
6	garantiertes eta	%	42,46	gar. eta=(A5/A4)*100%	
7					
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)					
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	6.119	vorgegeben	
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	30 und 20	vorgegeben	
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	195.047	mit T*SOL berechnet (für 142,8 m ²)	
13	Ertrag	kWh/a	90.862	mit T*SOL berechnet	
14	eta	%	46,58	eta=(A13/A12)*100%	
15	Faktor Ertrag		0,8959	Faktor Ertrag=A5/A13	
16	Faktor eta		0,9114	Faktor eta=A6/A14	
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-				
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
20					
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte 01.08.2000 – 31.07.2001)					
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	10.040	gemessen	64,08%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.111,9	gemessen	-6,91%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Feb./Aug.	°C	10 und 16	gemessen	
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	184.870	mit T*SOL berechnet	-5,22%
26	Ertrag	kWh/a	101.428	mit T*SOL berechnet	11,63%
27	eta	%	54,86	eta = (A26/A25)*100%	17,77%
28					
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren					
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	90.872	korr. Ertrag=A26*A15	
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	50	korr. eta=A27*A16	
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.				
35					
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen					
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	10.040	gemessen	
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.111,9	gemessen	
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	185.558	gemessen	
40	gemessener Ertrag	kWh/a	82.724	gemessen	
41	gemessenes eta	%	44,58	gem. eta=(A40/A39)*100%	
42					
43	Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	91,03	erreich. Energie=(A40/A30)*100%	
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	89,16	erreich. eta=(A41/A31)*100%	
46	Garantie		erfüllt		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.					

8 Projektbeteiligte

Betreiber:

Studentenwerk Freiburg

Anstalt des öffentlichen Rechts
Schreiberstraße 12
79098 Freiburg i. Br.
Telefon 0761/2101-227

Objektanschrift:

Studentendorf Vauban
Merzhauserstraße 154/15
79100 Freiburg i. Br.

Planung:

Ingenieurbüro Fischer
Hochstetterstraße 9
79206 Breisach
Telefon 07667/944-20

Installation:

Firma Schmid
Heizung – Lüftung – Sanitär
Reblingstraße 11
79227 Schallstadt-Wolfenweiler
Telefon 07664/9709-0

Projektmanagement:

PtJ – Projektträger des BMBF, BMWA und
BMU
Forschungszentrum Jülich GmbH
Außenstelle Berlin
Wallstraße 17 – 22
10179 Berlin
Herr Dr. Donat
Telefon 030/20199-427
p.donat@fz-juelich.de

Federführende Programmbegleitung:

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Verbindungsstraße 19
40723 Hilden
Herr Dr. Peuser
Herr Dipl.-Ing. Croy
Telefon 02103/244-0
zfs.energie@t-online.de

Wissenschaftlich-technische Begleitung:

Fachhochschule Offenburg
Studiengang Versorgungstechnik
77652 Offenburg
Herr Prof. Bollin
Herr Dipl.-Ing. (FH) Huber
Telefon 0781/205-294
bollin@fh-offenburg.de
Klaus.huber@fh-offenburg.de

9 Internet

Informationen zum Förderkonzept Solarthermie-2000 und den darin betreuten Solaranlagen sind im Internet zugänglich.

<http://www.solarthermie2000.de>

und

<http://www.fh-offenburg.de/mv/st2000>

Die Momentanwerte der Anlagenregelung können online über Internet abgerufen werden:

<http://129.143.9.3/>

10 Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003
- /9/ Abschlussbericht zum Projekt *ConCheck*, Entwicklung und Erprobung von Regelungssystemen für die Be- und Entladeseite von großen solarthermischen Anlagen, BMWi-

Förderkennzeichen 0329270; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Freiburg,
16.06.2003

Dieser Bericht und weitere Berichte zu den von der Fachhochschule Offenburg begleiteten Solar-
großanlagen können als PDF-Dokument per e-mail bei der FH Offenburg angefordert werden.

Bisher erschienene Berichte:

- Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban (032 9652 J)
- Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim (032 0652 G)
- Solaranlage Hegau-Klinikum Singen (032 9652 H)
- Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden (032 9652 K)
- Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg (032 9652 O)
- Solaranlage Albtherme Waldbronn (032 9652 P)
- Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (032 9604 C)

Die Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für
Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000 unter
dem Förderkennzeichen 0329652J zu 73% gefördert.



Solarthermie2000plus

Wissenschaftlich-technische Begleitung von solarthermischen
Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern

Schlußbericht

Solaranlage Albtherme Waldbronn



Förderkennzeichen: 032 9652 P

Berichtszeitraum: 01.05.2002 bis 30.06.2010

Hochschule Offenburg

Prof. Elmar Bollin
Dipl.-Ing. (FH) Daniel Jödicke, M.Sc.
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber

Offenburg, Juli 2010

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	3
1.1	Solarthermie-2000, Teilprogramm 2	3
1.2	Förder- und Auswahlkriterien	4
1.3	Solarthermie2000plus.....	5
2	Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems	5
3	Objektbeschreibung	9
3.1	Allgemeine Beschreibung des Objektes	9
3.2	Auslegungswerte für die Solaranlage	14
3.3	Ablauf der Ausschreibung	18
4	Beschreibung der technischen Systeme	19
4.1	Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems.....	19
4.2	Regelung	22
5	Messtechnik	25
5.1	Messstellen im Solarsystem	25
5.2	Definition der Kennzahlen des Solarsystems.....	29
6	Betriebserfahrungen und Messergebnisse.....	30
6.1	Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung	30
6.2	Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen.....	37
6.2.1	Warmwasserverbrauch und Auslastung.....	41
6.2.2	Energien und Nutzungsgrade	49
7	Systemkosten und garantierter Energieertrag.....	57
8	Projektbeteiligte	63
9	Internet	63
10	Literatur	64

1 Einleitung

1.1 Solarthermie-2000, Teilprogramm 2

Im Rahmen des BMU-Förderkonzeptes Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 sollen in ganz Deutschland 100 solarthermische Großanlagen zur Trinkwassererwärmung errichtet werden. Durch die Förderung dieser Demonstrations- und Forschungsanlagen soll eine umfassende Erprobung und Optimierung von Systemen zur aktiven thermischen Solarenergienutzung bei unterschiedlichen Anwendungsfällen erfolgen. Im Teilprogramm 2 sollen die technischen Voraussetzungen für einen künftigen wirksamen Beitrag der Solarthermie zur Energieversorgung geschaffen und gleichzeitig durch Systemstandardisierung die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit dieser Anlagen verbessert werden. Ausreichende Erfahrungen mit den unterschiedlichsten Systemkombinationen können nur dann gesammelt werden, wenn eine repräsentative Anzahl der diversen Anlagenvarianten errichtet, über einen längeren Zeitraum betrieben und gleichzeitig intensiv beobachtet und analysiert werden kann.

In Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 soll anhand von Beispiellösungen für größere solarthermische Anlagen mit einer Mindestkollektorfläche von 100 m² an unterschiedlich genutzten Gebäuden nachgewiesen werden, dass im Bereich der thermischen Solarenergienutzung technisch gute Lösungen zur Verfügung gestellt werden können. Diese Systemlösungen sollen weiter verbessert und angepasst werden. Zugleich soll erreicht werden, dass die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gesteigert wird, indem durch Reduzierung der spezifischen Systemkosten und Erhöhung des spezifischen Nutzenergieertrages die solaren Nutzwärmekosten gesenkt werden.

Dazu wird im Programm gefordert, dass die Kosten der solaren Nutzwärme einen oberen Grenzwert von 0,128 €/kWh nicht überschreiten. Dieser Grenzwert basiert auf einer angenommenen Lebensdauer der Solaranlage von 20 Jahren und einem Zinssatz von 6%. Erklärtes Ziel des Programms ist es, diesen Grenzwert zu unterbieten, um die Konkurrenzfähigkeit der Solarenergienutzung gegenüber konventionellen Energieträgern weiter zu verbessern.

Das Programm hat darüber hinaus folgende Ziele:

- Stärkung der Vorbild- und Multiplikatorwirkung des öffentlichen Bereiches für den Einsatz neuer, umweltfreundlicher Energietechniken
- Erweiterung des Erkenntnisstandes durch Einbindung in die Technologieverbreitung bei
 - den beteiligten Bundes-, Landes- und kommunalen Behörden sowie deren Einrichtungen
 - den lokalen Energieversorgungsunternehmen
 - den regionalen Handwerkskammern
 - dem produzierenden Gewerbe (Kollektor-, Speicherhersteller, etc.)

- den Installationsfirmen (Sanitär, Heizung, etc.)
- den planenden Architekten und Fachingenieuren
- den Hochschulen und sonstigen wissenschaftlichen Einrichtungen
- Erarbeitung von Beispiellösungen zum Aufbau von Solarsystemen für die diversen Einsatzfälle und zu ihrer Integration in die konventionelle Energieversorgungstechnik
- Intensive Informationsvermittlung über die Möglichkeiten der Solartechnik an die breite Öffentlichkeit

Ein wissenschaftliches Begleitprogramm soll durch kontinuierliche Messwerterfassung und -auswertung sowie Systemanalyse insbesondere Aussagen zum Energieertrag, zum Langzeitverhalten, zur Betriebssicherheit, zum Wartungsaufwand und damit zur Wirtschaftlichkeit der Solaranlage liefern.

Durch zweckmäßige Optimierungsmaßnahmen an den einzelnen Systemen sollen die günstigsten System- und Anbindungsvarianten ermittelt werden.

1.2 Förder- und Auswahlkriterien

1. Gefördert werden solarthermische Demonstrationsanlagen für bestehende oder neu zu errichtende Gebäude des Bundes und der Länder einschließlich ihrer nachgeordneten Einrichtungen, der Kommunen einschließlich kommunaler Betreibergesellschaften und kommunaler Wohnungsgesellschaften sowie Wohnungsbaugenossenschaften und anderer Körperschaften, Anstalten und Stiftungen des öffentlichen Rechts sowie Körperschaften privaten Rechts, die gemeinnützigen Zwecken dienen und deren Gebäude überwiegend mit öffentlichen Mitteln finanziert werden.
2. Antragsberechtigt sind die Eigentümer der Liegenschaften gemäß 1 sowie in besonderen Fällen lokale Energieversorger dieser Gebäude (Wärmelieferungsmodelle).
3. Die Bausubstanz, die konventionelle Energieversorgungstechnik sowie der Wärme- bzw. Warmwasserbedarf müssen gute Voraussetzungen für die Nutzung der Solartechnik bieten.
4. Bei bestehenden Gebäuden wird davon ausgegangen, dass eine evtl. notwendige energie- bzw. haustechnische Anlagensanierung als Eigenleistung durch den Antragsteller vorlaufend oder zeitgleich erbracht wird.
5. Der Wärmebedarf muss die Errichtung einer Solaranlage mit einer Größe von mindestens 100 m² Kollektorfläche rechtfertigen; in der Regel muss dazu der tägliche Warmwasserverbrauch ganzjährig bei ca. 7 m³/d oder mehr liegen. Eine geeignete Fläche für die Aufstellung der Kollektoren muss vorhanden sein.

6. Maßgebend für die Projektauswahl sind die zu erwartenden Nutzwärmekosten der mit der Anlage bereitgestellten Wärme. Sie sollen 0,128 €/kWh nicht überschreiten. Die Ermittlung der Nutzwärmekosten erfolgt nach einem einheitlichen und vorgegebenen Verfahren; die Einzelheiten zum Berechnungsverfahren sind in einem Erläuterungsblatt für Antragsteller, das über das Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) erhältlich ist, näher aufgeführt.
7. Zur Sicherung eines breiten Demonstrationseffektes wird außerdem die Vielfalt unterschiedlicher Standorte, Anlagengrößen, technischer Systemlösungen, Hersteller, Gebäudearten und Betreiber berücksichtigt. Die wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen müssen jedoch in jedem Fall erfüllt sein.
8. Die geförderten Anlagen müssen eine hohe Demonstrationswirkung für die Öffentlichkeit haben und als Anschauungs- und Lernobjekte geeignet sein.
9. Der Betreiber muss sich zur Teilnahme an dem begleitenden Mess- und Auswertungsprogramm über einen Zeitraum von ca. 3 Jahren in Zusammenarbeit mit dafür ausgewählten wissenschaftlichen Einrichtungen bereit erklären.

1.3 Solarthermie2000plus

Seit 27.02.2004 ist das Förderkonzept „Solarthermie-2000“ ersetzt durch das Förderkonzept „Solarthermie2000plus“. Mit Solarthermie2000plus führt das BMU im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung die langfristig angelegten Forschungsaktivitäten zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie mit neuen Schwerpunkten fort. Gegenstand der Förderung im neuen Förderkonzept sind insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot- und Demoanlagen mit einer erforderlichen Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die Begleitforschung für z.B.

- solar unterstützte, kombinierte Trinkwassererwärmungs- und Heizungsanlagen bei solaren Deckungsanteilen von mindesten 10 %,
- solar unterstützte Wärmenetze mit etwa 35 bis 60 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf,
- die Einbindung von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze,
- integrale Konzepte zur Einbindung von Solarwärme, Geothermie, Abwärme und energetische Biomassenutzung zur weitestgehend CO₂-neutralen Wärmeversorgung,
- die solar unterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Trinkwassererwärmung und Heizung ,
- solare Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

unter www.solarthermie2000plus.de finden Sie weitere Informationen zu Solarthermie2000plus

2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems

Kollektoren

Kollektorhersteller	Plambeck Neue Energien Solar-Technik GmbH (vormals: SET)		
Kollektortyp	A1-GK 965		
Bauartzulassung	01-328-056		
Absorbermaterial	Kupfer		
Beschichtung	„Sunselect“ (Sputterverfahren, Fa. Interpane)		
Frontabdeckung	Solarsicherheitsglas (entspiegelt, eisenarm)		
Material Kollektorrahmen	Aluminium		
Konversionsfaktor η_0	0,807 - bezogen auf aktive Absorberfläche		
Linearer Wärmeverlustkoeffizient	3,57 W/(m ² ·K) - bezogen auf aktive Absorberfläche		
Quadratischer Wärmeverlustkoeffizient	0,0083 W/(m ² ·K ²) - bezogen auf aktive Absorberfläche		
Winkelkorrekturfaktor	0,94 bei 50 °		
Wärmeträgerinhalt pro Kollektor	5,8 Liter		
Prüfinstitut und Test Nr.	SPF Rapperswil, C480		
	Feld 1 (parallel zu Feld 2)	Feld 2 (parallel zu Feld 1)	Feld gesamt
Ausrichtung (Azimut) (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	+15 °	+15 °	+15 °
Neigung	30 °	30 °	30 °
Höhe Koll-oberkante über SV Keller	10,6 m	10,6 m	10,6 m
Anzahl Kollektoren	18 (3 parallele Teilfelder mit je 6 Kollektoren)	8 (1 seriell durchströmtes Feld)	26 (2 parallele Felder)
Aktive Kollektorfläche	156,6 m ²	69,6 m ²	226,2 m ²
Volumenstrom durch Kollektorfelder	2.423 l/h ≙ 15,5 l/(h·m ²)	1.077 l/h ≙ 15,5 l/(h·m ²)	3.500 l/h ≙ 15,5 l/(h·m ²)

Rohrleitung vom Gesamt-Kollektorfeld zu den Wärmetauschern

	Außenbereich	Innenbereich
Rohrmaterial	Kupfer, gepresst	Kupfer / Stahlrohr schwarz (bestehende Rohrleitung)
Material der Wärmedämmung	Aeroflex mit Blechummantelung (Alu)	Mineralwolle mit Blechummantelung
Dicke der Wärmedämmung	51 / 38 mm	42 mm

Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,040 W/mK	0,040 W/mK
Stat. Überdruck am Kollektorfeld	1,9 bar	
Stat. Überdruck am Wärmetauscher	3,0 bar	
Einfache Länge	85 / 15 m	65 m
Außendurchmesser d_a	42 / 28 mm	54 mm
Innendurchmesser d_i	39 / 21 mm	50 mm

Wärmeträger im Kollektorkreis

Hersteller	BASF
Markenname	Glythermin P 44
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	40/60 %
Basisstoff	Propylenglykol

Wärmetauscher Kollektorkreis/Trinkwasserkreis (WT1)

Hersteller	SWEP
Typ	PWT B45 x 130/1P-SC-S4x2
Fläche	16,9 m ²
mittlere log. Temperaturdifferenz	5,3 K
Wärmeleistung	116 kW
Material Tauscherplatten	Edelstahl (AISI 316)
Verbindungsart der Platten	gelötet

Wärmetauscher Kollektorkreis/Beckenwasserkreis (WT2)

Hersteller	SWEP
Typ	PWT B45 x 160/1P-SC-S4x2
Fläche	20,9 m ²
mittlere log. Temperaturdifferenz	5,3 K
Wärmeleistung	146 kW
Material Tauscherplatten	Edelstahl (AISI 316)
Verbindungsart der Platten	gelötet

Umwälzpumpen

	Kollektorkreis (P1)	Speicherladekreis (P2)
Hersteller	Grundfos	Grundfos
Typ	TP50-180/2	Magna 32-100
Elektr. Leistungsaufnahme	750 W	10 – 180 W

Ausdehnungsgefäß

Hersteller	Flamco (Holland)
Typ	Contra-Flex
Gefäßgröße	1 x 500 l + 1 x 200 l
Vordruck	3,4 bar

Regelung Solaranlage

Hersteller	Kieback & Peter
Typ	DDC 3000

3 Objektbeschreibung

3.1 Allgemeine Beschreibung des Objektes

Träger der Albtherme ist die Kurverwaltungsgesellschaft mbH der Gemeinde Waldbronn.

Die Albtherme Waldbronn wurde 1976 als „normales“ Hallenbad fertiggestellt und in zwei Bauabschnitten (1988 und 1996) zu einem Therapie- und Freizeitbad umgebaut. 2003 wurde der gesamte Eingangsbereich neu gestaltet.

Heute hat die Albtherme Waldbronn eine Beckenlandschaft mit drei Innen- und einem Außenbecken so wie verschiedenen Wassersprudelattributionen.

- Innen-Schwimmbecken: 280 m², 30 °C
- Spaßbecken: 106 m², 32 °C
- Therapiebecken: 32 m², 32 °C
- Außenbecken: 105 m², 35 °C

Die Beckentemperaturen sind ganzjährig konstant.

Die Albtherme liegt in einem Wohngebiet in Nähe der Kurklinik Waldbronn. Das Einzugsgebiet umfasst einen Umkreis von ca. 70 km. Die Albtherme hat ganzjährig geöffnet und wird jährlich von ca. 270.000 Badegästen besucht.

Die konventionelle Wassererwärmung erfolgt über zwei Gaskessel (2 x 1,2 MW) aus dem Jahre 1976, die in 1999 generalüberholt wurden (u.a. neue Brenner).

Die Becken werden mit Thermalwasser befüllt, die Duschwasserspeicher werden mit Stadtwasser (Trinkwasser) versorgt. Für die einzelnen Duschbereiche sind separate Wasserspeicher vorhanden:

- Duschen Vorreinigung: 2.500 l
- Duschen Sauna: 2.500 l
- Duschen Biosauna: 500 l
- Duschen Medizinische Bäderabteilung: 500 l

Die einzelnen Speicher können jeweils über einen separaten Wärmetauscher nachgeheizt werden.

Den Wasserspeichern vorgeschaltet ist ein weiterer Trinkwasserspeicher (2.500 l), in dem das solar erwärmte Trinkwasser gepuffert werden kann.

Zur solaren Unterstützung der Becken- und Duschwasserbeheizung wurde auf dem Flachdach des Gebäudes (Höhe über Grund: 7,50 m) ein 226 m² großes Kollektorfeld aufgestellt (Bild 3.2 und 3.3). Dessen Ausrichtung weicht um 15 ° aus der Südrichtung nach West ab, die Neigung

beträgt 30 °. Das Flachdach hat eine Holzbalken-Unterkonstruktion und ist mit Kies bedeckt. Aus Platzgründen wurden die Kollektoren auf zwei parallele Teilfelder aufgeteilt. Die Befestigung der Kollektoraufständerung erfolgte an Blechwannen, die auf das Flachdach gelegt und mit dem vorhandenen Kies beschwert wurden (Bild 3.4).

Hauptgründe für die Auswahl der Albtherme Waldbronn für Solarthermie-2000 waren:

- Annähernd permanenter Warmwasserverbrauch über den Tag und dadurch geringes Pufferspeichervolumen.
- Guter Zustand des Daches.
- Sehr gute Demonstrationswirkung.
- Gepflegter Eindruck des Bades und des Umfeldes.
- Anlagenkonzept mit Kombination Duschwasser- und Beckenwassererwärmung hat Vorbildcharakter für Bäder.
- Guter Anlagennutzungsgrad zu erwarten, da sich ca. 2/3 des Energiebedarfs auf niedrigem Temperaturniveau (Beckenwasser) befinden.
- Kostengünstige Installation der Solaranlage ist möglich und dadurch Wärmekosten von unter 0,11 €/kWh erreichbar.



Bild 3.1: Eingangsbereich der Albtherme Waldbronn



Bild 3.2: Dach der Albtherme Waldbronn mit den zwei Kollektor-Teilfeldern



Bild 3.3: Detailansicht Kollektor-Teilfeld 1 (links) und Teilfeld 2 (rechts)



Bild 3.4: Kollektor-Unterkonstruktion und Kollektormontage

Eine Besonderheit an der Solaranlage Albtherme Waldbronn ist die Umsetzung der Solaranlagenpräsentation vor Ort. Im Normalfall wird an jeder ST-2000 Solaranlagen zu Demonstrations- und Werbezwecken eine Anzeigetafel angebracht. Auf dieser Anzeigetafel sind üblicherweise ein vereinfachtes Solaranlagen-Funktionsschema und einige Momentanwerte wie z.B. Temperaturen, Einstrahlung und Solarertragsleistung dargestellt.

Bei der Albtherme Waldbronn wurde erstmals in ST-2000 anstatt einer Anzeigetafel ein Anzeigeterminal aufgestellt (Bild 3.5). Das Terminal besteht aus einem Gehäuse, in dessen Sockel ein PC untergebracht ist. Auf diesem PC läuft ein von IST Kändern erstelltes Programm, mit dem auf dem Bildschirm des Terminals ein Foto des Kollektorfelds, ein Funktionsschema der Solaranlage mit ausgewählten Momentanwerten (Temperaturen, Einstrahlung, Leistungen und Pumpenstatus) oder eine Übersicht mit Energiesummen und Kennwerten der Anlage dargestellt werden kann (Bild 3.6). Die dargestellten Momentan- und Integralwerte werden vom Messdatensystem der Solaranlage an den PC gesendet. Die Aktualisierung der Werte erfolgt dabei im Abstand von wenigen Sekunden.

Über ein Bedienfeld mit Kugel und Tasten zur Bedienung eines Mauszeigers kann der Betrachter zwischen den drei verschiedenen Bildschirmoberflächen hin und her wechseln.

Das Terminal bietet dem Betreiber die Möglichkeit, jederzeit weitere Oberflächen zu gestalten und in das Programm einzubinden. Zukünftig ist auch eine Einbindung des Terminals in ein Netzwerk geplant, über das die Solaranlagendarstellung auf weiteren Terminals (z.B. im Rathaus der Gemeinde Waldbronn) ermöglicht wird. Auch ein Zugriff über das Internet wäre realisierbar.

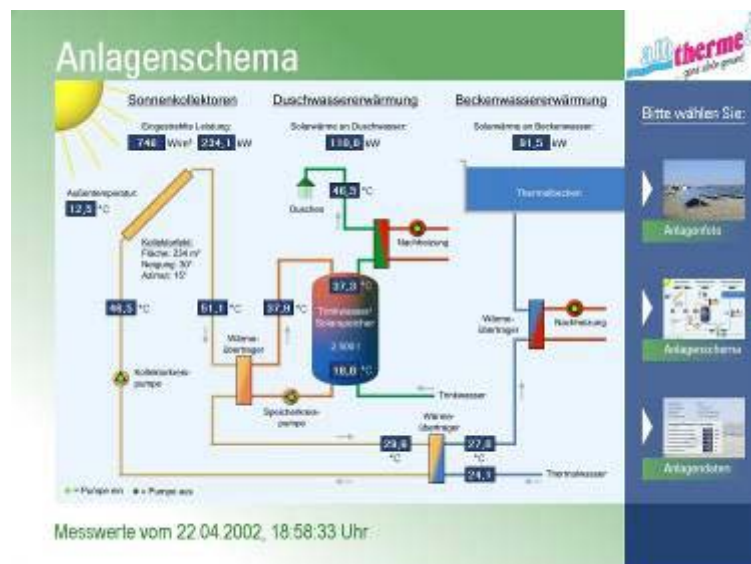


Bild 3.5: Anzeigeterminal der Solaranlage Albtherme Waldbronn

Screen 1



Screen 2



Screen 3



Bild 3.6: Bildschirmdarstellung (Screenshots) des Anzeigeterminals der Solaranlage Albtherme Waldbronn

3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen. Dieses Zapfprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm.

Die Verbrauchsermittlung in der Albtherme Waldbronn erfolgte auf Basis von täglich abgelesenen Zählerständen des Jahres 2000.

Der Trinkwarmwasserverbrauch (Duschen) wurde über einen Zähler in der Hauptzuleitung zu den Trinkwasserspeichern gemessen. Die Speicher werden mit Stadtwasser versorgt.

Der Beckenwasserverbrauch wurde über vier Zähler gemessen. Jedes der vier Becken hat einen eigenen Beckenkreis, über den bei Bedarf Frischwasser (Thermalwasser) nachgespeist wird. In jeder der Beckenkreis-Nachspeiseleitungen ist ein Zähler eingebaut, über den die Menge an nachgespeistem Frischwasser erfasst wird.

Zusätzlich zu den Wassermengen wurden noch die Kaltwassertemperatur des Stadt- und Thermalwassers so wie die Warmwassertemperatur des Duschwassers ermittelt.

Die Verbrauchsermittlung ergab zunächst zwei getrennte Verbrauchsprofile: Eines für den Trinkwasserverbrauch (Duschen etc.) und eines für die Beckenwassernachspeisung (Frischwasserverbrauch).

a) Trinkwarmwasser (Duschwasser)

Im Sommer beträgt der durchschnittliche tägliche Duschwasserverbrauch 5,5 bis 6 m³ bei einer Warmwassertemperatur von 58 bis 70 °C. Außerhalb des Sommers steigt der Verbrauch wegen der steigenden Zahl an Badegästen stark an. In den Monaten November bis März erhöht sich der Tagesverbrauch auf 25 – 27 m³, an stark frequentierten Wintertagen treten Spitzen von über 35 m³/d auf.

Die Kaltwassertemperatur beträgt im Sommer ca. 25 °C, im Winter ca. 17 °C. Die recht hohen Kaltwassertemperaturen ergeben sich durch eine Abwärmenutzung des Duschwassers, die der Trinkwassererwärmung vorgeschaltet ist.

Bezieht man den Verbrauch auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C, so ergibt sich für die Auslegung (Sommer) ein Verbrauch von 6 m³/Tag. An Samstagen liegt der Verbrauch bei 4,5 m³, an Sonntagen bei 5,5 m³.

Das Maximum des Monatsverbrauchs liegt mit ca. 911 m³ im Januar, was in etwa das 5,5-fache des geringsten Monatsverbrauchs von ca. 158 m³ im August entspricht.

Der Jahresverbrauch an Trinkwarmwasser in der Albtherme Waldbronn beträgt ca. 6.135 m³ (umgerechnet auf 60 °C Warmwassertemperatur).

b) Frischwasser (Beckenwasser / Thermalwasser)

Da die vier Becken über eine gemeinsame Zuleitung mit Frischwasser versorgt werden, wird im Folgenden der gesamte Frischwasserverbrauch aller Becken dargestellt.

Zum Zeitpunkt der Verbrauchsmessungen wurde die Frischwassernachspeisung manuell betrieben. Die Nachspeisung erfolgte dabei diskontinuierlich, was vor allem an der alle 3-4 Tage je Becken durchzuführenden Filterspülung lag. Nach der Filterspülung wurden die Schwallwasserbehälter schnellstmöglich wieder mit Frischwasser befüllt. Dabei kam es zu hohen Volumenströmen und entsprechenden Verbrauchsspitzen. Der Tagesverbrauch an Frischwasser schwankte zwischen 5 bis zu 80 m³.

Diese Art der Frischwassernachspeisung bot kaum Potential für eine solare Erwärmung des Frischwassers. Deshalb soll die Nachspeisung künftig mit einem kontinuierlichen Frischwasservolumenstrom erfolgen. Die Nachspeisung soll nur erfolgen in Zeiten, in denen ein solarer Ertrag zu erwarten ist. Für die Verbrauchsprofile wurde ein Zeitraum von 8.30 – 16.00 Uhr angesetzt, während dem die kontinuierliche Frischwassernachspeisung stattfinden soll.

Unter Annahme eines kontinuierlichen Volumenstroms ergaben sich als Tagesverbrauch 21 m³ Frischwasser. Dieser Verbrauch wird über das gesamte Jahr als annähernd konstant angenommen. Der Jahresverbrauch an Frischwasser beträgt ca. 7.500 m³.

Die Temperatur des Frischwasser (Kaltwassertemperatur) liegt über das gesamte Jahr konstant bei 17 °C. Die Temperatur, mit der das Frischwasser in die Becken eingespeist wird (Warmwassertemperatur) beträgt im Schnitt ca. 40 °C.

c) Trinkwasser + Frischwasser

Der Tages-Gesamtverbrauch an Trink- und Frischwasser beträgt im Auslegungsmontat August 27 m³. Dieser Verbrauch bezieht sich auf eine Warmwassertemperatur im Trinkwasserspeicher von 60 °C und eine maximal zulässige Erwärmung des Beckenwassers auf 40 °C. Daraus ergibt sich eine volumengewichtete mittlere Warmwassertemperatur von 44 °C.

Die Kaltwassertemperaturen werden ebenfalls nach dem Verhältnis des jeweiligen Verbrauchs gewichtet und betragen im Sommer (August) 19 °C und im Winter (Februar) 17 °C.

Unter Berücksichtigung der ermittelten Temperaturen ergab sich für die Solaranlage der Albtherme Waldbronn eine Standard-Auslastung von 117 l/(m² d). Sie gibt an, welche Menge Kaltwasser pro Quadratmeter Kollektorfläche täglich über die Solaranlage geleitet wird. Mit der Standard-Auslastung ergab sich für die Ausschreibung eine empfohlene Standard-Kollektorfläche von 230 m².

Das Volumen des Solarspeichers wurde vorgegeben mit 2,5 m³.

Diese Vorgaben waren Basis für die Simulation der Solaranlage. Zur möglichst realistischen Ermittlung der vom Bieter zu garantierenden solaren Jahres-Nutzenergie wurden zusätzlich Tages-, und Jahresprofile des Gesamt-Wasserverbrauchs der Albtherme erstellt (Bild 3.7 u. 3.8, Tabelle 3.1).

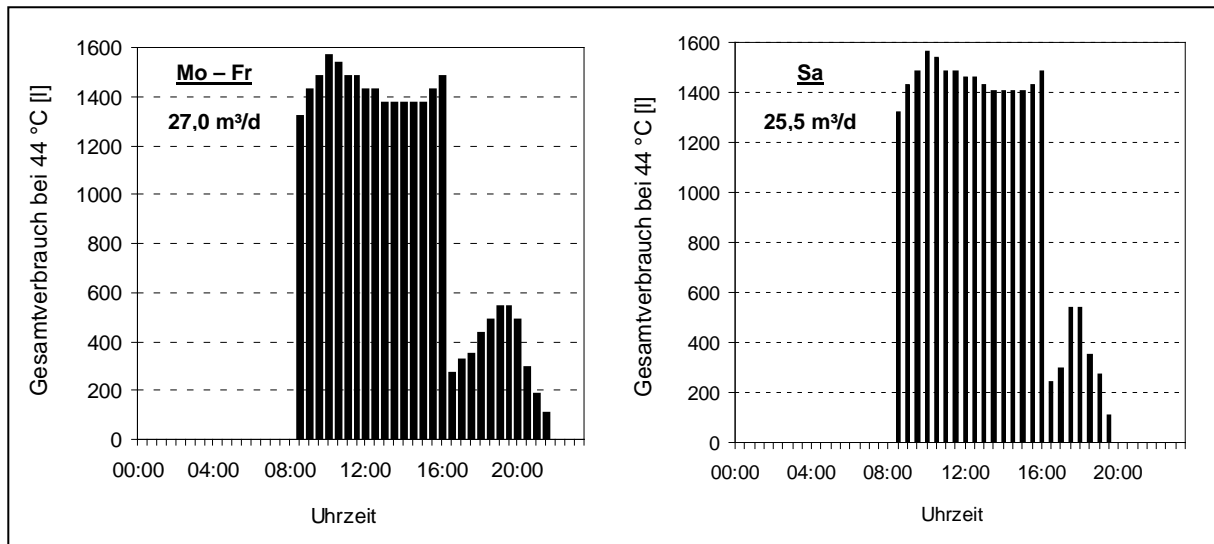


Bild 3.7: Halbstundensummen (Tagesprofil) des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs an Werktagen Mo. – Fr. (links) und Samstagen (rechts) für die Albtherme Waldbronn

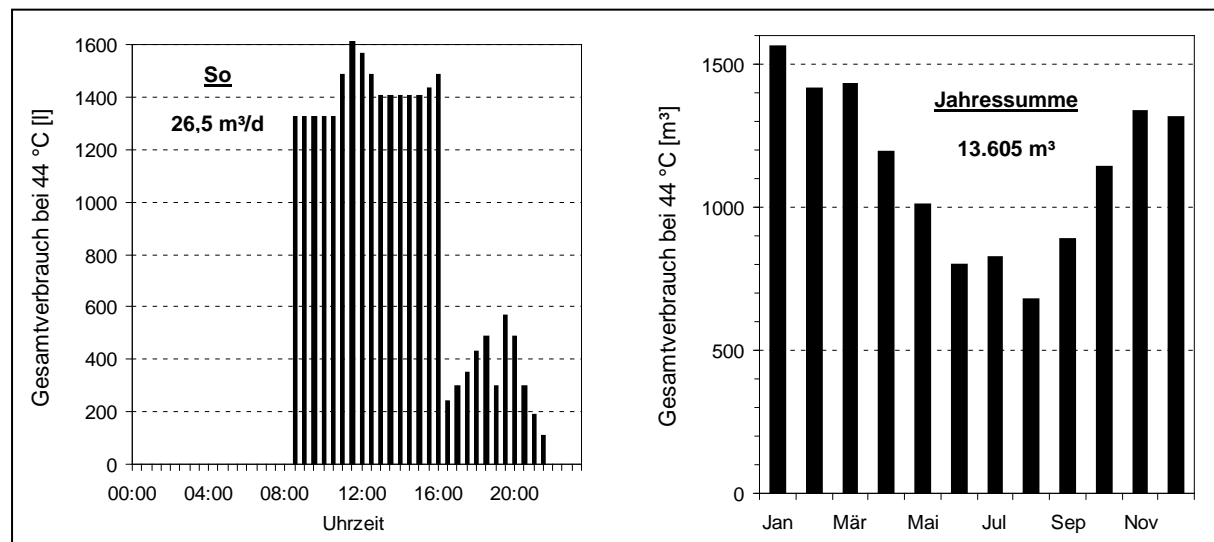


Bild 3.8 Halbstundensummen (Tagesprofil) an Sonn- und Feiertagen und Monatssummen (Jahresprofil) des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs für die Albtherme Waldbronn

Tabelle 3.1 Tages- und Jahresprofil des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs in der Albtherme Waldbronn

Uhrzeit	Auslegungs-Werntag		Auslegungs-Samstag		Auslegungs-Sonntag					
	Liter	%	Liter	%	Liter	%				
00:00										
00:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
01:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
01:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
02:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
02:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
03:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
03:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
04:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
04:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
05:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
05:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
06:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
06:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
07:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
07:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
08:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
08:30	1.323	4,9	1.323	4,9	1.323	4,9				
09:00	1.431	5,3	1.431	5,3	1.323	4,9				
09:30	1.485	5,5	1.485	5,5	1.323	4,9				
10:00	1.566	5,8	1.566	5,8	1.323	4,9				
10:30	1.539	5,7	1.539	5,7	1.323	4,9				
11:00	1.485	5,5	1.485	5,5	1.485	5,5				
11:30	1.485	5,5	1.485	5,5	1.620	6,0				
12:00	1.431	5,3	1.458	5,4	1.566	5,8				
12:30	1.431	5,3	1.458	5,4	1.485	5,5				
13:00	1.377	5,1	1.431	5,3	1.404	5,2				
13:30	1.377	5,1	1.404	5,2	1.404	5,2				
14:00	1.377	5,1	1.404	5,2	1.404	5,2				
14:30	1.377	5,1	1.404	5,2	1.404	5,2				
15:00	1.377	5,1	1.404	5,2	1.404	5,2				
15:30	1.431	5,3	1.431	5,3	1.431	5,3				
16:00	1.485	5,5	1.485	5,5	1.485	5,5				
16:30	270	1,0	243	0,9	243	0,9				
17:00	324	1,2	297	1,1	297	1,1				
17:30	351	1,3	540	2,0	351	1,3				
18:00	432	1,6	540	2,0	432	1,6				
18:30	486	1,8	351	1,3	486	1,8				
19:00	540	2,0	270	1,0	297	1,1				
19:30	540	2,0	108	0,4	567	2,1				
20:00	486	1,8	0	0,0	486	1,8				
20:30	297	1,1	0	0,0	297	1,1				
21:00	189	0,7	0	0,0	189	0,7				
21:30	108	0,4	0	0,0	108	0,4				
22:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
22:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
23:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
23:30	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
00:00	0	0,0	0	0,0	0	0,0				
Tagessummen	27.000	100,0	25.542	94,6	26.460	98,0				
WW-Temperatur	44 °C		44 °C		44 °C					

Monat	Monatssummen m³	%
Januar	1.561,984	189
Februar	1.413,691	189
März	1.434,137	173
April	1.193,348	149
Mai	1.008,727	122
Juni	801,982	100
Juli	827,524	100
August	697,323	82
September	890,200	111
Oktober	1.141,240	138
November	1.338,410	167
Dezember	1.314,907	159
Summe:	13.605,473	

3.3 Ablauf der Ausschreibung

Im September 2001 erfolgte im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung die Aufforderung zur Abgabe eines Angebots für die Installation der Solaranlage Albtherme Waldbronn.

Die Planung der Solaranlage erfolgte durch die IST EnergiePlan GmbH in Augsburg in Zusammenarbeit mit der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH und der FH Offenburg, von denen auch das Messtechnik-LV erstellt wurde.

Bis zur Submission am 14.11.2001 wurden insgesamt sieben Angebote eingereicht. Die Angebotssummen für das Solarsystem lagen dabei zwischen 105.652,73 € und 161.042,43 € (ohne Messtechnik, Planung und MwSt.).

Der Bieter mit der geringsten Angebotssumme wurde nicht berücksichtigt, da insbesondere die angebotenen Kollektoren nicht der Ausschreibung entsprachen. Die Kollektoren entsprachen weder dem Stand der Technik noch hatten sie eine Bauartzulassung.

Den Zuschlag erhielt die SET Solar Energie-Technik GmbH aus Altlußheim, deren Angebotssumme mit 111.880,02 € an zweiter Stelle lag.

Die Messtechnik wurde mit 19.600,81 € (ohne MwSt.) angeboten.

Mit dem vom Bieter garantierten Solarertrag von 154.550 kWh ergaben sich zu erwartende Wärmekosten von 0,1079 €/kWh, was unter den in der Ausschreibung geforderten Maximalkosten von 0,11 €/kWh lag.

Zeitlicher Ablauf des Projekts ab Ausschreibung:

Veröffentlichung der Ausschreibung:	27. 09. 2001
Submission:	14. 11. 2001
Auftragsvergabe:	30. 11. 2001
Beginn der Installation:	Dezember 2001
Inbetriebnahme der Messtechnik:	30. 04. 2002
1. Abnahme:	05. 06. 2002
2. Abnahme:	01. 04. 2003
Beginn 1. Intensivmessphase: (Garantiemessjahr)	05.11. 2003
Ende des 1. Intensivmessphase:	04.11.2004
Beginn der 2. Intensivmessphase:	05.11.2004

4 Beschreibung der technischen Systeme

4.1 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems

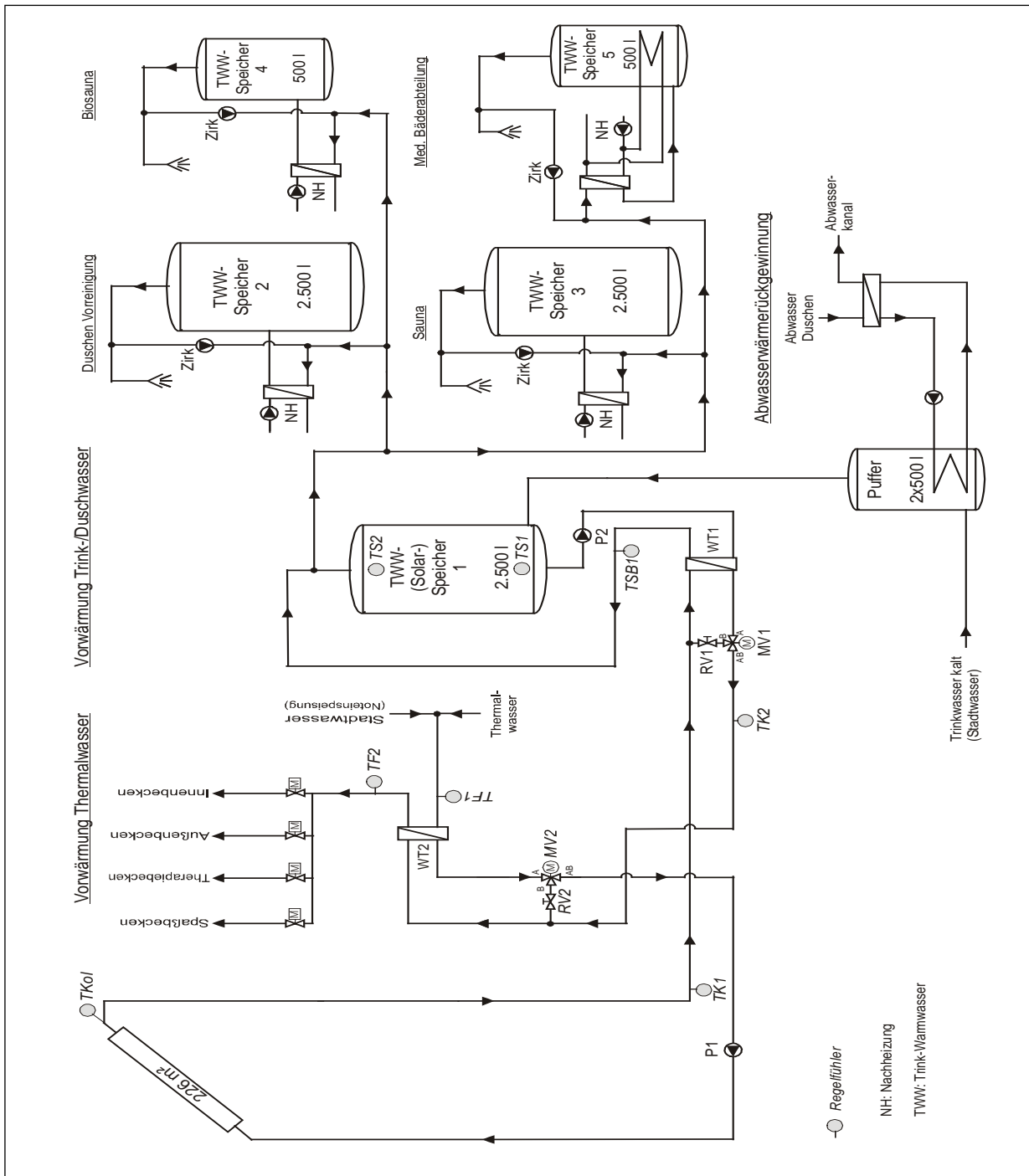


Bild 4.1 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage Albtherme Waldbronn mit Regelfühlern.

Bei Betrieb der Kollektorkreispumpe P1 kann über Wärmetauscher 1 (WT1) das Trinkwasser für die Duschen solar erwärmt werden, über den Wärmetauscher 2 (WT2) das in die Becken nachgespeiste Frischwasser. Die beiden Wärmetauscher sind in Reihe geschaltet, dabei wird zuerst WT1 und anschließend WT2 durchströmt.

Liegt die Temperatur im Kollektorkreis um einige Grad über der Temperatur im Trinkwasserspeicher, schaltet die Speicherladepumpe P2 ein und das Wasser im Trinkwasserspeicher (Solar-Pufferspeicher, 2.500 Liter Inhalt) wird solar erwärmt. Überschreitet die Temperatur des solar erwärmten Trinkwassers eine festgelegte Maximaltemperatur, wird über das Mischventil MV1 ein Teilvolumenstrom am Wärmetauscher vorbeigeleitet und somit die Übertragungsleistung an WT1 reduziert.

Wird Trinkwasser gezapft, strömt das solar erwärmte Wasser aus dem Vorwärmerspeicher in die nachgeschalteten Speicher der jeweiligen Duschbereiche, wo es bei nicht ausreichender Warmwassertemperatur über die konventionellen Gas-Heizkessel nachgeheizt werden kann. Das in den Vorwärmerspeicher nachströmende Trinkkaltwasser fließt zunächst über zwei Pufferspeicher (je 500 l), und wird über eine Wärmerückgewinnung mit der Abwasserwärme der Duschen vorgewärmt.

Liegt die Temperatur des Kollektorkreisfluids nach Durchströmen von WT1 noch über der Temperatur des Frischwassers, wird WT2 durchströmt und das Frischwasser solar erwärmt. Auch an WT2 wird über ein Mischventil (MV2) eine Begrenzung der Frischwassertemperatur erreicht.

Nach Durchströmen eines oder beider Wärmetauscher fließt die abgekühlte Kollektorkreisflüssigkeit zu den Kollektoren zurück, wo sie wieder von der Sonne erwärmt wird.

Die Hintereinanderschaltung von solarer Duschwasser- und Beckenwassererwärmung hat zum einen den Effekt, dass nach Durchströmen des Wärmeübertragers Solarkreis/Trinkwasserkreis (WT1) die Temperatur der Kollektorkreisflüssigkeit meist noch ausreicht, um das in die Becken nachströmende Thermalwasser (ca. 17 °C) zu erwärmen. Zum anderen wird beim Durchströmen des Wärmeübertragers Solarkreis/Thermalwasserkreis (WT2) die Temperatur des Kollektorkreisrücklaufs zusätzlich abgekühlt, was zu besseren Kollektorwirkungsgraden führt.

Um diese Effekte nutzen zu können war eine Anpassung der Thermalwassernachspeisung erforderlich. Bild 4.2 zeigt das Prinzipschaltbild der Frischwassernachspeisung. Für die Nachspeisung des Frischwassers in die Becken wurde ein neues Konzept entwickelt und umgesetzt (siehe Kap. 4.2). Das Frischwasser strömt zunächst über den Solarwärmetauscher WT2 und danach in den Schwallwasserbehälter. Dort wird der Füllstand gemessen, in dessen Abhängigkeit die Nachspeisung des Frischwassers erfolgt. Aus den Frischwasserbehältern wird das für die Beckenwasserumwälzung, für den Ausgleich der Beckenwasserverluste und für die Filterspülung benötigte Wasser entnommen. Reicht die Temperatur des aus dem Schwallwasserbe-

hälter entnommenen Wassers nicht aus, wird es über einen nachgeschalteten Wärmetauscher konventionell auf Solltemperatur erwärmt. Das über die Überlaufrinnen der Becken aufgefangene Wasser fließt in die Schwallwasserbehälter zurück. Eine Nachspeisung von Frischwasser wird notwendig, wenn der Füllstand im Schwallwasserbehälter unter einen bestimmten Pegel abfällt. Wasserverluste im Beckenkreislauf entstehen z.B. durch Verdunstung und durch Wasseraustrag durch die Badegäste. Die größten Verluste entstehen allerdings durch die Filterspülung, die je Becken alle 3 - 4 Tage stattfinden muss.

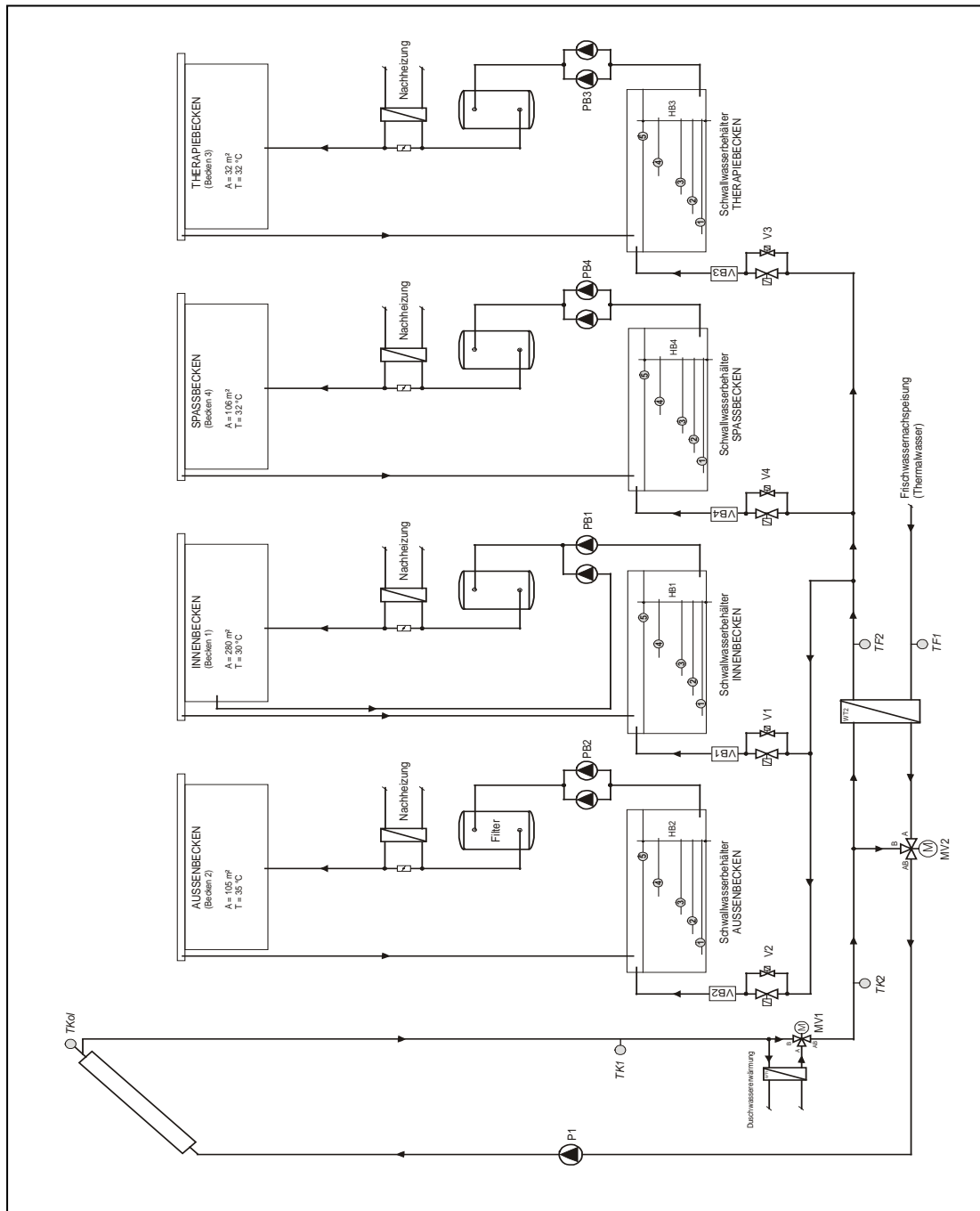


Bild 4.2 Prinzipschaltbild der solaren Frischwassererwärmung und der Beckenkreisläufe der Albtherme Waldbronn

4.2 Regelung

a) Solaranlage

Die Regelung der Solaranlage erfolgt über ein Zusatzmodul, das in die bestehende DDC-Anlage der Heizung (Kieback & Peter, DDC 3000) integriert wurde.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald am Kollektorausstritt die Temperatur des Kollektorkreisfluids (T Kol) mindestens 10 K über der Temperatur im Vorwärm Speicher (TS1) oder der Temperatur des kalten Frischwassers (TF1) liegt. Die Kollektorkreispumpe bleibt mindestens 5 Minuten in Betrieb, so dass genügend Zeit bleibt, um die warme Kollektorkreisflüssigkeit zu den Wärmetauschern im Keller zu fördern

Liegt die Temperatur am Kollektor über 120 °C oder liegt die obere Speichertemperatur (TS2) über 77 °C, so bleibt P1 aus, auch wenn die 10 K Temperaturdifferenz überschritten werden. Dadurch soll ein Überhitzen der Kollektorkreiseinbauten und des Solarspeichers verhindert werden.

Die Kollektorkreispumpe schaltet wieder aus, wenn sowohl die Temperaturdifferenz zwischen Kollektorkreisfluid vor WT1 (TK1) und Speicher unten (TS1), als auch die Differenz zwischen Kollektorkreisfluid vor WT2 (TK2) und Frischwasser (TF1) unter 4 K absinkt. P1 schaltet auch aus, wenn die Temperatur am Kollektorausstritt über 130 °C ansteigt.

Die Speicherladepumpe P2 schaltet ein, wenn P1 „ein“ ist und die Temperatur des Kollektorkreisfluids vor WT1 (TK1) um mindestens 6 K über der Temperatur im Vorwärm Speicher unten (TS1) liegt.

P2 schaltet aus, sobald die Temperaturdifferenz zwischen Speicher unten (TS1) und Kollektorkreisfluid (TK1) unter 3 K absinkt. P2 schaltet auch aus, wenn die Speichermaximaltemperatur von 80 °C überschritten wird.

Zur Begrenzung der Trinkwassertemperatur (TSB1) und der Frischwassertemperatur (TF2) sind im Kollektorkreis jeweils nach den Wärmetauschern Mischventile eingebaut (MV1, MV2). Steigt die Trinkwassertemperatur am Austritt von WT1 (TSB1) über 60 °C an, öffnet das Mischventil den Bypass an WT1 (Weg B), so dass ein Teilvolumenstrom am Wärmetauscher vorbeigeleitet wird und damit die Übertragungsleistung des WT1 abnimmt. Nach dem Ventil (Weg AB) vereinigen sich die zwei Teilvolumenströme (A und B) wieder, so dass über P1 immer ein konstanter Volumenstrom gefördert wird. Nach dem gleichen Prinzip wird über das Mischventil MV2 die Frischwassertemperatur (TF2) auf maximal 40 °C geregelt.

Ist P2 nicht in Betrieb, dann ist nur der Bypass des MV2 geöffnet, d.h. WT1 wird nicht durchströmt.

MV2 ist auf Bypassstellung (vollständige Umgehung von WT2), wenn die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorkreisfluid (TK2) und dem Frischwasser (TF1) unter 4 K liegt.

Wenn/Dann-Kriterien der Solaranlagenregelung:

P1: ⇒ Wenn: $T_{Kol} > T_{F1} + 10 \text{ K}$
und $T_{Kol} < 140 \text{ °C}$
oder $T_{Kol} > T_{S1} + 10 \text{ K}$
und $T_{S2} < 77 \text{ °C}$
und $T_{Kol} < 120 \text{ °C}$
Dann: **P1 ein** (Mindestlaufzeit: 5 Minuten)

⇒ Wenn: $T_{K1} < T_{S1} + 4 \text{ K}$
und $T_{K2} < T_{F1} + 4 \text{ K}$
oder $T_{Kol} > 130 \text{ °C}$
Dann: **P1 aus**

P2: ⇒ Wenn: P1 ein
und $T_{K1} > T_{S1} + 6 \text{ K}$
Dann: **P2 ein** (Nachlaufzeit: 3 Minuten)

⇒ Wenn: $T_{K1} < T_{S1} + 3 \text{ K}$
oder $T_{S2} > 80 \text{ °C}$
Dann: **P2 aus**

MV1: ⇒ Wenn: $TSB1 > 60 \text{ °C}$
Dann: „A“ schließen und „B“ öffnen

MV2: ⇒ Wenn: $TF2 > 40 \text{ °C}$
Dann: „A“ schließen und „B“ öffnen

b) Frischwassernachspeisung (Bild 4.2)

Bevor das Frischwasser in die Schwallwasserbehälter einströmt, wird es über den Solar-Wärmetauscher (WT2) geleitet, über den es im Direktdurchlaufverfahren Wärme vom Kollektorkreis aufnehmen kann. Der Wärmetauscher wurde für einen konstanten Volumenstrom von 4 m³/h (primär- und sekundärseitig) dimensioniert. Um auf der Frischwasserseite diesen konstanten Volumenstrom zu erhalten, wurde im Zulauf zu den Schwallwasserbehältern ein kleiner dimensioniertes Magnetventil (V1, V2, V3, V4) eingebaut und der Volumenstrom über ein vorgeschaltetes Regulierventil entsprechend einreguliert.

Zur Beibehaltung des konstanten Volumenstroms muss gewährleistet sein, dass im Normalbetrieb nicht mehrere Schwallwasserbehälter gleichzeitig befüllt werden. Dazu wurde eine Vorrangschaltung für die Beckenwassernachspeisung entwickelt, die festlegt, in welcher Reihenfolge die Becken befüllt werden sollen: 1. Innenbecken, 2. Außenbecken, 3. Spaßbecken, 4. Therapiebecken.

Ist der erste Schwallwasserbehälter bis zum Sollstand befüllt, dann schließt das entsprechende Magnetventil und das Ventil des nächstrangigen Beckenkreislaufs öffnet, usw. Mit dieser Schaltung soll erreicht werden, dass möglichst über den gesamten Tag (9.00 – 17.00 Uhr) eine Abnahme der Solarenergie durch das Beckenwasser erfolgen kann.

Zum Schutz gegen zu wenig Wasser in den Schwallwasserbehältern wurde ein Trockenlaufschutz in die Regelung eingebunden. Unterschreitet der Wasserstand im Behälter einen bestimmten Pegel, so wird in jedem Fall Wasser nachgespeist, unabhängig davon, ob bereits ein anderer Behälter befüllt wird.

Ein Großteil der nachgespeisten Frischwassermenge fällt nach den regelmäßig durchzuführenden Filterspülungen an (ca. alle 3 Tage pro Becken). Bei der Filterspülung wird dem Schwallwasserbehälter so viel Wasser entnommen, dass in jedem Fall eine Frischwassernachspeisung erfolgen muss. Deshalb wurde festgelegt, dass die Filterspülung möglichst dann erfolgen soll, wenn eine Einstrahlung von Sonnenenergie zu erwarten ist. Der Zeitpunkt für die Filterspülung wurde von vormals 6.00 Uhr auf 8.00 Uhr (1 Std. vor Öffnung der Albtherme) verschoben.

Ein Optimum wäre erreicht, wenn die Beckenwassernachspeisung über den gesamten Tag in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Solarenergie erfolgen würde. Dies würde bedeuten, dass eine Beckenwassernachspeisung nur erfolgt, wenn eine solare Erwärmung des Frischwassers möglich ist. Steht über einen längeren Zeitraum keine Solarenergie zur Verfügung, so wird unabhängig von der Einstrahlung Frischwasser bis zu einem bestimmten Pegelstand nachgespeist (Trockenlaufschutz). Die Betriebsweise in Abhängigkeit vom Solarenergieangebot wurde bisher nicht umgesetzt.

5 Messtechnik

5.1 Messstellen im Solarsystem

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden ca. alle 2 Sekunden vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert. Kürzere Speicherintervalle sind möglich und werden zur Kontrolle des dynamischen Anlagenverhaltens über begrenzte Zeiträume durchgeführt (z.B. im Probebetrieb nach Fertigstellung der Anlage). Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Speicherintervalls aufgezeichnet. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z.B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztendlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

Bild 5.1 und Tabelle 5.1 und 5.2 zeigen eine Übersicht der erfassten Messgrößen an der Solaranlage Albtherme Waldbronn.

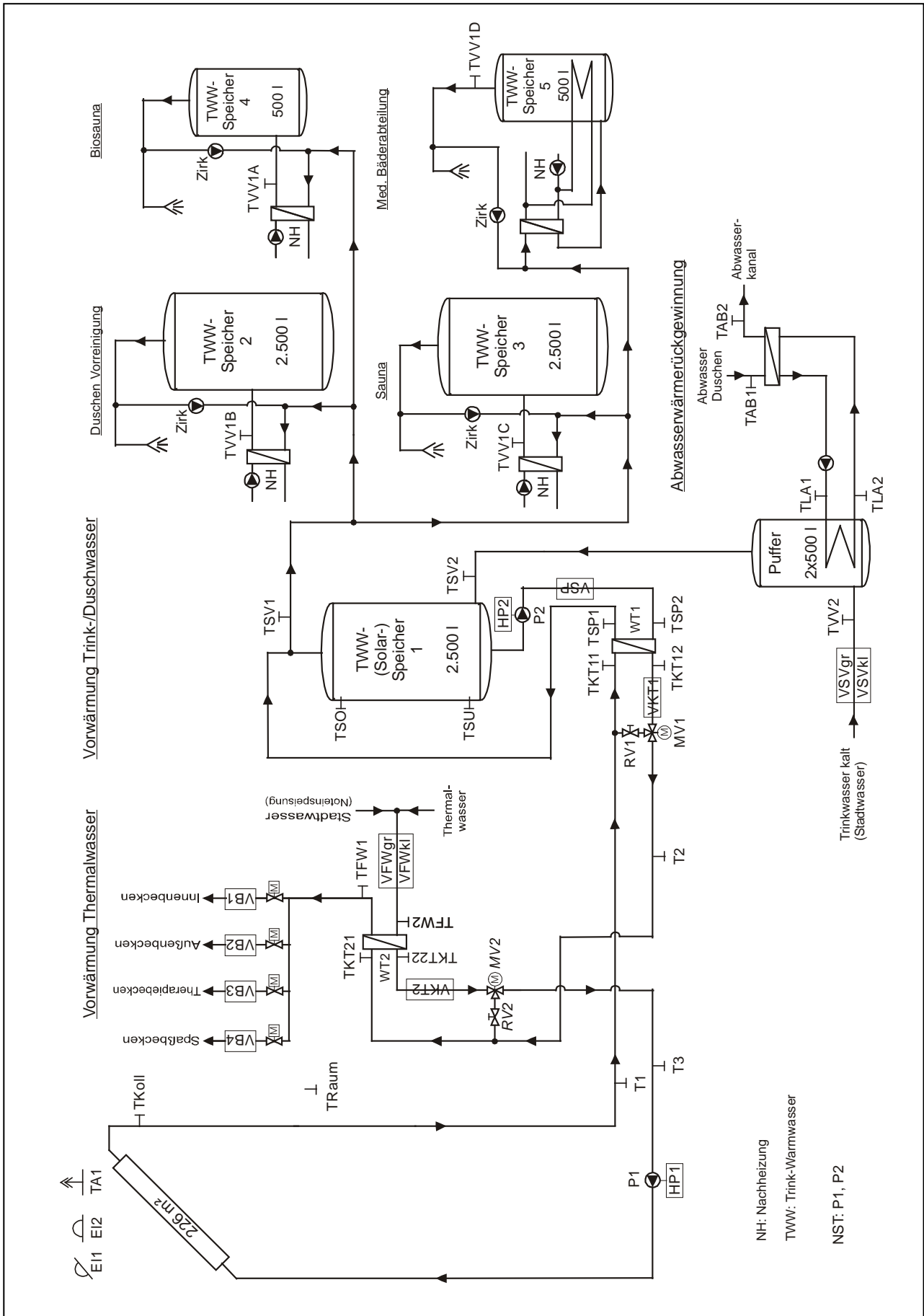


Bild 5.1 Prinzipschaltbild der Solaranlage Albtherme Waldbronn mit Messstellen

Tabelle 5.1 Vom Datenlogger erfasste Messgrößen der Solaranlage Albtherme Waldbronn

Strahlungsleistung (W/m²)	
E11	spezifische Strahlungsleistung in Kollektorebene
E12	spezifische Strahlungsleistung horizontal
Leistung (kW)	
PST	elektrische Leistung Strombedarf Solarsystem (P1, P2)
Volumenstrom (m³/h)	
VKT1	Volumenstrom Kollektorkreis über WT1
VKT2	Volumenstrom Kollektorkreis über WT2
VSP	Volumenstrom Beladung TW-Vorwärmespeicher (Solar-Pufferspeicher)
VSVgr	Volumenstrom Trink- Warmwasserverbrauch (Hauptzähler)
VSVkl	Volumenstrom Trink- Warmwasserverbrauch (Nebenzähler)
VFWgr	Volumenstrom Frischwasser (Hauptzähler)
VFWkl	Volumenstrom Frischwasser (Nebenzähler)
VB1	Volumenstrom Frischwasser Innenbecken
VB2	Volumenstrom Frischwasser Außenbecken
VB3	Volumenstrom Frischwasser Therapiebecken
VB4	Volumenstrom Frischwasser Spaßbecken
Temperatur (°C)	
TKT11	Temperatur Kollektorkreis an WT1 (Warmseite)
TKT12	Temperatur Kollektorkreis an WT1 (Kaltseite)
TKT21	Temperatur Kollektorkreis an WT2 (Warmseite)
TKT22	Temperatur Kollektorkreis an WT2 (Kaltseite)
TSP1	Temperatur Beladung TW-Vorwärmespeicher (Warmseite)
TSP2	Temperatur Beladung TW-Vorwärmespeicher (Kaltseite)
TSV1	Temperatur Austritt TW-Vorwärmespeicher
TSV2	Temperatur Eintritt TW-Vorwärmespeicher
TVV1A	Temperatur Warmwasser Biosauna (Austritt TW-Bereitschaftsspeicher)
TVV1B	Temperatur Warmwasser Vorreinigung (Austritt TW-Bereitschaftsspeicher)
TVV1C	Temperatur Warmwasser Sauna (Austritt TW-Bereitschaftsspeicher)
TVV1D	Temperatur Warmwasser Mediz. Bäder (Austritt TW-Bereitschaftsspeicher)
TVV2	Temperatur Trinkwasser kalt
TFW1	Temperatur Frischwasser (Warmseite)
TFW2	Temperatur Frischwasser (Kaltseite)
TAB1	Temperatur Abwasser bei Eintritt WRG
TAB2	Temperatur Abwasser bei Austritt WRG
TLA1	Temperatur Ladekreis WRG (Warmseite)
TLA2	Temperatur Ladekreis WRG (Kaltseite)
T1	Temperatur Kollektorkreis vor WT1 (Kollektorkreisvorlauf)
T2	Temperatur Kollektorkreis nach Wt1 und vor WT2
T3	Temperatur Kollektorkreis nach WT2 (Kollektorkreisrücklauf)
TSU	Temperatur TW-Vorwärmespeicher unten
TSO	Temperatur TW-Vorwärmespeicher oben
TRaum	Lufttemperatur Keller
TA1	Außentemperatur am Kollektorfeld
TKoll	Temperatur Kollektorkreisfluid am Kollektorausritt
Betriebsstunden (h)	
HP1	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis
HP2	Betriebsstunden Pumpe Beladung TW-Vorwärmespeicher

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet (Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2 Im Datenlogger berechnete Kenngrößen der Solaranlage Albtherme Waldbronn

Leistungen (kW)	
EIK	Strahlungsleistung auf Kollektorfeld
PKT1	Wärmeleistung Kollektorkreis über WT1
PKT2	Wärmeleistung Kollektorkreis über WT2
PSP	Wärmeleistung Beladung TW-Vorwärmespeicher
PSVgr	Wärmeleistung Solaranlage an Trinkwasser (Hauptzähler)
PSVkl	Wärmeleistung Solaranlage an Trinkwasser (Nebenzähler)
PSV	Wärmeleistung Solaranlage an Trinkwasser (gesamt)
PFWgr	Wärmeleistung Solaranlage an Frischwasser (Hauptzähler)
PFWkl	Wärmeleistung Solaranlage an Frischwasser (Nebenzähler)
PFW	Wärmeleistung Solaranlage an Frischwasser (gesamt)
PSOL	Solare Wärmeleistung an Trink- und Frischwasser
PWRGgr	Wärmeleistung WRG (Hauptzähler)
PWRGkl	Wärmeleistung WRG (Nebenzähler)
PWRG	Wärmeleistung WRG (gesamt)
Strahlungsenergien (kWh/m²)	
EIT1	spezifische Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
EIT2	spezifische Strahlungsenergie horizontal
Energien (kWh)	
EITK	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
QKT1	Energie Kollektorkreis über WT1
QKT2	Energie Kollektorkreis über WT2
QSP	Energie Beladung TW-Vorwärmespeicher
QSVgr	Energie Solaranlage an Trinkwasser (Hauptzähler)
QSVkl	Energie Solaranlage an Trinkwasser (Nebenzähler)
QSV	Energie Solaranlage an Trinkwasser (gesamt)
QFWgr	Energie Solaranlage an Frischwasser (Hauptzähler)
QFWkl	Energie Solaranlage an Frischwasser (Nebenzähler)
QFW	Energie Solaranlage an Frischwasser (gesamt)
QSOL	Solarer Ertrag der Solaranlage (QSP + QFW)
QVV	Energie für Trinkwasserverbrauch
QWRGgr	Energie WRG (Hauptzähler)
QWRGkl	Energie WRG (Nebenzähler)
QWRG	Energie WRG (gesamt)
NST	Elektrische Energie für Solarsystem
Volumina (m³)	
KT1	Volumen Kollektorkreis über WT1
KT2	Volumen Kollektorkreis über WT2
SP	Volumen Beladung TW-Vorwärmespeicher (Solar-Pufferspeicher)
SVgr	Volumen Trink- Warmwasserverbrauch (Hauptzähler)
SVkl	Volumen Trink- Warmwasserverbrauch (Nebenzähler)
FWgr	Volumen Frischwasser (Hauptzähler)
FWkl	Volumen Frischwasser (Nebenzähler)
B1	Volumen Frischwasser Innenbecken
B2	Volumen Frischwasser Außenbecken
B3	Volumen Frischwasser Therapiebecken
B4	Volumen Frischwasser Spaßbecken

5.2 Definition der Kennzahlen des Solarsystems

Die wichtigsten Kennzahlen des Solarsystems sind wie folgt definiert:

Solarer Ertrag QSOL

$$\begin{aligned} \text{QSOL} &= \text{Solare Nutzenergie Duschwassererwärm.} + \text{Solare Nutzenergie Beckenwassererwärm.} \\ &= \text{QSP} + \text{QFW} \end{aligned}$$

Systemnutzungsgrad brutto (g_{SB}) und netto (g_{SN})

$$g_{SB} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{\text{QSP} + \text{QFW}}{\text{EITK}} \times 100 \%$$

$$g_{SN} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{elektr. Energie}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{\text{QSP} + \text{QFW} - \text{NST}}{\text{EITK}} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil ($d_{SB,DW}$) am Gesamtenergiebedarf für den Duschwasserverbrauch (ohne Verluste der Trinkwasserspeicher)

$$d_{SB,DW} = \frac{\text{Solarenergie an Duschwasser}}{\text{Energie für Duschwasserverbrauch}} = \frac{\text{QSP}}{\text{QVV}} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil ($d_{SB,BW}$) am Gesamtenergiebedarf für den Beckenwasserverbrauch

$$d_{SB,BW} = \frac{\text{Solarenergie an Frischwasser}}{\text{Energie für Beckenwasserverbrauch}} = \frac{\text{QFW}}{\text{QBW}} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil ($d_{SB,WW}$) am Gesamtenergiebedarf für den Warmwasserverbrauch (ohne Verluste der Trinkwasserspeicher)

$$d_{SB,WW} = \frac{\text{Solarenergie an Dusch- und Frischwasser}}{\text{Energie für Warmwasserverbrauch}} = \frac{\text{QSP} + \text{QFW}}{\text{QVV} + \text{QBW}} \times 100 \%$$

Arbeitszahl des Solarsystems (A)

$$A = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Elektrische Energie des Solarsystems}} = \frac{\text{QSP} + \text{QFW}}{\text{NST}} \times 100 \%$$

6 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und Mängel festzustellen.

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z.B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

i. Statische Mängel der Kollektorunterkonstruktion

Ein Mangel an der Anlage war eine nicht ausreichende Sicherheit der Kollektoren gegen Windlasten. Dies führte zwar nicht zu einer Beeinträchtigung des Anlagenbetriebs, es bedingte jedoch die Verweigerung der Anlagenabnahme bis zum 01.04.2003.

Die Befestigung der Kollektoren erfolgte wie in Kap. 3.1 dargestellt mit Hilfe von Blechwannen, die mit dem vorhandenen Kies beschwert wurden. Laut Ausschreibung sollten diese Blechwannen über die gesamte Auflagefläche unter den Kollektoren ausgelegt werden. Es wurden jedoch lediglich zwei Bahnen mit jeweils 30 cm breiten Blechwannen, eine unter der Vorderkante, die andere unter der hinteren Kante der Kollektoren, ausgelegt. Wegen Bedenken bzgl. der Sicherheit gegen Verrutschen und Abheben der Kollektoren bei hohen Windlasten wurde der Anlageninstallateur aufgefordert, eine statische Berechnung für die Unterkonstruktion der Kollektoren vorzulegen. Diese Berechnung ergab, dass die ausgeführte Kollektorunterkonstruktion nicht ausreichte gegen Abheben und Verrutschen und deshalb die Befestigungspunkte der Unterkonstruktion zusätzlich beschwert werden müssen. Eine zusätzliche punktuelle Belastung der bereits verlegten Wannens war nicht möglich, da dies die Statik des Flachdaches (Holzbalkenkonstruktion) nicht zuließ. Die erforderliche Zusatzlast musste auf eine möglichst große Dachfläche verteilt werden. Im März 2003 wurden schließlich mit erheblichem Aufwand zusätzliche Wannens unter den Kollektoren angebracht, die mit dem vorhandenen Kies beschwert wurden. Diese Ausführung entspricht nun der in der Ausschreibung verlangten.

ii. Defekt des Duschwasser-Wärmetauschers (WT1)

Auf Grund trinkwasserseitiger Verkalkung des Solarwärmetauschers für die solare Duschwassererwärmung musste dieser im September 2003 gegen einen neuen baugleichen Wärmetauscher ausgewechselt werden. Die Auswirkungen der Wärmetauscherverkalkung wurde nach ca. 13 Monaten Solaranlagenbetrieb erstmalig festgestellt, da der trinkwasserseitige Volumenstrom über WT1 (VSP) kontinuierlich zurückging. Bild 6.1 zeigt, dass VSP im Zeitraum Mai bis September 2003 von ursprünglich 4,5 m³/h unter 1,0 m³/h zurückging. Nach Austausch des Wärmeübertragers am 09.09.03 erhöhte sich der Volumenstrom wieder auf 2,4 m³/h. Weshalb nach dem Austausch des Wärmeübertragers nicht mehr der ursprüngliche Volumenstrom VSP erreicht wurde, konnte bisher nicht geklärt werden. Um das Verkalken des WT1 zu verlangsamen, wurde die trinkwasserseitige Maximaltemperatur an WT1 auf 60 °C begrenzt. Am 14.02.2007 wurde der geschraubte Wärmetauscher wegen Undichtigkeiten durch einen gelöteten ersetzt. Zur Lösung des Verkalkungsproblems wurde eine Entkalkungsanlage eingebaut. Am gelöteten Duschwasserwärmetauscher stellte sich nun Trinkwasserseitig ein maximaler Volumenstrom von 1,6 m³/h ein. Einige Zeit später wurde zur Erhöhung des Volumenstroms eine leistungsstärkere Pumpe eingebaut. Um den Umbauaufwand möglichst gering zu halten, wurde die Pumpe mit der höchsten Leistung für den im Beladekreis eingebauten Rohrdurchmesser gewählt. Hierdurch konnte allerdings nur eine leichte Erhöhung des Volumenstroms erzielt werden. In der darauffolgenden Zeit erhöhte sich der Volumenstrom kontinuierlich auf bis zu 3,5 m³/h. Vermutlich haben sich durch die neu eingebaute Entkalkungsanlage alte Ablagerungen langsam aufgelöst, wodurch sich der Volumenstrom kontinuierlich erhöhen konnte. Der erneute Austausch der Pumpe durch eine leistungsstärkere führte schließlich zur Erhöhung des Volumenstroms auf das gewünschte Niveau von ca. 5 m³/h.

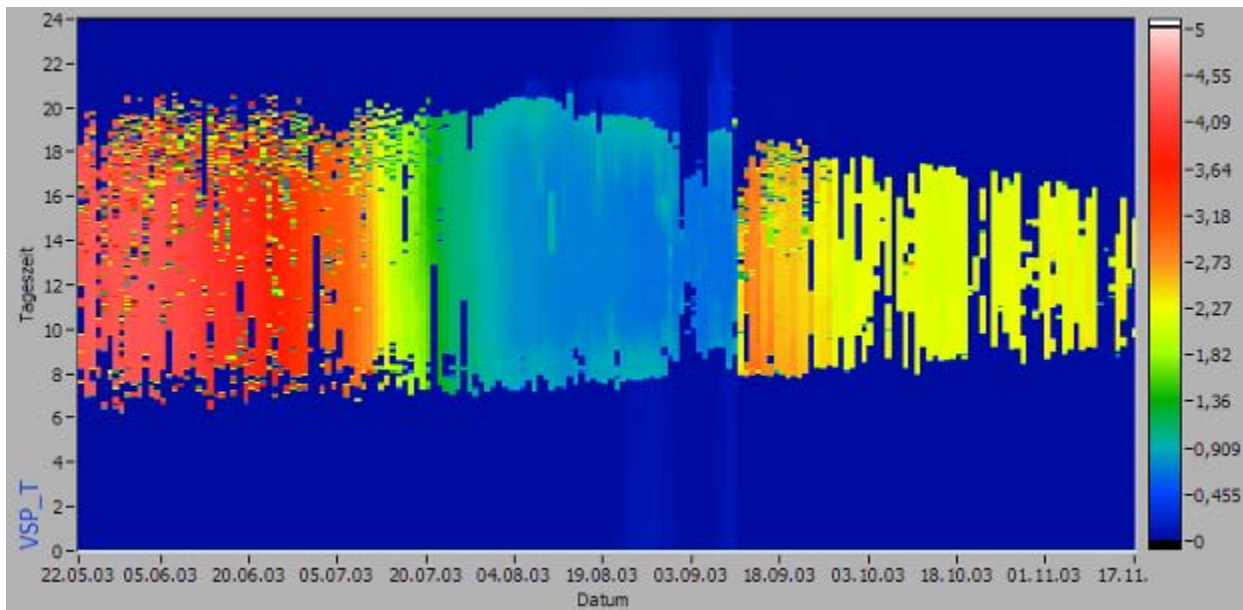


Bild 6.1 Verlauf des sekundärseitigen Volumenstroms über WT1 (Duschwasser). Deutlich zu sehen ist der langsame Rückgang des Durchflusses durch Verkalkung.

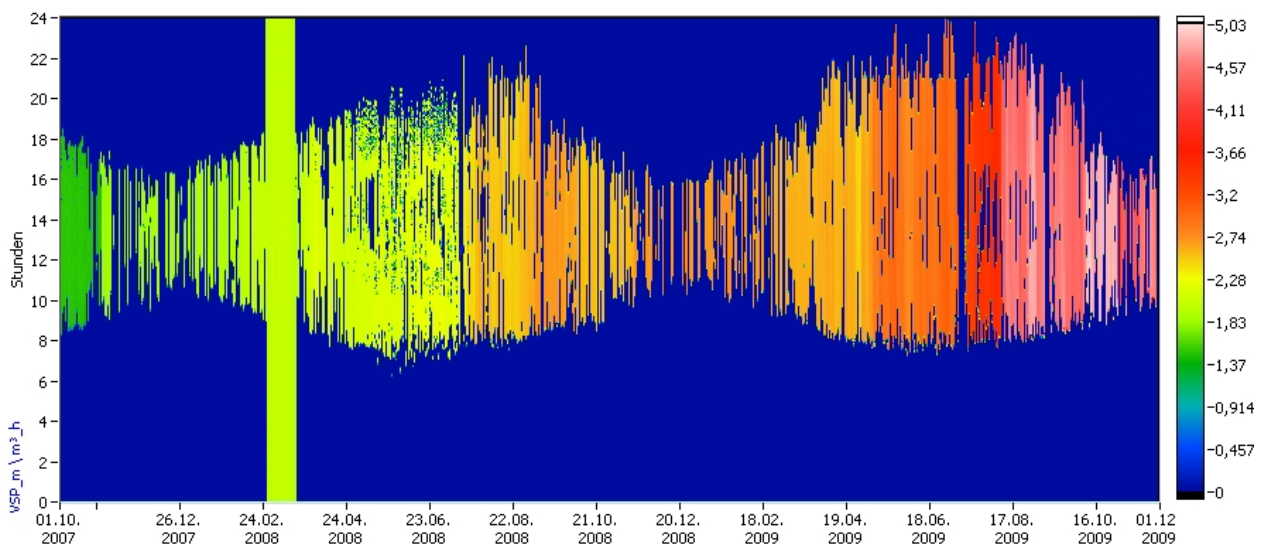


Bild 6.2 Verlauf des sekundärseitigen Volumenstroms über WT1 (Duschwasser). Einbau der neuen Duschwasserpumpe am 30.10.2007. Dadurch erhöhte sich der Volumenstrom von max. 1,7 m³/h auf max. 1,9 m³/h. In der darauffolgenden Zeit erhöhte sich der Volumenstrom kontinuierlich auf bis zu 3,5 m³/h. Erneuter Austausch der Pumpe am 10.08.2009 brachte eine Erhöhung auf 5 m³/h.

iii. Defekt des Frischwasser-Wärmetauschers (WT2)

Bereits nach wenigen Wochen Solaranlagenbetrieb kam es im Sommer 2002 zu Undichtigkeiten des Frischwasser-Wärmetauschers (WT2). Laut Hersteller waren die verwendeten Dichtungen des geschraubten Plattenwärmetauschers aus NBR nur bis max. 110 °C belastbar und wurden auf Grund zu hoher Temperaturen beschädigt. Daraufhin wurden die Dichtungen gegen Dichtungen aus EPDM ausgetauscht.

Nach einigen Monaten traten wieder Undichtigkeiten an diesem Wärmetauscher auf. Der Grund dafür konnte bis heute nicht festgestellt werden, auch der Hersteller, der jegliche Schuld von sich weist, hat dafür keine schlüssige Erklärung.

Am 09.09.03 wurde der undichte Wärmetauscher ausgebaut und vom Hersteller durch einen baugleichen ersetzt. Bereits nach kurzer Betriebszeit wurden wieder Undichtigkeiten festgestellt. Auch der Einbau eines Sicherheitsventils in die Frischwasserzuleitung zur Begrenzung der Druckbelastung im Wärmetauscher konnte keine Abhilfe schaffen.

Eine Reparatur oder Austausch des Wärmetauschers durch den Hersteller ist trotz mehrmaliger Aufforderung nicht erfolgt. Der Hersteller des Wärmetauschers und der Installateur der Anlage (Auftragnehmer) streiten sich über die Verantwortung und die daraus resultierende Kostenübernahme.

Dies alles erfolgte zu Lasten des Anlagenbetreibers. Als Folge der Wärmetauscher-Undichtigkeiten musste der Wärmetauscher immer wieder außer Betrieb genommen werden, indem die Frischwassernachspeisung über einen Bypass am Wärmetauscher vorbeigeleitet wurde. Dadurch ist in diesen Zeiten eine solare Erwärmung des Frischwassers nicht möglich, verbunden mit einer Minderung der Systemeffizienz und des Anlagenertrags.

Der geschraubte Wärmetauscher hatte augenscheinlich technische Mängel, die ihn für die auftretenden Betriebszustände ungeeignet machten. Insbesondere der Betriebszustand „Filterspülung“ bereitete Probleme. Wurde z.B. das Spaßbecken nach einer Filterspülung wieder befüllt, so geschah dies mit einem Volumenstrom von bis zu 15 m³/h, der über den Wärmetauscher strömt. Die dadurch auftretenden Drücke im Wärmetauscher führen wohl zu Undichtigkeiten zwischen den geschraubten Platten des Wärmetauschers. Um dieses Problem künftig zu vermeiden wurde der Wärmetauscher am 14.02.2007 durch einen gelöteten Wärmetauscher ersetzt. Seither treten in diesem Bereich keine Probleme mehr auf.

iv. Defekt des Kollektorfühlers der Regelung

Im September/Oktobre 2003 wurde festgestellt, daß die Kollektorkreispumpe außer Betrieb war bzw. ausschaltete, obwohl die Kollektoraustrittstemperatur ausreichend hoch war und auch die Maximaltemperatur am Kollektoraustritt nicht überschritten war. Zudem schaltete die Pumpe meist zu spät wieder aus. Eine Überprüfung der Solaranlagenregelung ergab, dass der Regelfühler für die Messung der Kollektoraustrittstemperatur defekt war und eine zu hohe Temperatur ausgab. Dementsprechend schaltete die Regelung die Kollektorkreispumpe bereits bei zu niedrigen Temperaturen wegen Überhitzung im Kollektorfeld aus. Bei Betrieb der Pumpe schaltete diese zu spät ab, da die Regelung davon ausging, dass am Kollektorfeld noch ausreichend hohe Temperatur vorhanden war, um Dusch- bzw. Beckenwasser zu erwärmen. Nach Austausch des defekten Regelfühlers konnte am 05.11.2003 mit dem 1. Garantiemessjahr begonnen werden.

v. Funktion der Automatischen Frischwassernachspeisung im Betrieb

Bild 6.3 zeigt beispielhaft einen Tagesverlauf der neu konzipierten Frischwassernachspeisung bei regulärem automatischem Betrieb. An diesem Tag erfolgte vor 6.00 Uhr eine Filterspülung des Beckenwasserkreislaufs des Spaßbeckens (VB4). Zur Nachspeisung des bei der Filterspülung verbrauchten Beckenwassers, das beim Spaßbecken wegen des zu kleinen Schwallwasserbehälters auch aus dem Becken entnommen wird, öffnet ein Magnetventil und füllt Schwallwasserbehälter und Becken innerhalb von ca. zwei Stunden wieder auf Sollfüllstand auf. Der Volumenstrom beträgt dabei in etwa 13 m³/h. Nach Befüllung des Spaßbeckens wird der Schwallwasserbehälter des Innenbeckens (VB1) befüllt. Diese Frischwassernachspeisung erfolgt wie vorgesehen über eine einregulierte Zuleitung mit einem Volumenstrom von ca. 4,8 m³/h. Die Befüllung des Innenbeckens wird unterbrochen, da das Außenbecken (VB2) befüllt werden muss. Erst nachdem das Außenbecken einen Mindestfüllstand erreicht hat, wird die Befüllung des Innenbeckens fortgesetzt. Sind Innen- und Außenbecken gefüllt, wird zuletzt das kleine Therapiebecken befüllt.

Die Nachspeisung von Frischwasser in die einzelnen Schwallwasserbehälter erfolgt wie gewünscht nacheinander, so dass bis ca. 12.30 Uhr ein permanenter Frischwasservolumenstrom über den Solarwärmetauscher WT2 strömt. Da um 12.30 Uhr die Behälter gefüllt sind, strömt ab dort kein Frischwasser mehr nach (bis auf zwei kurzzeitige Nachspeisungen in Innen- und Außenbecken), so dass die Solarwärme nicht mehr vom Frischwasser genutzt werden kann.

In der Vorgabe für die Simulation des Anlagenbetriebs (siehe 3.2) wurde angenommen, dass zwischen 8.30 und 16.00 Uhr ein kontinuierlicher Frischwasservolumenstrom von 2,65 m³/h bzw. in der Summe 21 m³ pro Tag über WT2 strömen. Dieses vorgegebene Profil stimmt nicht mit dem realen Profil überein. Um eine größere Übereinstimmung und damit einen längeren Zeitraum für die Solarenergienutzung zu erreichen, wurden die Volumenströme beider großen Becken reduziert, d.h. die Befüllung der Becken auf ca. 4 - 5 m³/h verlangsamt.

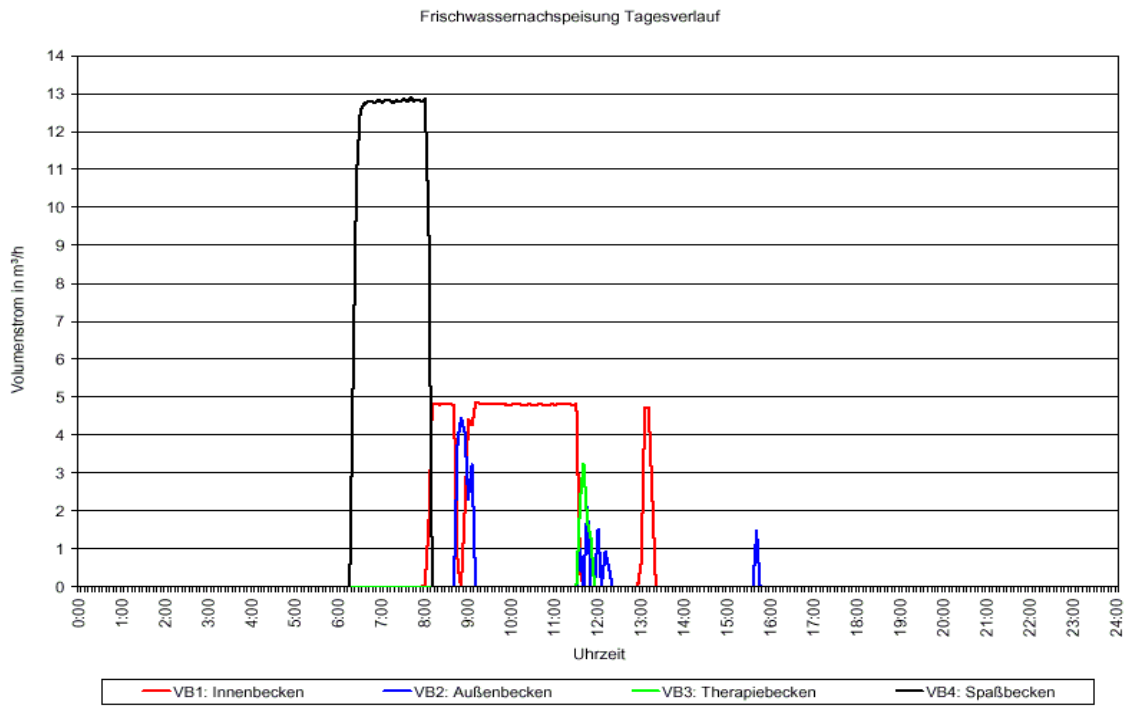


Bild 6.3 Tagesverlauf der Frischwassernachspeisung in die einzelnen Beckenkreisläufe des sekundärseitigen Volumenstroms über WT2

vi. Konzept „Automatische Frischwassernachspeisung“ nicht vollständig in Betrieb

Zu erheblichen Verzögerungen des Beginns der 1. Intensivmessphase kam es, da die vorgesehene automatische Frischwassernachspeisung lange nicht umgesetzt wurde.

Die kontinuierliche Frischwassernachspeisung war Randbedingung der Ausschreibung, auf deren Basis der Bieter eine Anlagensimulation durchführte und damit seine Ertragsgarantie abgab. Zur Überprüfung dieser Ertragsgarantie anhand der Messergebnisse musste deshalb die kontinuierliche Frischwassernachspeisung in Betrieb sein. Die Umsetzung und Inbetriebnahme der automatischen Frischwassernachspeisung erfolgte im Juli 2003 durch die Klingenberger GmbH Wernigerode.

Die nicht kontinuierliche Frischwassernachspeisung hatte zur Folge, dass es wegen mangelnder Abnahme der zur Verfügung stehenden Solarwärme zu hohen Temperaturen im Kollektorkreis und auch Anlagenstillständen kam. Vom Frischwasser konnte kaum Solarenergie aufgenommen werden, da die Nachspeisung weiterhin manuell über ein großes Magnetventil erfolgte. Eine Nachspeisung erfolgte je Becken meist alle 3 - 4 Tage, nachdem eine Filterspülung durchgeführt wurde. Bei dieser Nachspeisung strömte innerhalb kurzer Zeit (< 1 h) eine große Wassermenge (> 15 m³/h) über den Wärmetauscher WT2, bis der Sollwasserstand im Schwallwasserbehälter wieder erreicht war. Danach wurde bis zur nächsten Filterspülung meist kein Frischwasser mehr nachgespeist. Am 25.07.07 wurde die automatische Beckenwassernachspeisung wieder in Betrieb genommen. Zuerst konnte keine Verbesserung der Nachspeisesituation beobachtet werden. Kurz vor Weihnachten wurde der maximale Volumenstrom an den meisten Becken reduziert. Dadurch konnte die Dauer der Einspeisung an den einzelnen Becken deutlich verlängert und in Folge dessen die Wärmeaufnahme aus dem Kollektorkreis verbessert werden. Ende Februar 2008 wurde die Beckennachspeisung auf den Zeitraum zwischen 10 und 16 Uhr begrenzt, sodass nur noch bei unterschreiten des Trockenlaufschutzes der Schwallwasserbehälter, eine Beckenwassernachspeisung außerhalb dieses Zeitraums stattfindet.

Zur Vorwärmung des Beckenwassers wäre es wahrscheinlich sinnvoller gewesen, den Wärmetauscher in den Zirkulationskreislauf zwischen Schwallwasserbehälter des größten Schwimmbeckens vor dem Nachheizwärmetauscher einzubauen, da an dieser Stelle der Wärmetauscher während der Öffnungszeiten immer durchströmt wird. Die Rücklauftemperatur vom Schwimmbecken wäre zwar deutlich höher gewesen als beim Frischwasser, der kontinuierliche Volumenstrom und die damit verbundene kontinuierliche Wärmeabnahme hätte diesen Nachteil aber sehr wahrscheinlich mehr als ausgeglichen.

6.2 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z.B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

Während einer einjährigen Intensivmessphase wurden u.a. der Ertrag und der Systemnutzungsgrad der Solaranlage ermittelt und damit die vom Anlageninstallateur abgegebene Ertragsgarantie überprüft. Die wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen des ersten und zweiten Intensivmessjahres sind in den folgenden Tabellen 6.1 und 6.2 dargestellt. Auf die Darstellung der Messwerte des dritten Messjahres (05.11.2005 – 04.11.2006) wurde verzichtet, da in diesem Zeitraum die Wärmetauscher undicht und außer Betrieb gesetzt wurden. Demzufolge konnten nur zu Beginn des Jahres Solarerträge realisiert werden. Im vierten Messjahr (05.11.2006 – 04.11.2007) konnte auch noch kein zufriedenstellender Betrieb der Anlage realisiert werden, deshalb werden auch die Messwerte für dieses Messjahr nicht dargestellt. Nach Behebung aller Mängel wurde am 15.11.2008 bis 14.11.2009 ein weiteres Intensivmessjahr gestartet.

Tabelle 6.1 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage Albtherme Waldbronn für den Zeitraum 05.11.2003 bis 04.11.2004 (1. Intensivmessphase)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 05.11.03 – 04.11.04	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	306.614 kWh	1.356 kWh/(m ² a)
2	Nutzenergie des Solarsystems	QSOL	127.016 kWh	562 kWh/(m ² a)
3	Energie von Kollektorkreis an Trinkwasserkreis (Duschwasserspeicher)	QSP	115.553 kWh	511 kWh/(m ² a)
4	Energie von Kollektorkreis an Beckenwasser (Frischwassernachspeisung)	QFW	11.463 kWh	51 kWh/(m ² a)
5	Energie für Warmwasser-Zapfverbrauch (Dusche)	QVV	523.423 kWh	1.434 kWh/d
6	Energie für Frischwasserverbrauch (Becken)	QBW	208.540 kWh	571 kWh/d
7	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.004 kWh	12,2 Wh/(m ² d)
8	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2.860 h	7,8 h/d
9	Betriebsstunden Pumpe Beladung Duschwasserspeicher	HP2	2.757 h	7,6 h/d
10	Volumenstrom durch Kollektorfeld	VKT	2,90 m ³ /h	12,8 l/(m ² h)
11	Volumen(strom) Kollektorkreis über WT1 (Trinkwasserkreis)	VKT1	6.257 m ³	2,19 m ³ /h
12	Volumen(strom) Kollektorkreis über WT2 (Beckenwasserkreis)	VKT2	5.272 m ³	1,84 m ³ /h
13	Volumen(strom) Beladung Duschwasserspeicher	VSP	5.790 m ³	2,10 m ³ /h
14	Volumen Trink-Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen (T WW = 55 °C)	VSV	11.747 m ³	32,2 m ³ /d
		Auslastung	143 l/(m ² d)	
15	Volumen Trink-Warmwasser (Zapfverbrauch) korrigiert auf 60°C WW-Temperatur	VSV_KOR	10.515 m ³	28,8 m ³ /d
		Ausl_kor	127 l/(m ² d)	
16	Volumen Frischwasser (Beckenwassernachspeisung) gemessen	VB	7.816 m ³	21,4 m ³ /d
17	Volumen Trink-Warmwasser und Frischwasser korrigiert auf 44°C WW-Temperatur	VERB_KOR	21.470 m ³	58,8 m ³ /d
18	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g _{SB}	
		netto	g _{SN}	
19	Solarer Anteil an Duschwassererwärmung	D _{SB,DW}	41,4 %	
20	Solarer Anteil an Beckenwassererwärmung	D _{SB,BW}	22,1 %	
21	Solarer Gesamt-Deckungsanteil an Wassererwärmung (Dusch- und Beckenwasser)	D _{SB,WW}	5,5 %	
22	Arbeitszahl des Solarsystems	A	17,4 %	
			63	

Tabelle 6.2 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage Albtherme Waldbronn für den Zeitraum 05.11.2004 bis 04.11.2005 (2. Intensivmessphase)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 05.11.04 – 04.11.05	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	305.251kWh	1.349 kWh/(m ² a)
2	Nutzenergie des Solarsystems	QSOL	43.405kWh	192 kWh/(m ² a)
3	Energie von Kollektorkreis an Trinkwasserkreis (Duschwasserspeicher)	QSP	40.790kWh	180 kWh/(m ² a)
4	Energie von Kollektorkreis an Beckenwasser (Frischwassernachspeisung)	QFW	2.614 kWh	11,6 kWh/(m ² a)
5	Energie für Warmwasser-Zapfverbrauch (Dusche)	QVV	456.709 kWh	1251 kWh/d
6	Energie für Frischwasserverbrauch (Becken)	QBW	161.600 kWh	443 kWh/d
7	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	2.372kWh	28,7 Wh/(m ² d)
8	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	3.741 h	10,2 h/d
9	Betriebsstunden Pumpe Beladung Duschwasser- speicher	HP2	3.590 h	9,8 h/d
10	Volumenstrom durch Kollektorfeld	VKT	2,90 m ³ /h	12,8 l/(m ² h)
11	Volumen(strom) Kollektorkreis über WT1 (Trink- wasserkreis)	VKT1	1.420 m ³	0,38 m ³ /h
12	Volumen(strom) Kollektorkreis über WT2 (Be- ckenwasserkreis)	VKT2	1.446 m ³	0,39 m ³ /h
13	Volumen(strom) Beladung Duschwasserspeicher	VSP	7.051 m ³	1,96 m ³ /h
14	Volumen Trink-Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen (T WW = 55 °C)	VSV	9.635 m ³	26,4 m ³ /d
		Auslastung	117 l/(m ² d)	
15	Volumen Trink-Warmwasser (Zapfverbrauch) korrigiert auf 60°C WW-Temperatur	VSV_KOR	9.135 m ³	25,0 m ³ /d
		Ausl_kor	111 l/(m ² d)	
16	Volumen Frischwasser (Beckenwassernachspei- sung) gemessen	VB	6.057 m ³	16,6 m ³ /d
17	Volumen Trink-Warmwasser und Frischwasser korrigiert auf 44°C WW-Temperatur	VERB_KOR	18.784 m ³	51,5 m ³ /d
18	Solarsystemnutzungsgrad	g _{SB}	14,2 %	
	brutto	g _{SN}	13,4 %	
19	Solarer Anteil an Duschwassererwärmung	D _{SB,DW}	11,0 %	
20	Solarer Anteil an Beckenwassererwärmung	D _{SB,BW}	1,6 %	
21	Solarer Gesamt-Deckungsanteil an Wassererwär- mung (Dusch- und Beckenwasser)	D _{SB,WW}	7,0 %	
22	Arbeitszahl des Solarsystems	A	18,3	

Tabelle 6.3 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage Albtherme Waldbronn für den Zeitraum 15.11.2008 bis 14.11.2009 (3. Intensivmessphase)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 15.11.08 – 14.11.09	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	303.477 kWh	1.342 kWh/(m ² a)
2	Nutzenergie des Solarsystems	QSOL	111.483 kWh	493 kWh/(m ² a)
3	Energie von Kollektorkreis an Trinkwasserkreis (Duschwasserspeicher)	QSP	68.508 kWh	303 kWh/(m ² a)
4	Energie von Kollektorkreis an Beckenwasser (Frischwassernachspeisung)	QFW	42.975 kWh	190 kWh/(m ² a)
5	Energie für Warmwasser-Zapfverbrauch (Dusche)	QVV	260.352 kWh	713 kWh/d
6	Energie für Frischwasserverbrauch (Becken)	QBW	158.646 kWh	435 kWh/d
7	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	2.623 kWh	31,9 Wh/(m ² d)
8	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2.960 h	8,1 h/d
9	Betriebsstunden Pumpe Beladung Duschwasserspeicher	HP2	2.889 h	7,9 h/d
10	Volumenstrom durch Kollektorfeld	VKT	2,90 m ³ /h	12,8 l/(m ² h)
11	Volumen(strom) Kollektorkreis über WT1 (Trinkwasserkreis)	VKT1	10.340 m ³	3,49 m ³ /h
12	Volumen(strom) Kollektorkreis über WT2 (Beckenwasserkreis)	VKT2	8.994 m ³	3,04 m ³ /h
13	Volumen(strom) Beladung Duschwasserspeicher	VSP	9.317 m ³	3,22 m ³ /h
14	Volumen Trink-Warmwasser (Zapfverbrauch) gemessen (T _{WW} = 55 °C)	VSV	6.220 m ³	17 m ³ /d
		Auslastung	75 l/(m ² d)	
15	Volumen Trink-Warmwasser (Zapfverbrauch) korrigiert auf 60°C WW-Temperatur	VSV_KOR	4.503 m ³	12,3 m ³ /d
		Ausl_kor	55 l/(m ² d)	
16	Volumen Frischwasser (Beckenwassernachspeisung) gemessen	VB	5.946 m ³	26,3 m ³ /d
17	Volumen Trink-Warmwasser und Frischwasser korrigiert auf 44°C WW-Temperatur	VERB_KOR	13.159 m ³	58,2 m ³ /d
18	Solarsystemnutzungsgrad	g _{SB} g _{SN}	36,7 %	
	brutto		35,9 %	
19	Solarer Anteil an Duschwassererwärmung	D _{SB,DW}	28,7 %	
20	Solarer Anteil an Beckenwassererwärmung	D _{SB,BW}	27,1 %	
21	Solarer Gesamt-Deckungsanteil an Wassererwärmung (Dusch- und Beckenwasser)	D _{SB,WW}	26,6 %	
22	Arbeitszahl des Solarsystems	A	42,5	

6.2.1 Warmwasserverbrauch und Auslastung

a) Trinkwasser / Duschwasser

Der mittlere Duschwasserverbrauch der Albtherme lag während der 1. Intensivmessphase (05.11.2003 - 04.11.2004) bei 32,2 m³/d.

Als Gesamt-Duschwasserverbrauch wurden in diesem Zeitraum 11.747 m³ gemessen, bei einer durchschnittlichen Warmwassertemperatur von etwa 55 °C. Korrigiert auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C ergibt sich ein Jahresverbrauch an Warmwasser von 10.515 m³. Der tatsächliche Verbrauch lag damit um 71 % über dem für die Simulation angenommenen Duschwasserverbrauch (6.136 m³).

Das Jahresmittel der Auslastung des Solarsystems lag bei 127 l/(m²d) Duschwasserverbrauch.

In den Auslegungsmonaten Juli und August betrug die durchschnittliche Auslastung ca. 74 Liter pro Tag und m² und lag damit nur wenig über dem empfohlenen Auslegungswert von 70 Litern pro Tag und m².

In der 2. Intensivmessphase lag der Duschwasserverbrauch bei 26,4 m³/d. Insgesamt wurden 9.635 m³ bei 55°C verbraucht. Auf 60°C korrigiert ergeben sich 9.135 m³ als Jahresverbrauch der damit um 49 % höher liegt als der angenommene Duschwasserverbrauch.

Die Auslastung lag im 2. Intensivmessjahr im Mittel bei 111 l/(m²d).

In den Auslegungsmonaten Juli und August betrug die Auslastung ca. 65 Liter pro Tag und lag damit wenig unter den empfohlenen 70 l/(m²d).

Im dritten Intensivmessjahr wurden 6.220 m³ Duschwasserverbrauch gemessen (korrigiert auf 60 °C 4.503 m³). Dieser liegt damit 27 % unter dem für die Simulation angenommenen Verbrauch

Die Auslastung lag bei 55 l/(m²d) In den Auslegungsmonaten Juli/August betrug sie ca. 65 l/(m²d)

Die Bilder 6.4; 6.5 und 6.6 zeigen die realen und die angenommenen Tagessummen des Duschwasserverbrauchs sowie die Anlagenauslastung (gemittelt aus Wochensummen) während der ersten, zweiten und dritten Intensivmessphase. Daraus wird ersichtlich, dass zwischen Sommer und Winter eine sehr große Differenz im Duschwasserverbrauch ist. Auch zwischen den einzelnen Wochen innerhalb einer Jahreszeit kam es zeitweise zu erkennbaren Differenzen. Dies hängt u.a. damit zusammen, dass der Duschwasserverbrauch stark abhängig ist von der Besucherzahl der Albtherme. Diese wiederum wird erheblich von Wetter und Jahreszeit beeinflusst. Im Winter wird ein Thermalbad (Hallenbad) mit Sauna naturgemäß sehr viel stärker besucht als in den Sommermonaten. Die Albtherme Waldbronn hat in den Wintermonaten in etwa doppelt so viele Besucher als in den Auslegungsmonaten Juli/August. Der Duschwasserverbrauch ist im Winter ca. dreimal so hoch

als in den Sommermonaten, d.h. neben den Besucherzahlen ist auch entscheidend, dass in den Wintermonaten der Duschwasserverbrauch je Besucher um einiges über dem spezifischen Verbrauch im Sommer liegt (im Durchschnitt ca. + 50 %).

Der reale Jahresverlauf des Duschwasserverbrauchs entspricht in etwa dem für die Auslegung angenommenen Verlauf.

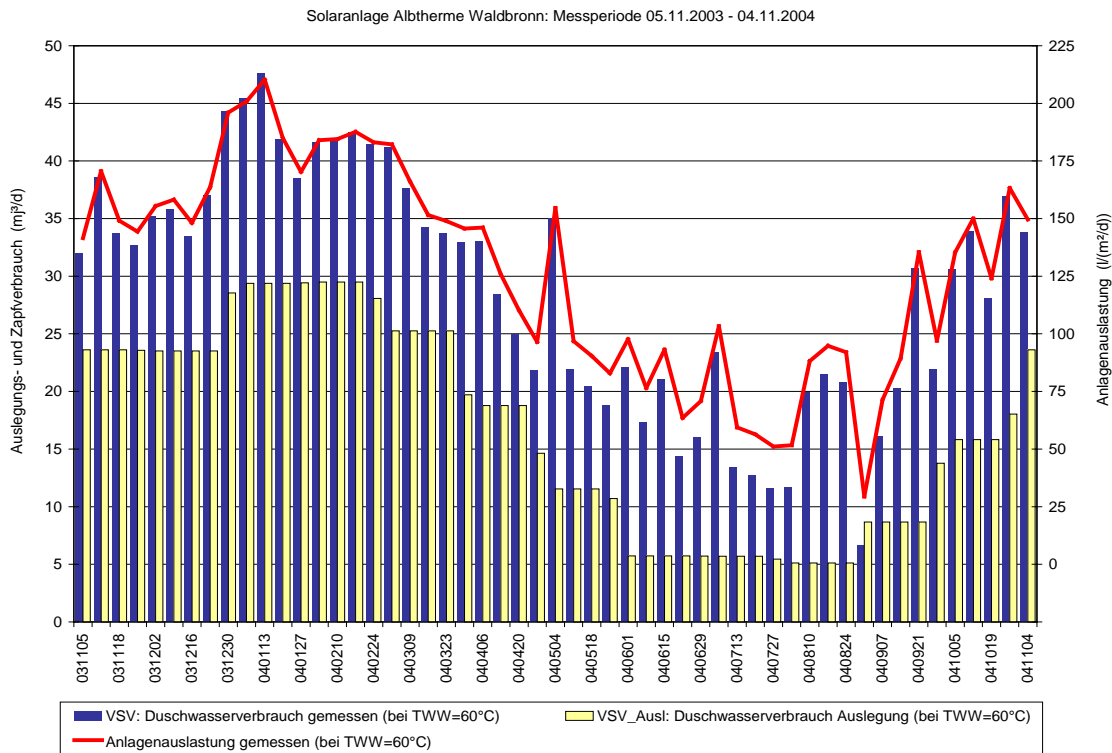


Bild 6.4 Wochensummen des gemessenen Duschwasserverbrauchs (Zapfverbrauch), des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (1. Intensivmessphase)

Solaranlage Albtherme Waldbronn: Messperiode 05.11.2004 - 04.11.2005

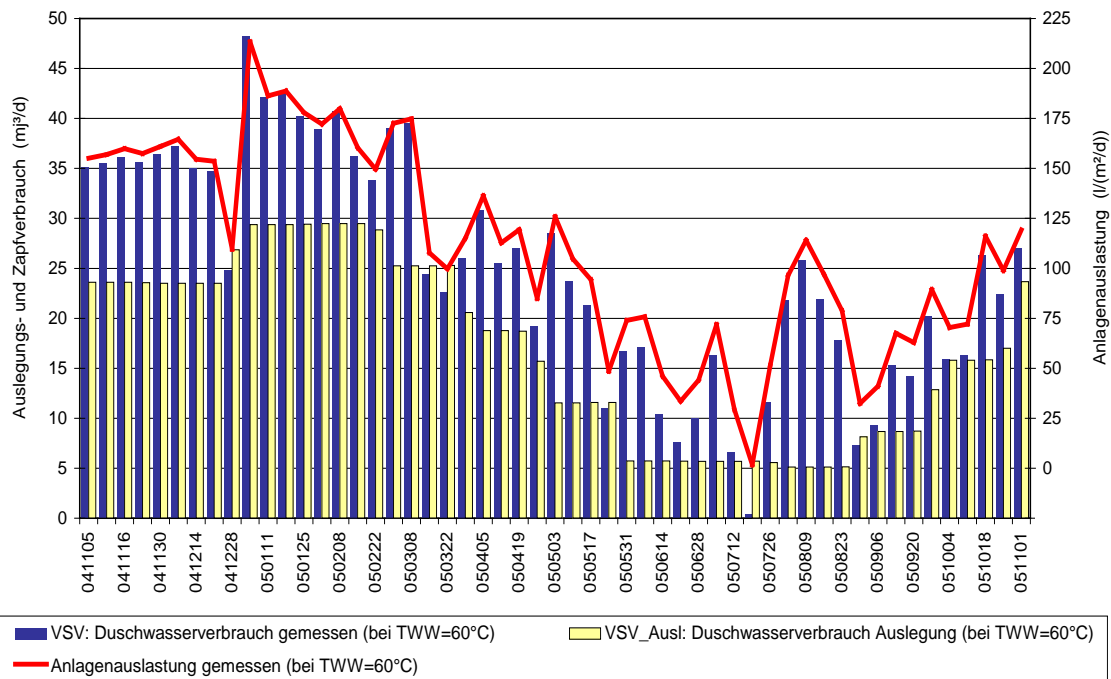


Bild 6.5 Wochensummen des gemessenen Duschwasserverbrauchs (Zapfverbrauch), des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (2. Intensivmessphase)

**Solaranlage Albtherme Waldbronn: Messperiode
15.11.2008 - 14.11.2009**

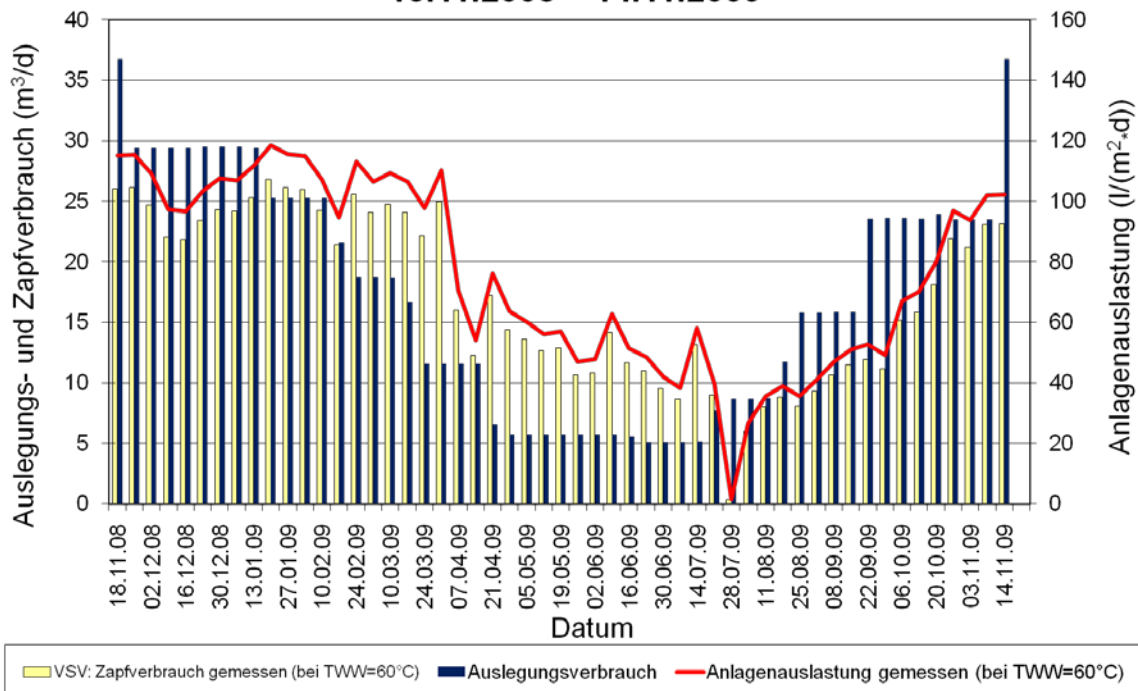


Bild 6.6 Wochensummen des gemessenen Duschwasserverbrauchs (Zapfverbrauch), des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung (3. Intensivmessphase)

Bild 6.7 zeigt die gemessenen Tages-Zapfprofile der Duschen an den Werktagen 27., 28. und 29.07.2004 im Vergleich zu dem angenommenen Auslegungsverbrauch (Vorgabe für T°Sol-

Simulation). Aus den T°Sol-Eingabewerten ergeben sich als Auslegungsverbrauch für einen Werktag (Mo-Fr) im Juli 6.000 Liter pro Tag, gemessen wurde an den dargestellten Tagen ein Verbrauch von durchschnittlich ca. 13.900 Litern. Der reale Verbrauch beträgt mehr als das Doppelte des angenommenen Verbrauchs. Der Vergleich der Tagesverläufe zeigt, dass der reale Verbrauch nicht wie angenommen hauptsächlich am Abend stattfindet, sondern am Morgen in etwa gleich hoch ist wie in den Abendstunden. Der angenommenen „Einbruch“ über die Mittagszeit entspricht den realen Verhältnissen. Zu berücksichtigen ist, dass das am Abend verbrauchte Duschwasser kaum mehr von der Solaranlage erwärmt werden kann. Das im Pufferspeicher bevorratete solar erwärmte Duschwasser (2,5 m³) ist vom nachströmenden kalten Trinkwasser verdrängt worden. Dieses kalte Trinkwasser kann von der Solaranlage nicht mehr erwärmt werden, da die Solaranlage wegen fehlender Einstrahlung keine Energie mehr liefern kann.

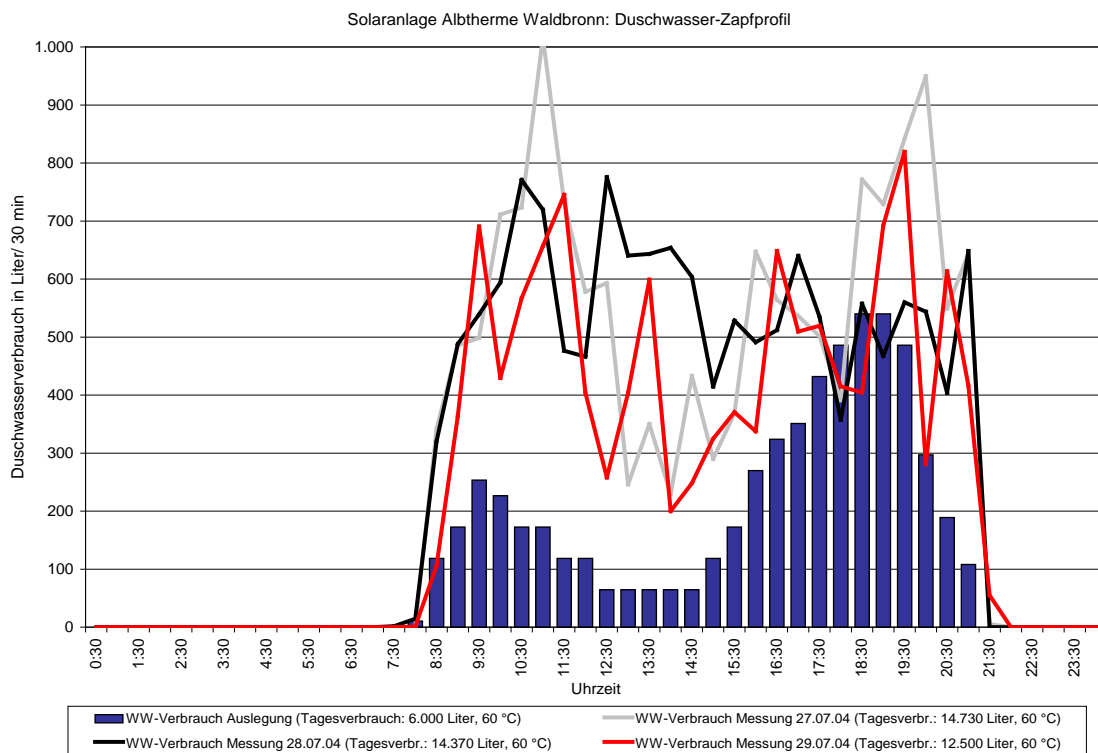


Bild 6.7 Vergleich gemessener Zapfprofile mit dem Auslegungs-Zapfprofil des Duschwasserverbrauchs (Werktag, Halbstundensummen)

b) Fischwasser / Beckenwasser

Neben dem Duschwasser verfügt die Solaranlage der Albtherme Waldbronn mit der Einbindung der Frischwassernachspeisung der Schwimmbecken in das Solarsystem über einen zweiten Solarenergienutzer. Im Juli 2003 wurde die Beckenwassernachspeisung so modifiziert und automatisiert, dass diese möglichst gleichmäßig über den Tag verteilt erfolgt (siehe 4.2). Dadurch soll der Solaranlage möglichst häufig ein Energieabnehmer auf niederem Temperaturniveau zur Verfügung stehen. Auf Grund der in 6.1 beschriebenen Undichtigkeiten am Wärmetauscher der solaren Beckenwassererwärmung (WT2) konnte die solare Beckenwassererwärmung nicht wie geplant betrieben werden. Sehr häufig wurde diese außer Betrieb genommen, indem die Beckenwassernachspeisung am Solarwärmetauscher WT2 vorbeigeleitet wurde (Bypassbetrieb) und somit keine solare Erwärmung des Beckenwassers erfolgen konnte.

Die Bilder 6.8, 6.9 und 6.10 zeigen den Jahresverlauf des in die Schwimmbecken nachgespeisten Frischwassers und die Menge an Frischwasser, die davon über den Solarwärmetauscher (WT2) geleitet wurde. Zusätzlich ist die für die Auslegung angenommene Frischwassermenge dargestellt. Dabei wurde von einer über das Jahr annähernd gleich hohen Menge an nachgespeistem Frischwasser ausgegangen. Vor allem im Winter wurde eine z.T. doppelt so hohe Menge an nachgespeistem Frischwasser benötigt, was mit der erhöhten Besucherzahl und dadurch erhöhtem Frischwasserbedarf zur Einhaltung der Hygienewerte begründet werden kann.

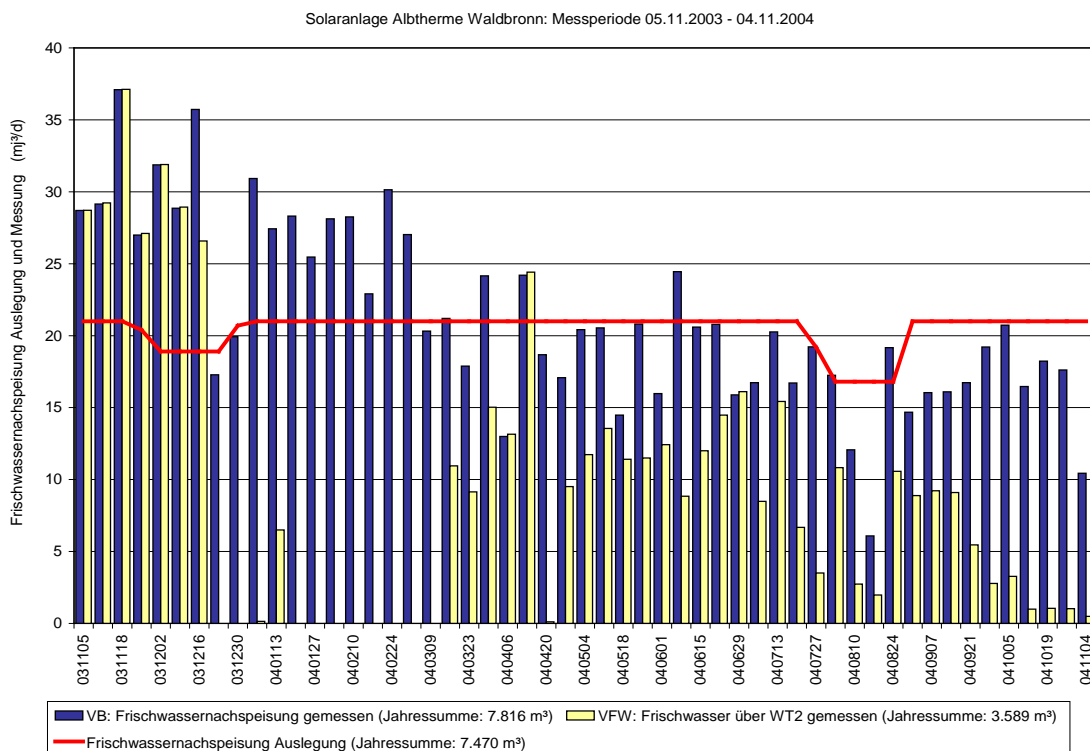


Bild 6.8 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) der gemessenen und der für die Auslegung angenommenen Frischwassernachspeisung (1. Intensivmessphase)

Solaranlage Albtherme Waldbronn: Messperiode 05.11.2004 - 04.11.2005

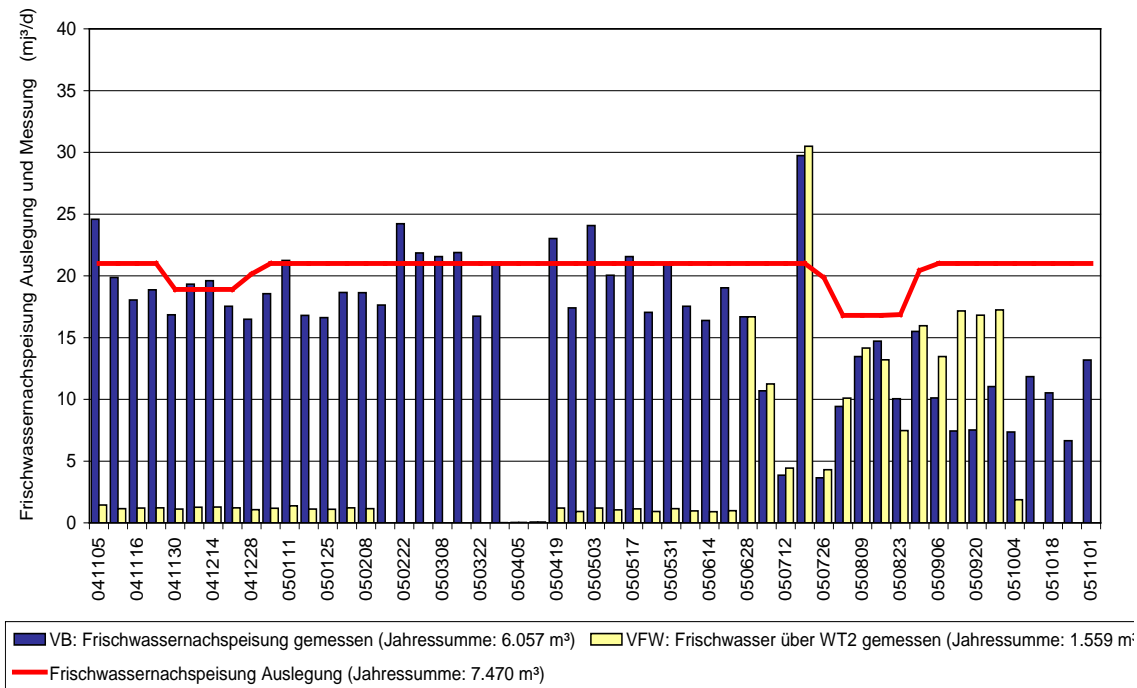


Bild 6.9 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) der gemessenen und der für die Auslegung angenommenen Frischwassernachspeisung (2. Intensivmessphase)

Solaranlage Albtherme Waldbronn: Messperiode 15.11.2008 - 14.11.2009

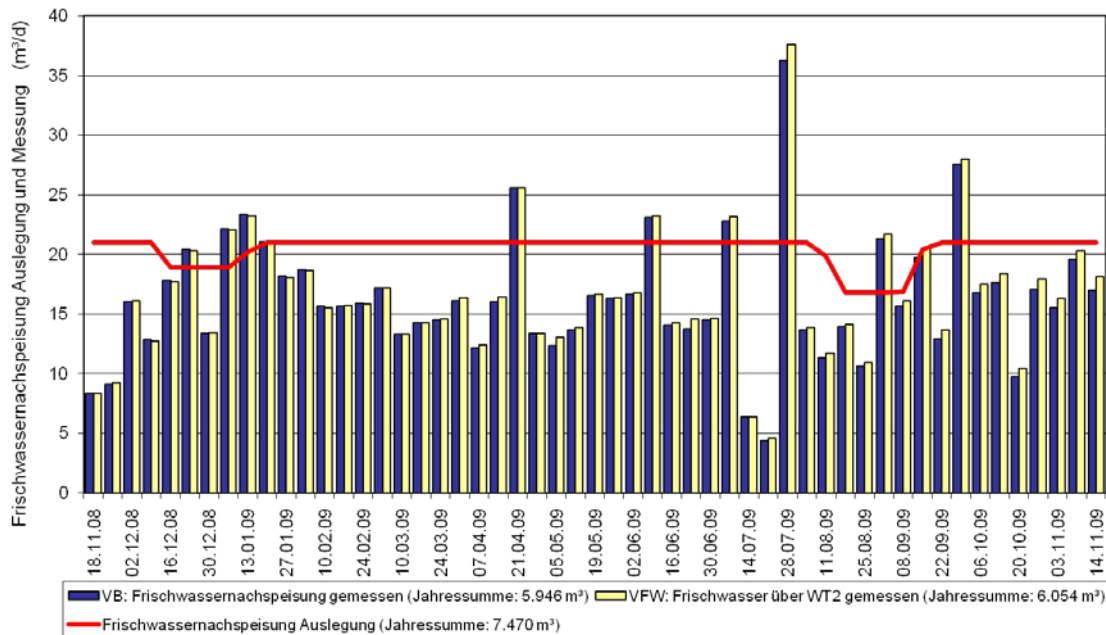


Bild 6.10 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) der gemessenen und der für die Auslegung angenommenen Frischwassernachspeisung (3. Intensivmessphase)

c) Gesamtverbrauch Warmwasser (Duschwasser + Beckenwasser)

Für die Auslegung des Solarsystems wurde aus den beiden Verbrauchsprofilen des Duschwassers und der Beckenwassernachspeisung ein gemeinsames Verbrauchsprofil erstellt (siehe 3.2). Die Zapftemperatur des Warmwassers (Mischtemperatur Duschwasser + Frischwasser) wurde auf 44 °C festgelegt. Die in den folgenden Bildern 6.11 bis 6.13 dargestellten Verbrauchsverläufe beziehen sich alle auf eine angenommene Warmwassertemperatur von 44 °C.

Der gemessene Warmwasserverbrauch der Albtherme Waldbronn liegt teilweise deutlich über dem angenommenen Verbrauch. Der gemessene Jahresverbrauch des 1. Intensivmessjahres liegt mit 21.470 m³ um ca. 58 % über dem für die Auslegung vorgegebenen Verbrauch von 13.605 m³. Die Auslastung des Solarsystems lag im Jahresdurchschnitt bei 260 Litern pro Tag und m² Kollektorfläche. In den Auslegungsmonaten Juli/August betrug die Anlagenauslastung durchschnittlich 279 l/(m²d), was ca. 138 % über dem für die Auslegung vorgegebenen Wert von 117 l/(m²d) liegt.

Im 2. Intensivmessjahr lag der gemessene Jahresverbrauch bei 18.784 m³ was um 38 % über dem Auslegungsverbrauch. Die durchschnittliche Auslastung betrug 228 l/(m²d). In den Sommermonaten lag die Auslastung bei 236 l/(m²d) und damit um 102 % über dem Auslegungswert.

Ein deutlich niedrigerer Jahresverbrauch wurde im dritten Intensivmessjahr mit 13.159 m³ ermittelt der knapp unter dem Auslegungsverbrauch lag. Damit betrug die Auslastung im Jahresdurchschnitt 164 l/(m²d). Im Juli und August lag sie bei ca. 104 l/(m²d) also knapp unterhalb des Auslegungswertes.

Bei der Bewertung der gemessenen Verbrauchswerte ist zu berücksichtigen, dass im Anschluss an die etwa alle drei Tage stattfindende Filterspülung des Spaßbeckens innerhalb von nur etwa zwei Stunden ca. 25 m³ Frischwasser in dessen Schwallwasserbehälter nachgespeist werden. Diese Filterspülung und Nachspeisung muss allerdings in den frühen Morgenstunden erfolgen, da wegen des zu kleinen Schwallwasserbehälters Spülwassers aus dem Spaßbecken entnommen werden muss und deshalb dieser Vorgang nur außerhalb der Öffnungszeiten stattfinden kann. Dies hat zur Folge, dass diese Menge Frischwasser nicht für die solare Vorwärmung genutzt werden kann. Auch ein nicht unerheblicher Teil des Duschwasserverbrauchs (Abendstunden) kann wie in a) erläutert nicht für die Solarenergieabnahme genutzt werden.

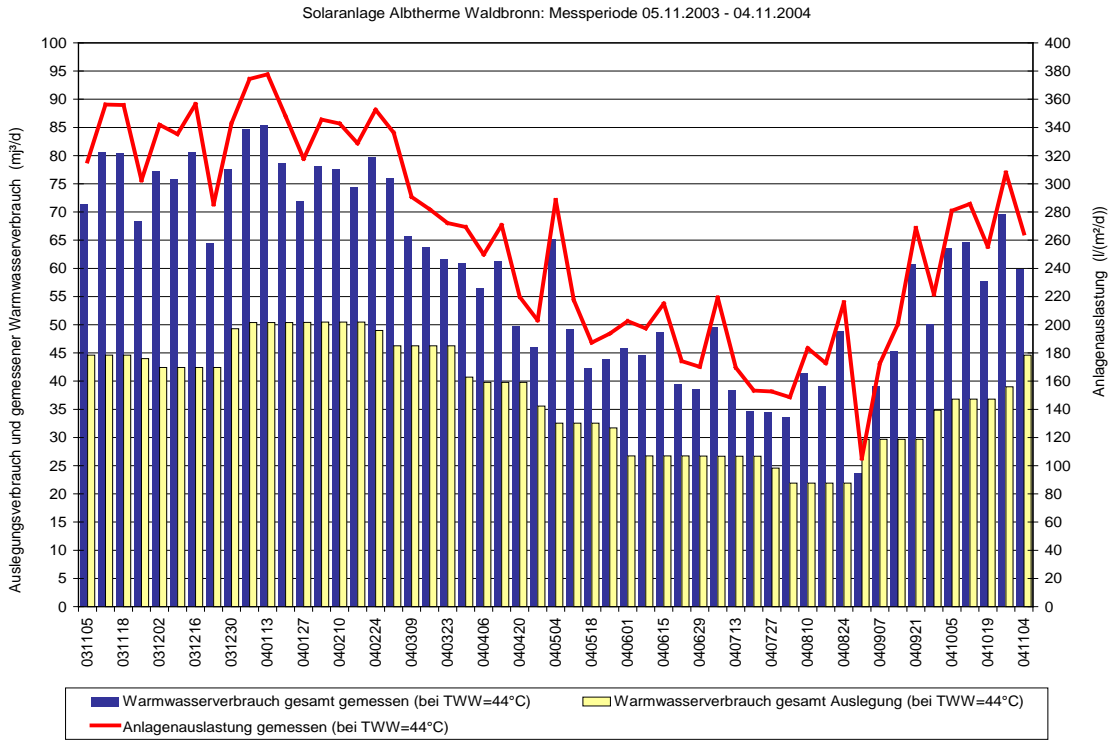


Bild 6.11 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Dusch- und Beckenwasserverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung bei einer angenommenen Mischtemperatur von 44 °C (1. Intensivmessphase)

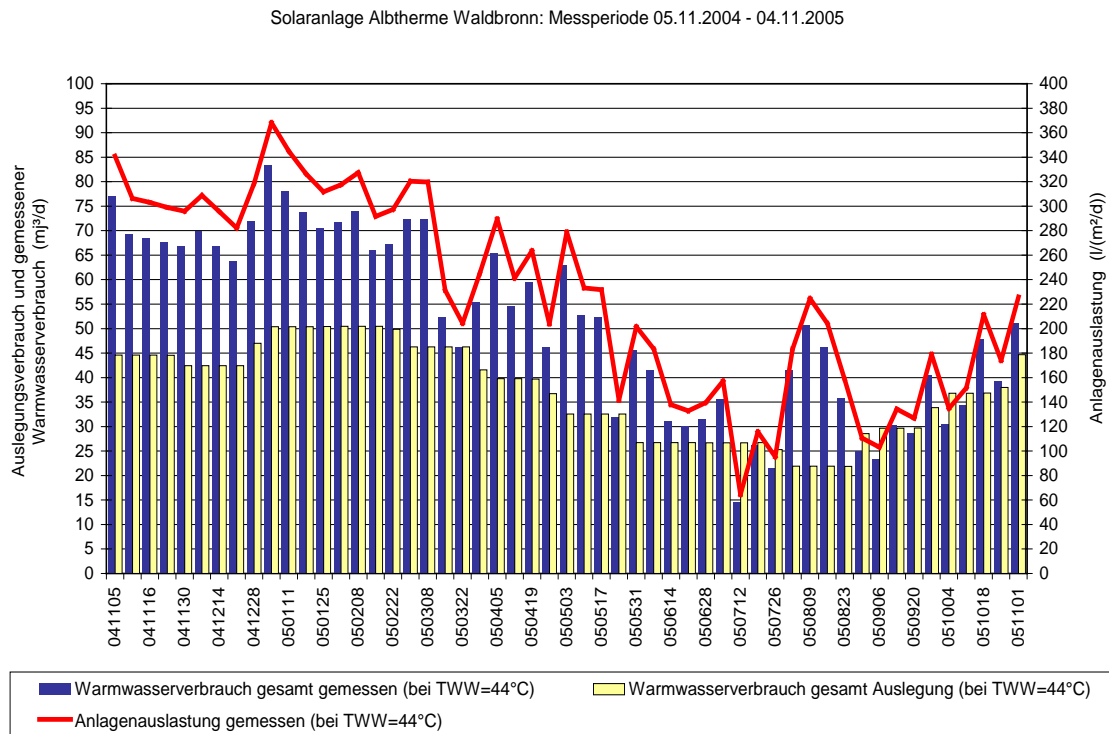


Bild 6.12 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Dusch- und Beckenwasserverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung bei einer angenommenen Mischtemperatur von 44 °C (2. Intensivmessphase)

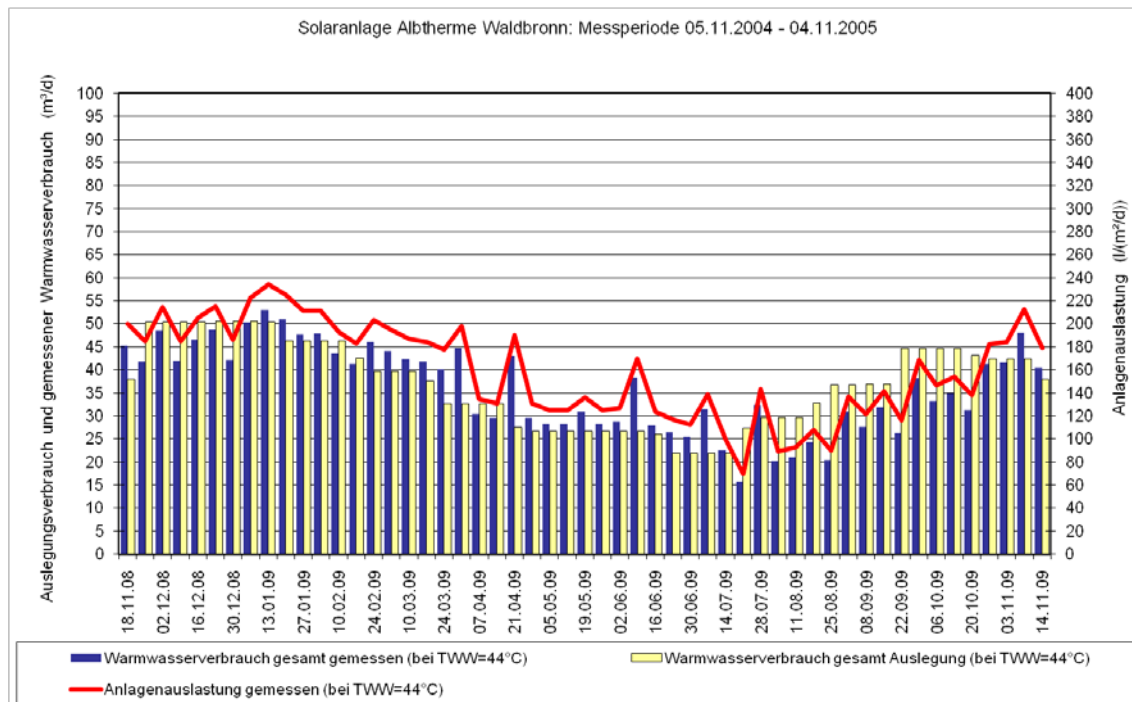


Bild 6.13 Tagessummen (gemittelt aus Wochensummen) des gemessenen Dusch- und Beckenwasserverbrauchs, des Auslegungsverbrauchs und der Anlagenauslastung bei einer angenommenen Mischtemperatur von 44 °C (3. Intensivmessphase)

6.2.2 Energien und Nutzungsgrade

Im 1. Messjahr wurden von der Einstrahlungsenergie auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (EITK) von 306.614 kWh bzw. 1.356 kWh/m² insgesamt 127.016 kWh solare Nutzenergie (QSOL) über die beiden Solarwärmetauscher WT1 und WT2 an die Nutzer Duschwasser- und Beckenwasserkreis abgegeben.

Von den 127.016 kWh wurden 115.553 kWh (91 %) zur Erwärmung des Duschwassers und 11.463 kWh zur Erwärmung des Beckenwassers genutzt.

Die Energiedifferenz zwischen EITK und QSOL wurde an den Kollektoren reflektiert oder als thermische Verluste an die Umgebung abgegeben. Prozentual wurden von der eingestrahelten Energie 41,4 % (Systemnutzungsgrad) an den Dusch- und Beckenwasserkreis abgegeben.

Im 2. Intensivmessjahr konnten von 305.251 kWh bzw. 1.349 kWh/(m²a) solarer Einstrahlung, 43.405 kWh zur Erwärmung von Becken- und Duschwasser genutzt werden. Davon wurden 40.790 kWh zur Duschwassererwärmung und 2.614 kWh zur Beckenwassererwärmung genutzt. Daraus ergibt sich ein Systemnutzungsgrad von 14,2 %.

Insgesamt 36,7 % oder 111.483 kWh der solaren Einstrahlung in Höhe von 303.477 kWh (1.342 kWh/m²) konnte im 3. Intensivmessjahr in Nutzwärme umgewandelt werden. Dabei wurden 68.508 kWh zur Erwärmung des Duschwassers und 42.975 kWh zur Erwärmung des Beckenwassers genutzt.

Die Bilder 6.14 bis 6.16 zeigen die spezifischen Tagessummen, der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad (gemittelt aus den Wochensummen bzw. -mittelwerten).

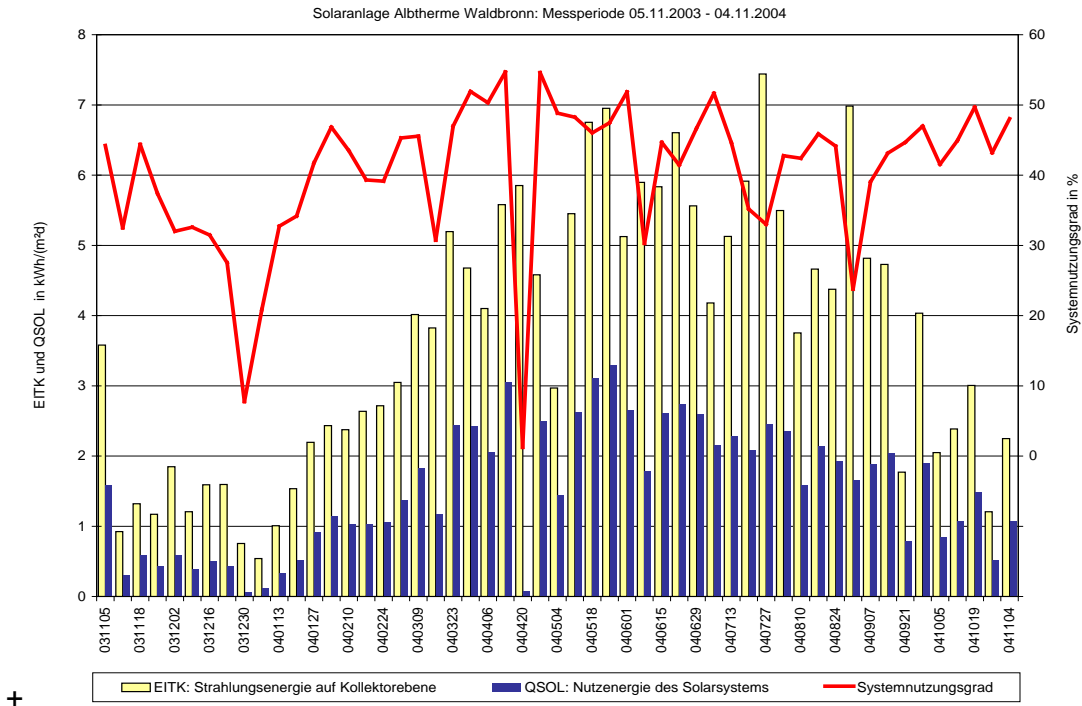


Bild 6.14 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (1. Intensivmessjahr)

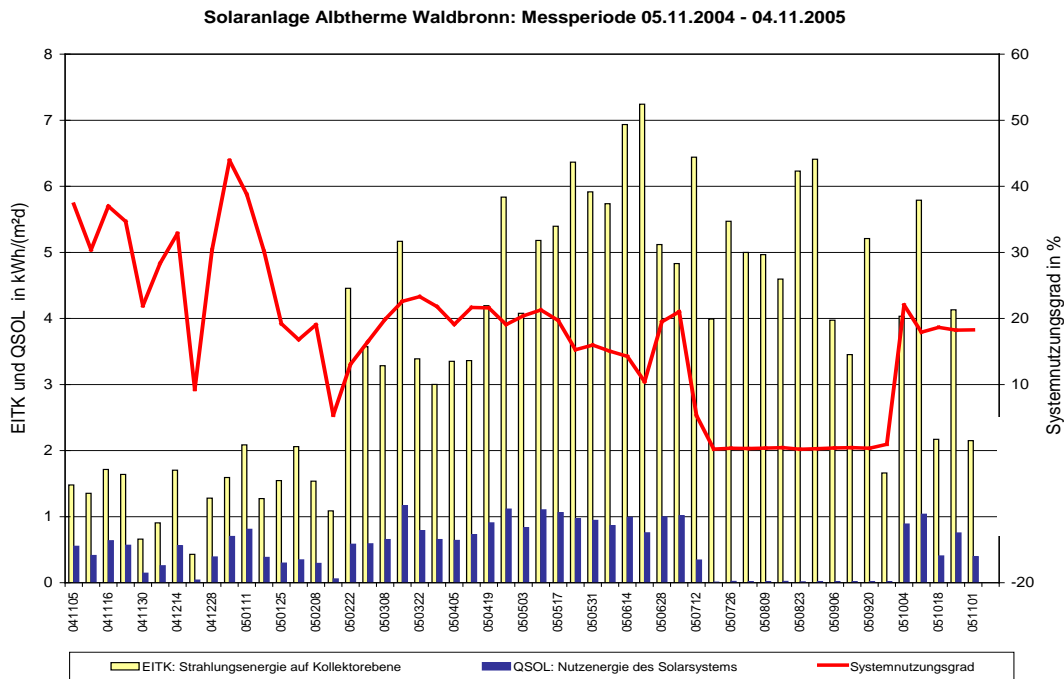


Bild 6.15 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (2. Intensivmessjahr)

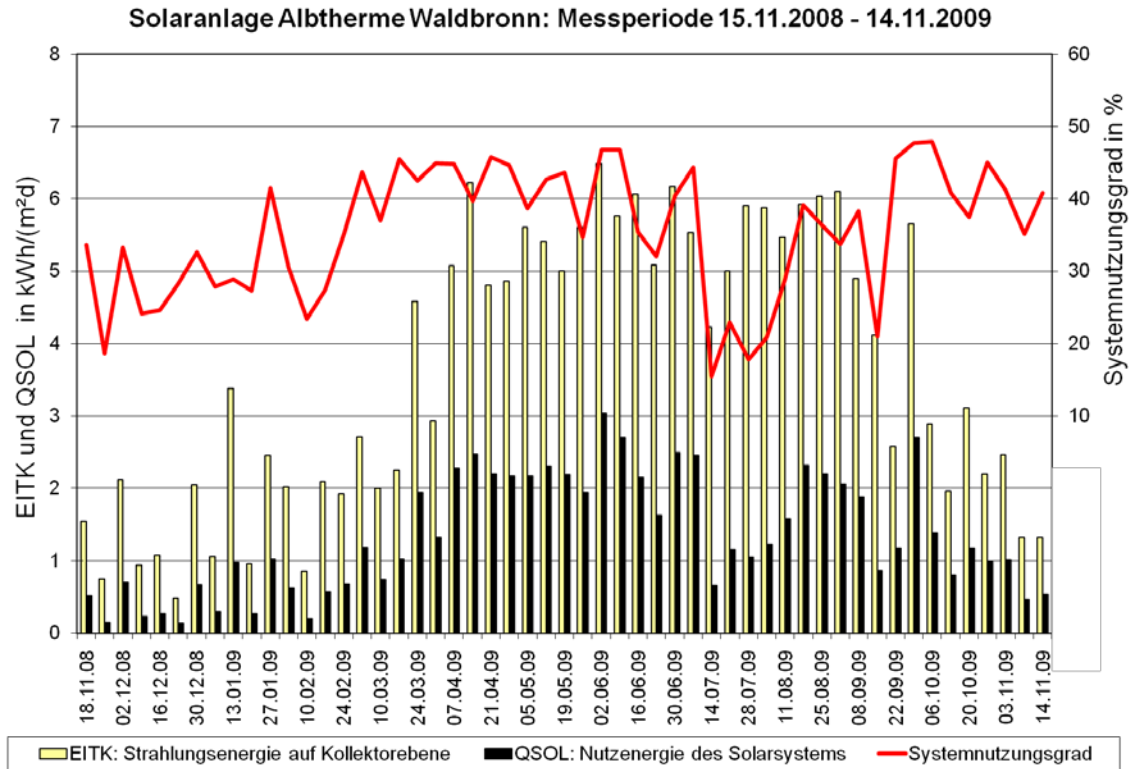


Bild 6.16 Spezifische Tagessummen der Strahlungs- und Nutzenergie (gemittelt aus Wochensummen) und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (3. Intensivmessjahr)

Mit der vom Solarsystem gelieferten Nutzenergie für die Duschwassererwärmung von 115.553 kWh im 1. Messjahr und 40.790 kWh im 2. Messjahr konnten insgesamt 22,1 % bzw. 8,9 % der Duschwasser-Zapfenergie solar gedeckt werden. Im 3. Messjahr konnten 28,7 % gedeckt werden

Zur Bestimmung des solaren Deckungsanteils an der Erwärmung des in die Becken eingespeisten Frischwassers muss mangels Messstellen der Energiebedarf für die Erwärmung des Beckenwassers überschlägig berechnet werden. Dabei werden weder Verluste des Heizkessels noch Verteil- oder andere Energieverluste berücksichtigt sondern lediglich der Energieinhalt des nachgespeisten erwärmten Frischwassers. Unter Annahme einer konstanten Erwärmung von 17 °C auf 40 °C beträgt die Jahressumme der Energie für die Beckenwassernachspeisung 208.540 kWh (1. Messjahr), 161.600 kWh (2. Messjahr) bzw. 158.646 kWh (3. Messjahr). Die solaren Nutzenergien von 11.463 kWh im 1. Messjahr, 2.614 kWh im 2. Messjahr und 42.975 kWh bedeuten einen solaren Deckungsanteil an der Beckenwassererwärmung von 5,5 %, 1,6 % bzw. 27,1 %. Diese Werte sind in den ersten beiden Messjahren vor allem deshalb so gering, weil der Solarwärmetauscher der Beckenwassererwärmung wegen der bereits beschriebenen Undichtigkeiten nur selten in Betrieb war.

Die vom Solarsystem gelieferte Jahres-Nutzenergie von insgesamt 127.016 kWh (1.Intensivmessjahr), 43.405 kWh (2. Intensivmessjahr) und 111.483 kWh hatte einen Anteil von

17,4 %, 7,0 % bzw. 26,6 % an der gesamten Trink- und Frischwassererwärmung der Albtherme Waldbronn.

In den Bildern 6.17 bis 6.25 ist der Verlauf des solaren Deckungsanteils bezogen auf den Energiebedarf für den Dusch-, Frisch- bzw. Summe aus Dusch- und Frischwasser (Gesamtwarmwasserverbrauch) dargestellt. Als Balken aufgetragen sind die Wochensummen Nutzenergie aus dem Solarsystem und der jeweils entsprechende Energiebedarf für den reinen Warmwasserverbrauch d.h. ohne Berücksichtigung von Kessel-, Speicher- und Zirkulationsverlusten.

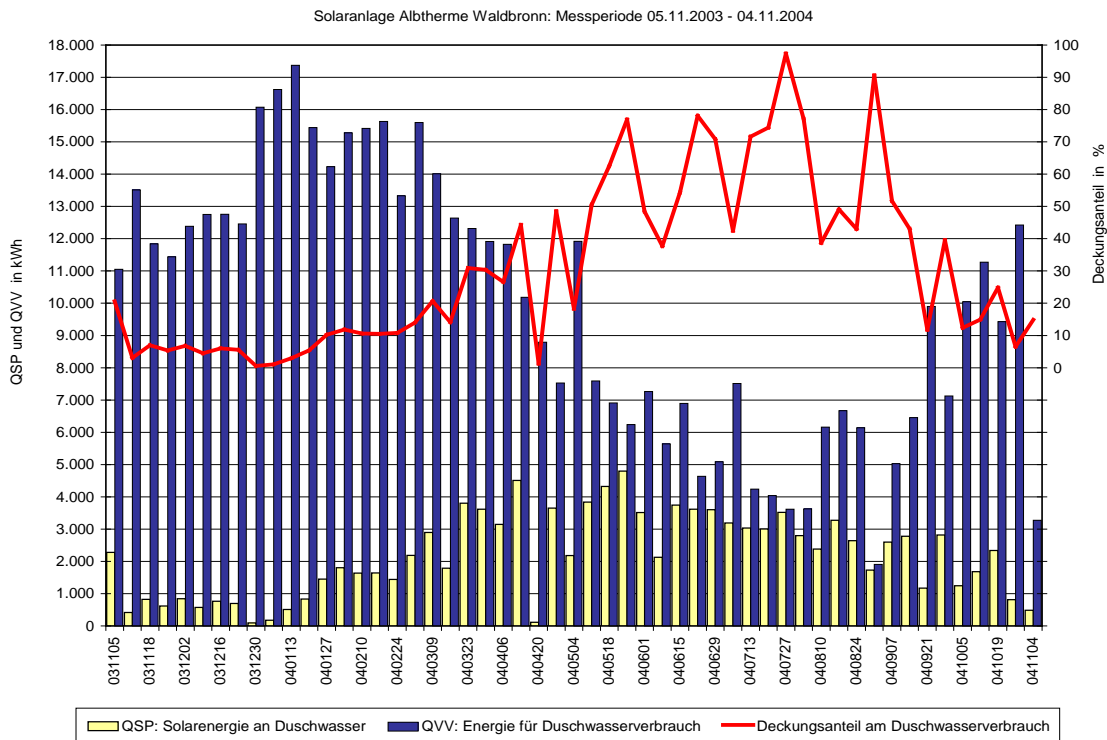


Bild 6.17 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Duschwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Energie für den Duschverbrauch (1. Messjahr)

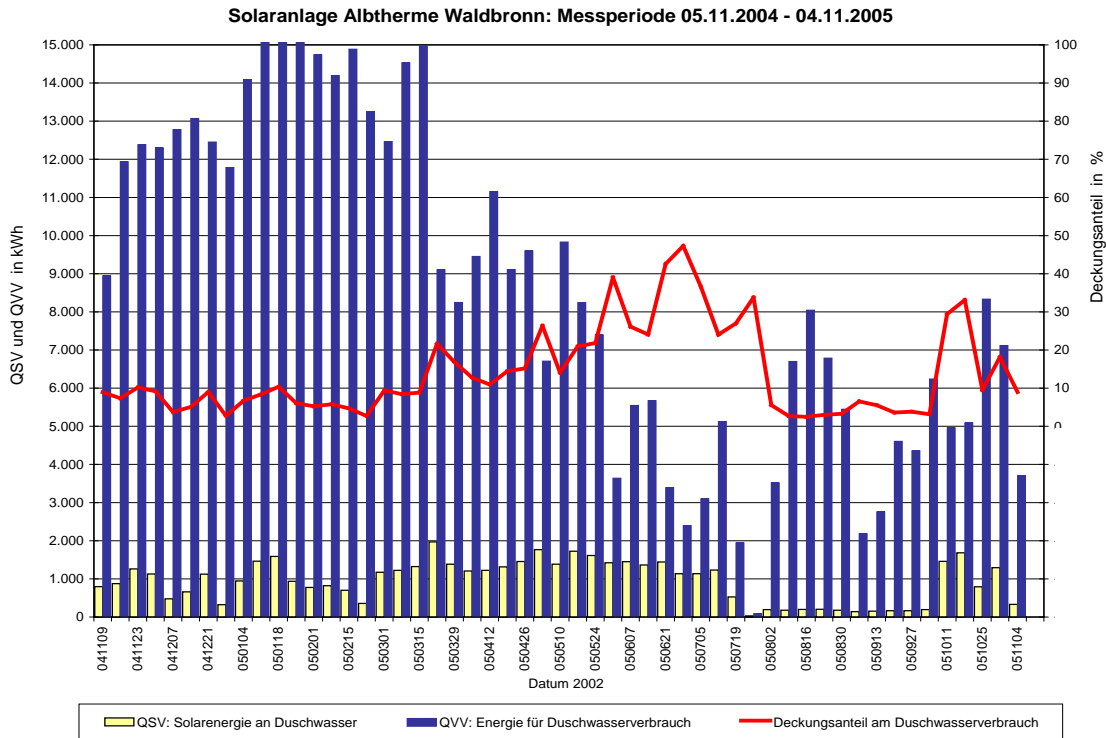


Bild 6.18 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Duschwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Energie für den Duschverbrauch (2. Messjahr)

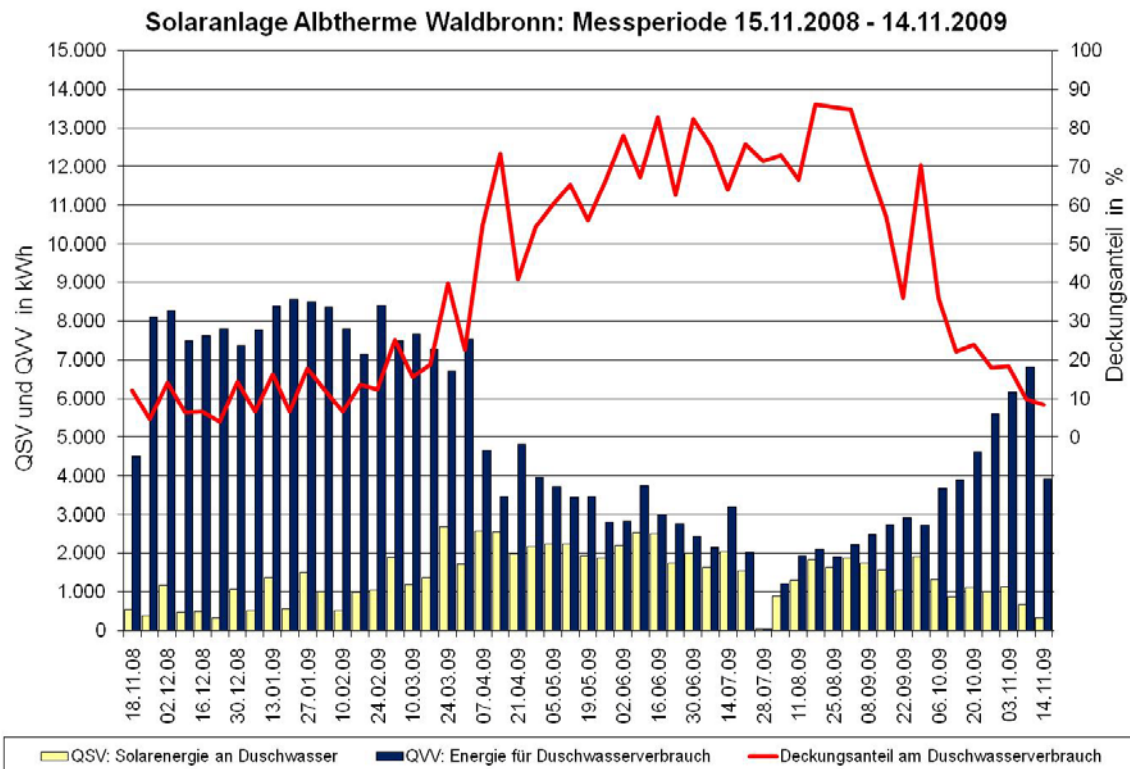


Bild 6.19 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Duschwasser-Zapfenergie und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Energie für den Duschverbrauch (3. Messjahr)

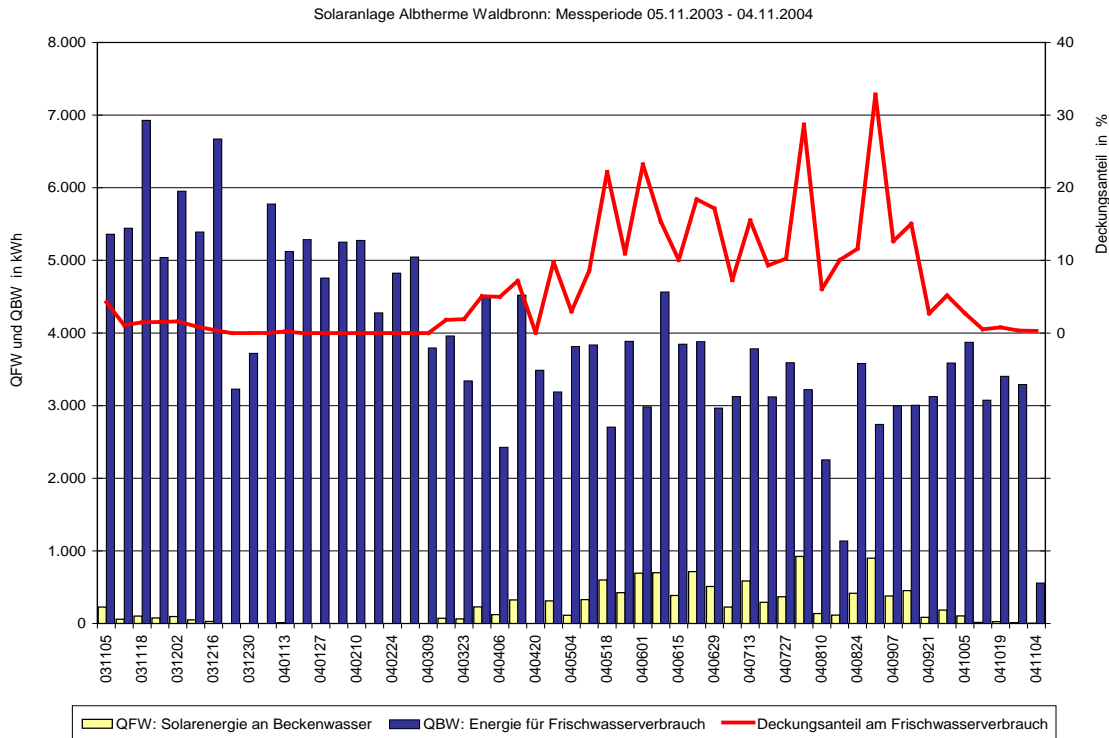


Bild 6.20 Wochensummen der solaren Nutzenergie an das Beckenwasser und der Energie für Frischwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Gesamtenergie für den Frischwasserverbrauch (1. Intensivmessjahr).

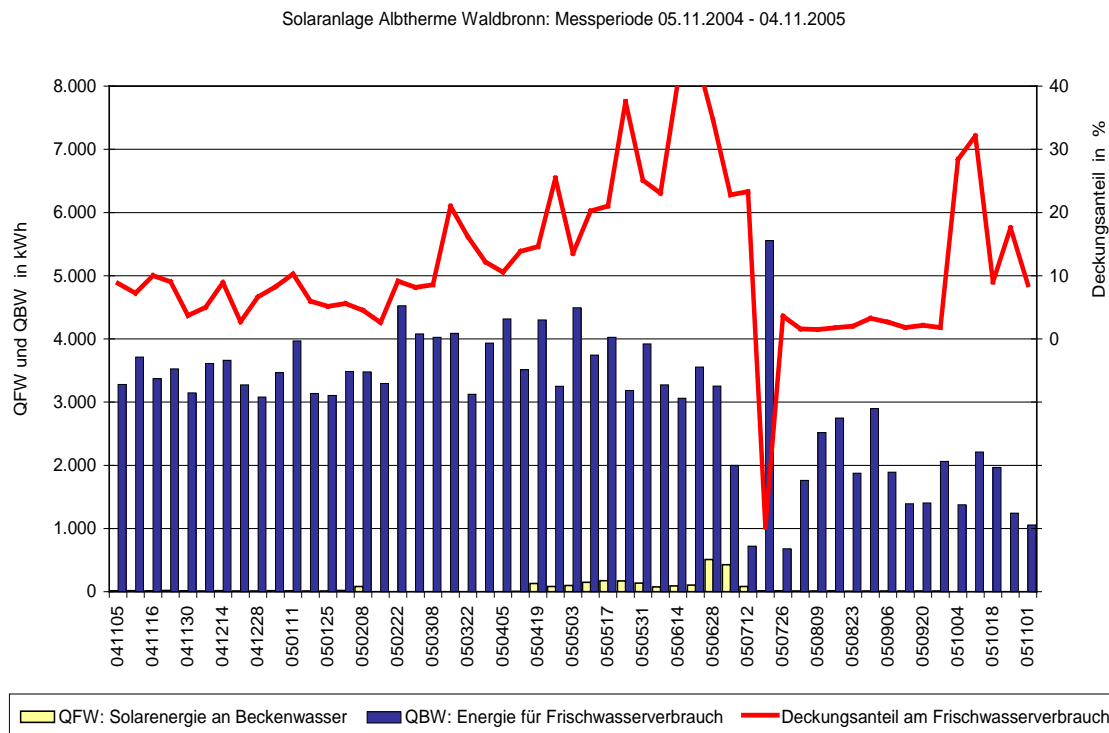


Bild 6.21 Wochensummen der solaren Nutzenergie an das Beckenwasser und der Energie für Frischwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Gesamtenergie für den Frischwasserverbrauch (2. Intensivmessjahr).

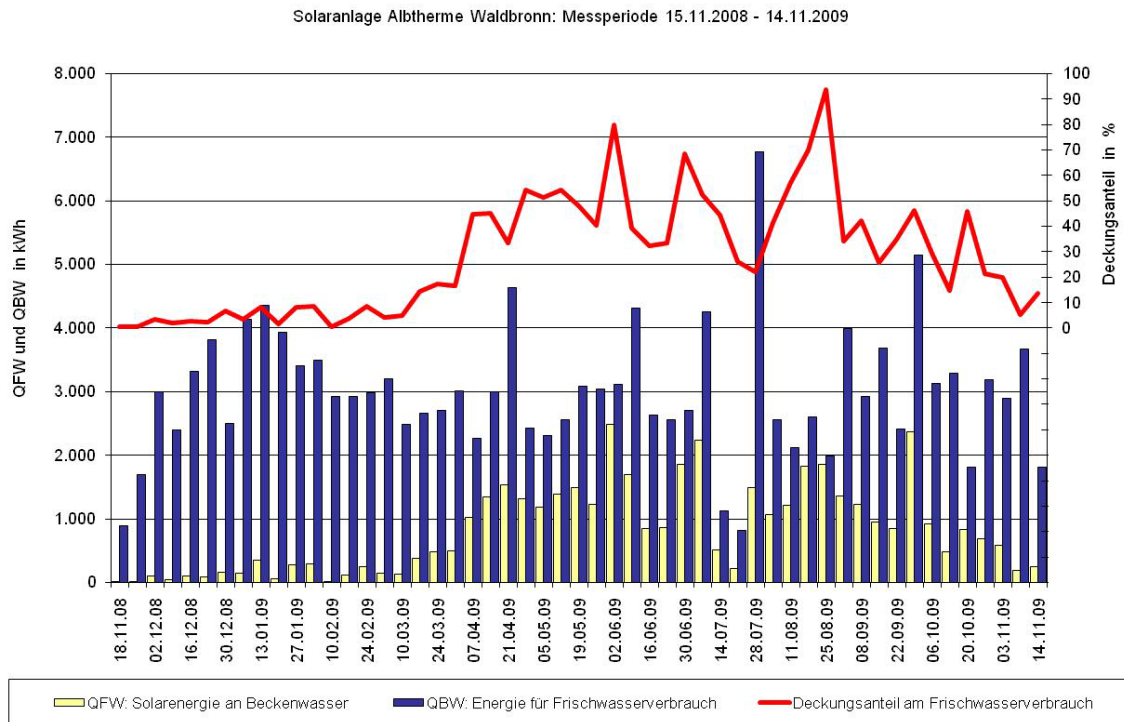


Bild 6.22 Wochensummen der solaren Nutzenergie an das Beckenwasser und der Energie für Frischwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Gesamtenergie für den Frischwasserverbrauch (3. Intensivmessjahr).

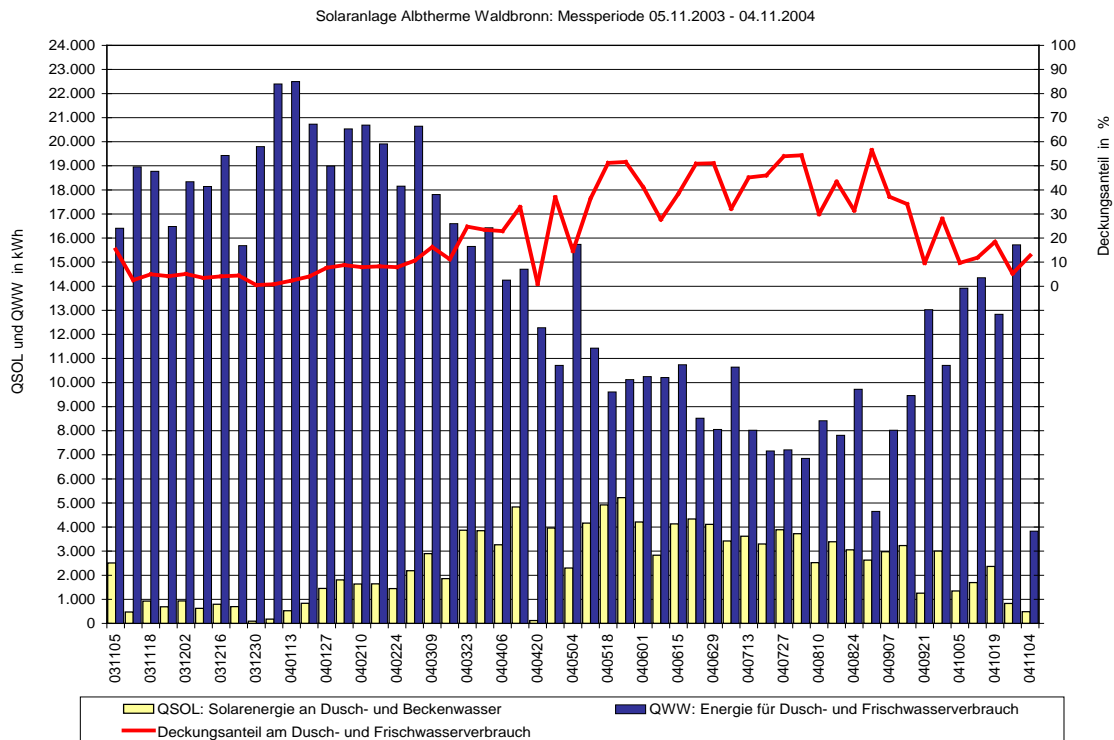


Bild 6.23 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Energie für Frischwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Energie für den Frischwasserverbrauch (1. Intensivmessjahr)

Solaranlage Albtherme Waldbronn: Messperiode 05.11.2004 - 04.11.2005

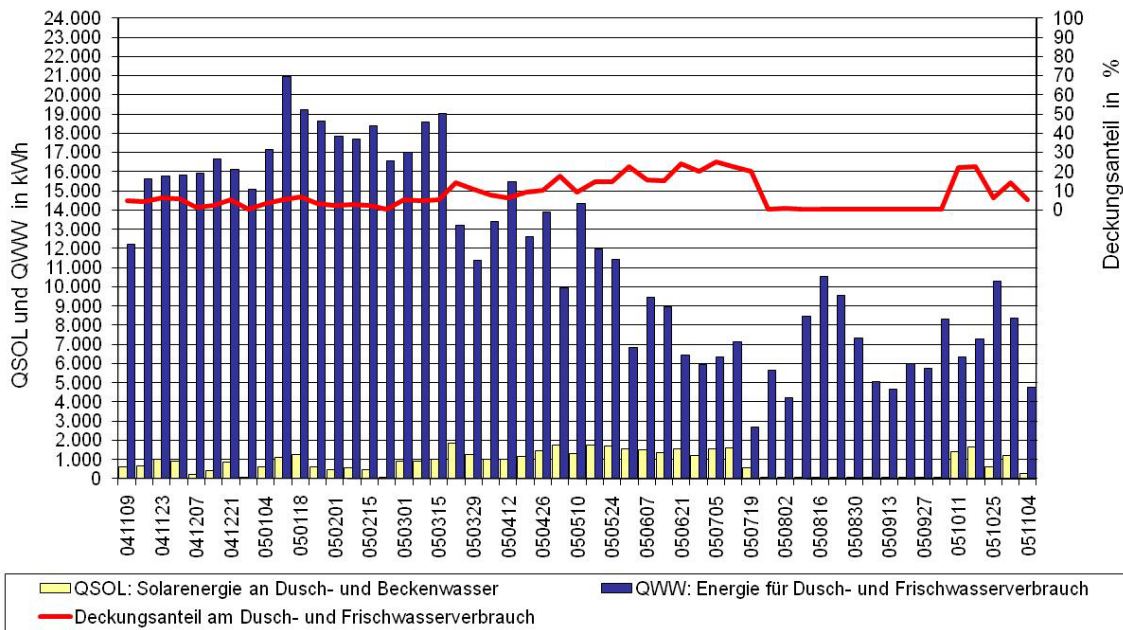


Bild 6.24 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Energie für Frischwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Energie für den Frischwasserverbrauch (2. Intensivmessjahr)

Solaranlage Albtherme Waldbronn: Messperiode 15.11.2008 - 14.11.2009

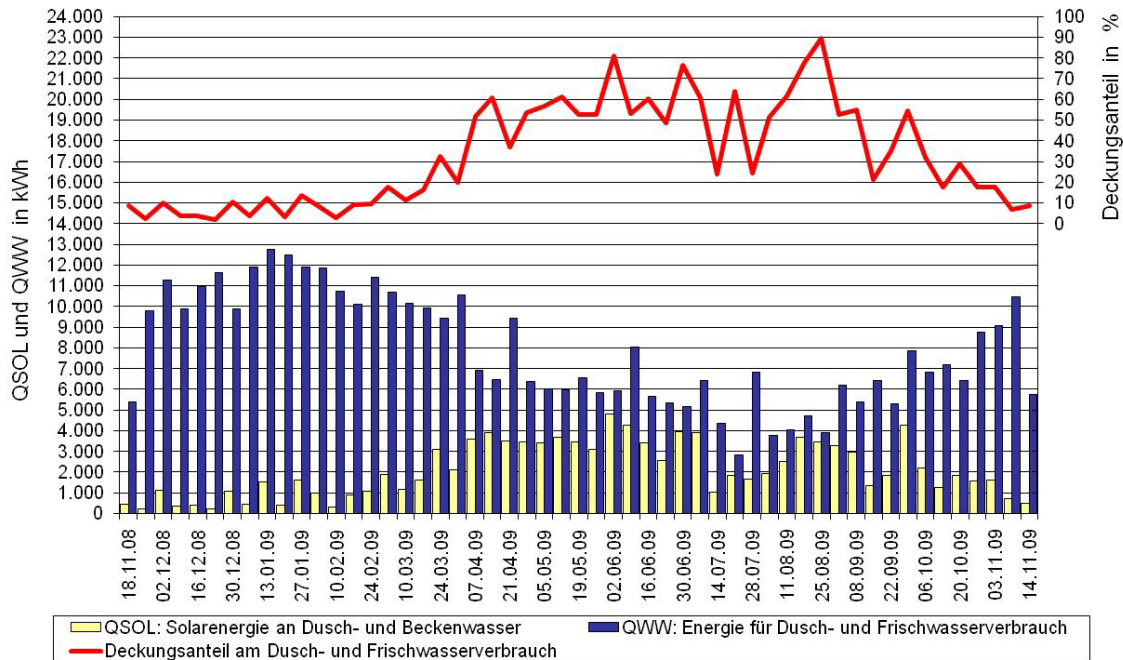


Bild 6.25 Wochensummen der solaren Nutzenergie und der Energie für Frischwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils an der Energie für den Frischwasserverbrauch (3. Intensivmessjahr)

7 Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 123.788 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten von 153.201,36 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,108 €/kWh.

Mit dem im realen Betrieb gemessenen Jahresertrag von 127.016 kWh im 1. Messjahr bzw. 43.405 kWh im 2. Messjahr und den tatsächlich abgerechneten Systemkosten von 177.851,40 € ergeben sich **tatsächliche Nutzwärmekosten von 0,122 €/kWh bzw. 0,357 €/kWh**.

Zur Reduzierung der Systemkosten trug bei, dass Teile der vorhandenen Anlagentechnik (z.B. Solarspeicher, Teil der Kollektorkreisleitung) für die Solaranlage verwendet werden konnten und deshalb nicht zusätzlich beschafft werden mussten.

Eine Übersicht der geplanten und realen Kennwerte zeigt Tabelle 7.1. Die Verteilung der Systemkosten ist in Bild 7.1 dargestellt.

Tabelle 7.1 Garantierter Energieertrag, Systemkosten und solare Nutzwärmekosten für die Solaranlage Albtherme Waldbronn.

	Vergabe	Abgerechnet		
Investitionskosten Solarsystem (ohne MwSt)	111.880,02 €	130.134,48 €		
Planungskosten (ohne MwSt)	20.190,12 €	23.185,69 €		
Kosten Solarsystem + Planung (inkl. 16% MwSt)	153.201,36 €	177.851,40 €		
Spezifische Systemkosten (inkl. Planung und MwSt)	677 €/m ²	786 €/m ²		
	Garantie	1. Messj.	2. Messj.	3. Messj.
Energieertrag aus Solarsystem	123.788 kWh/a 547 kWh/(m ² a)	127.016 kWh 562 kWh/m ²	43.405 kWh 192 kWh/m ²	111.483 kWh 493 kWh/m ²
Solare Nutzwärmekosten *	0,108 €/kWh	0,122 €/kWh	0,357 €/kWh	0,137 €/kWh
* Solare Nutzwärmekosten = (Systemkosten x rel. Annuität) / Solarertrag rel. Annuität = 8,72 %, basierend auf 20 Jahren Anlagenlebensdauer und 6% Kapitalzins.				

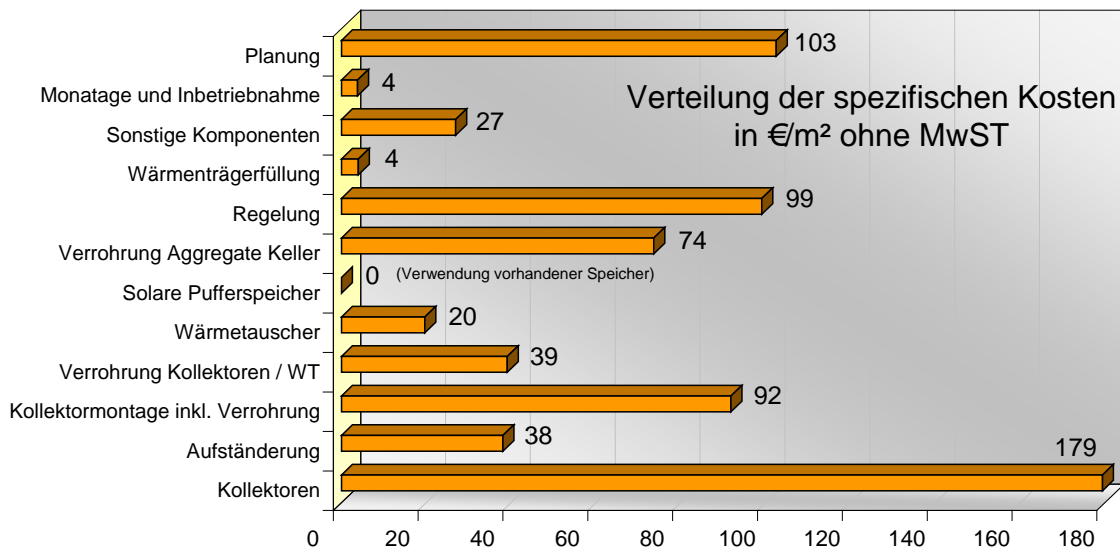


Bild 7.1 Verteilung der spezifischen Kosten für die Solaranlage Albtherme Waldbronn (nach Vergabe)

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphasen nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmen, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen werden die in der Nachrechnung ermittelten korrigierten Werte für Energieertrag und Systemnutzungsgrad zusätzlich noch um 10% reduziert, d.h. die Garantie gilt als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90% der gemessenen Werte ist.

In der folgenden Tabelle 7.2 ist das prinzipielle Ablaufschema der Garantiekorrektur für die 1. Intensivmessphase skizziert, die Tabellen 7.3 bis 7.5 zeigen die vollständigen Berechnungsblätter für die 1. bis 3. Intensivmessphase. Da im zweiten Intensivmessjahr die Energiegarantie aufgrund von Defekten nicht erfüllt wurde, wurde Ende 2008 ein drittes Intensivmessjahr gestartet.

Tabelle 7.2 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie für die der Solaranlage Albtherme Waldbronn (1. Intensivmessphase)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	123.788 kWh/a	40,42 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	156.514 kWh/a	51,48 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,7909	0,7852
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	164.356 kWh/a	54,89 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	133.135 kWh/a	41,67 %
6	Messergebnis 05.11.2003 – 04.11.2004	127.016 kWh/a	41,43 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	97,71 %	96,11 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und dem Daten für die horizontale Strahlung)			

Da im 1. Intensivmessjahr sowohl der reale Ertrag als auch der reale Systemnutzungsgrad über 90 % der korrigierten Garantiewerte betragen, ist die **Garantie für die Solaranlage Albtherme Waldbronn erfüllt.**

Tabelle 7.3 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Albtherme Waldbronn
(1. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages					
Objekt:		Albtherme Waldbronn			
Messperiode:		05.11.2003 - 04.11.2004			
Berechnungen durchgeführt von:		Hochschule Offenburg			
		A			
		Einheit	Wert	Anmerkungen	
				Abweich.	
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte					
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	13.605	vorgegeben (TWW = 44 °C)	
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	17 und 19	vorgegeben	
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	306.238	vom Bieter angegeben (für 230 m ²)	
5	garantierter Ertrag	kWh/a	123.788	vom Bieter garantiert (für 230 m ²)	
6	garantiertes eta	%	40,42	gar. eta=(A5/A4)*100%	
7					
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)					
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	13.605	vorgegeben	
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	17 und 19	vorgegeben	
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	304.034	mit T*SOL berechnet (für 226 m ²)	
13	Ertrag	kWh/a	156.514	mit T*SOL berechnet (für 226 m ²)	
14	eta	%	51,48	eta=(A13/A12)*100%	
15	Faktor Ertrag		0,7909	Faktor Ertrag=A5/A13	
16	Faktor eta		0,7852	Faktor eta=A6/A14	
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-				
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
20					
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte 05.11.2003 – 04.11.2004)					
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	21.470	gemessen	57,81%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.183,4	gemessen	-0,92%
24	Kaltwassertemperatur, Februar/August	°C	12 und 18	gemessen	
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	299.423	mit T*SOL berechnet	-1,52%
26	Ertrag	kWh/a	164.356	mit T*SOL berechnet	5,01%
27	eta	%	54,89	eta = (A26/A25)*100%	6,63%
28					
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren					
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	129.990	korr. Ertrag=A26*A15	
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	43,10	korr. eta=A27*A16	
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.				
35					
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen					
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	21.470	gemessen	
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.183,4	gemessen	
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	306.614	gemessen	
40	gemessener Ertrag	kWh/a	127.016	gemessen	
41	gemessenes eta	%	41,43	gem. eta=(A40/A39)*100%	
42					
43 Ergebnis:					
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	97,71	erreich. Energie=(A40/A30)*100%	
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	96,11	erreich. eta=(A41/A31)*100%	
46	Garantie		Erfüllt		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.					

Tabelle 7.4 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Albtherme Waldbronn (2. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages					
Objekt:		Albtherme Waldbronn			
Messperiode:		05.11.2004 - 04.11.2005			
Berechnungen durchgeführt von:		Hochschule Offenburg			
		A			
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.	
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte					
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	13.605	vorgegeben (TWW = 44 °C)	
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	17 und 19	vorgegeben	
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	306.238	vom Bieter angegeben (für 230 m ²)	
5	garantierter Ertrag	kWh/a	123.788	vom Bieter garantiert (für 230 m ²)	
6	garantiertes eta	%	40,42	gar. eta=(A5/A4)*100%	
7					
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)					
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	13.605	vorgegeben	
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)	
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	17 und 19	vorgegeben	
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	304.034	mit T*SOL berechnet (für 226 m ²)	
13	Ertrag	kWh/a	156.514	mit T*SOL berechnet (für 226 m ²)	
14	eta	%	51,48	eta=(A13/A12)*100%	
15	Faktor Ertrag		0,7909	Faktor Ertrag=A5/A13	
16	Faktor eta		0,7852	Faktor eta=A6/A14	
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-				
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
20					
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte 05.11.2003 – 04.11.2004)					
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	18.784	gemessen	38,07%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.168,1	gemessen	-2,20%
24	Kaltwassertemperatur, Februar/August	°C	9 und 17	gemessen	
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	296.025	mit T*SOL berechnet	-2,63%
26	Ertrag	kWh/a	161.552	mit T*SOL berechnet	3,22%
27	eta	%	54,57	eta = (A26/A25)*100%	6,01%
28					
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren					
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	127.773	korr. Ertrag=A26*A15	
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	42,85	korr. eta=A27*A16	
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.				
35					
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen					
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärmespeicher)	m ³ /a	18.784	gemessen	
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.168,1	gemessen	
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	305.251	gemessen	
40	gemessener Ertrag	kWh/a	43.405	gemessen	
41	gemessenes eta	%	14,22	gem. eta=(A40/A39)*100%	
42					
43 Ergebnis:					
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	33,97	erreich. Energie=(A40/A30)*100%	
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	33,18	erreich. eta=(A41/A31)*100%	
46	Garantie		nicht erf.		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.					

Tabelle 7.5 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Albtherme Waldbronn
(3. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages				
Objekt:		Albtherme Waldbronn		
Messperiode:		15.11.2008 - 14.11.2009		
Berechnungen durchgeführt von:		Hochschule Offenburg		
			A	
		Einheit	Wert	Anmerkungen
				Abweich.
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	13.605	vorgegeben (TWW = 44 °C)
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	17 und 19	vorgegeben
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	306.238	vom Bieter angegeben (A _{koll} =230 m ²)
5	garantierter Ertrag	kWh/a	123.788	vom Bieter garantiert (A _{koll} =230 m ²)
6	garantiertes eta	%	40,42	gar. eta=(A5/A4)*100%
7				
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	13.605	vorgegeben (TWW=44 °C)
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ²)	1.194,4	vorgegeben (T*SOL Freiburg)
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	17 und 19	vorgegeben
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh	304.034	mit T*SOL berechnet (A _{koll} =226 m ²)
13	Ertrag	kWh	156.514	mit T*SOL berechnet (A _{koll} =226 m ²)
14	eta	%	51,48	eta=(A13/A12)*100%
15	Faktor Ertrag		0,7909	Faktor Ertrag=A5/A13
16	Faktor eta		0,7852	Faktor eta=A6/A14
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-			
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die			
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.			
20				
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte)				
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³	12.808	gemessen -5,86%
23	Strahlung horizontal	kWh/m ²	1.176,0	gemessen -1,54%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/Aug.	°C	9 und 17	gemessen
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh	296.025	mit T*SOL berechnet -2,63%
26	Ertrag	kWh	149.632	mit T*SOL berechnet -4,40%
27	eta	%	50,55	eta = (A26/A25)*100% -1,81%
28				
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	118.345	korr. Ertrag=A26*A15
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	39,69	korr. eta=A27*A16
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,			
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-			
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³	13.159	gemessen
38	Strahlung horizontal	kWh/m ²	1.176,0	gemessen
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh	303.477	gemessen
40	gemessener Ertrag	kWh	111.483	gemessen
41	gemessenes eta	%	36,74	gem. eta=(A40/A39)*100%
42				
43 Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	94,20	erreich. Energie=(A40/A30)*100%
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	92,55	erreich. eta=(A41/A31)*100%
46	Garantie		erfüllt	
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39). Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.				

8 Projektbeteiligte

Objektanschrift:

Albtherme Waldbronn
Bergstraße 30
76337 Waldbronn

Betreiber:

Kurverwaltungsgesellschaft mbH Waldbronn
Bergstraße 32
76337 Waldbronn
Herr Karle (Technischer Leiter)
Telefon 07243/565778
h.karle@waldbronn.de

Planung:

ist EnergiePlan GmbH
Bibelisgasse 5
79400 Kandern
Telefon 07626/9721-0
kandern@ist-energieplan.de

Installation:

Plambeck Neue Energien
Solar-Technik GmbH
(vorm. SET Solar Energie-Technik GmbH)
1. Industriestraße 1-3
68801 Altlußheim
Herr Dipl.-Ing. (FH) Roßkopf
Telefon 06205/3092-0
rosskopf@plambeck.de

Projektmanagement:

Forschungszentrum Jülich GmbH
Projektträger des BMU (PtJ)
Außenstelle Berlin
Wallstraße 17 – 22
10179 Berlin
Herr Dr. Donat
Telefon 030/20199-427
p.donat@fz-juelich.de

Federführende Programmbegleitung:

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Verbindungsstraße 19
40723 Hilden
Herr Dr. Peuser
Herr Dipl.-Ing. Croy
Telefon 02103/2444-0
zfs.energie@t-online.de

Wissenschaftlich-technische Begleitung:

Hochschule Offenburg
Studiengang Versorgungstechnik
77652 Offenburg
Herr Prof. Bollin
Herr Dipl.-Ing. (FH) Huber
Telefon 0781/205-136
klaus.huber@fh-offenburg.de
<http://www.fh-offenburg.de>

9 Internet

Informationen zum Förderkonzept Solarthermie-2000 und den darin betreuten Solaranlagen sind im Internet zugänglich.

<http://www.solarthermie2000plus.de>

und

<http://www.fh-offenburg.de/mv/st2000>

10 Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003

Dieser Bericht und weitere Berichte zu den von der Fachhochschule Offenburg begleiteten Solargroßanlagen können als PDF-Dokument per e-mail bei der FH Offenburg angefordert werden.

Bisher erschienene Berichte:

- Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban
- Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim
- Solaranlage Hegau-Klinikum Singen
- Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden
- Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg
- Solaranlage Albtherme Waldbronn
- Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen

Die Solaranlage Albtherme Waldbronn wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie-2000 unter dem Förderkennzeichen 0329652P gefördert. Der festgelegte Gesamtförderanteil von 71,11 % (Gesamtfördersumme maximal 145.359,57 €) ergab sich aus einem Förderanteil an den kalkulierten Investitionskosten des Solarsystem von 60 % und einem Anteil an den Kosten für Messtechnik und Visualisierung von 100 %.

Solarthermie2000plus

Wissenschaftlich-technische Begleitung von solarthermischen
Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern

BERICHT

Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen



Förderkennzeichen: 032 9604 C

Berichtszeitraum: 01.09.2004 bis 31.12.2011

Hochschule Offenburg

Prof. Elmar Bollin
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber

Offenburg, Dezember 11

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	3
1.1	Solarthermie-2000, Teilprogramm 2	3
1.2	Förder- und Auswahlkriterien	4
1.3	Solarthermie2000plus	5
2	Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems	5
3	Objektbeschreibung	8
3.1	Allgemeine Beschreibung des Objektes	8
3.2	Auslegungswerte für die Solaranlage	12
3.3	Ablauf der Ausschreibung	13
4	Beschreibung der technischen Systeme	15
4.1	Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems	15
4.2	Regelung	16
5	Messtechnik	20
5.1	Messstellen im Solarsystem	20
5.2	Definition der Kennzahlen des Solarsystems	23
6	Betriebserfahrungen und Messergebnisse	24
6.1	Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung	24
6.2	Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen	35
	6.2.1 Wärmeverbrauch und Auslastung	35
	6.2.2 Energien und Nutzungsgrade.....	38
7	Systemkosten und garantierter Energieertrag	Fehler! Textmarke nicht definiert.
8	Projektbeteiligte	45
9	Internet	47
10	Literatur	48

1 Einleitung

1.1 Solarthermie-2000, Teilprogramm 2

Im Rahmen des BMU-Förderkonzeptes Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 wurden in ganz Deutschland 57 solarthermische Großanlagen zur Trinkwassererwärmung errichtet. Durch die Förderung dieser Demonstrations- und Forschungsanlagen erfolgte eine umfassende Erprobung und Optimierung von Systemen zur aktiven thermischen Solarenergienutzung bei unterschiedlichen Anwendungsfällen. Im Teilprogramm 2 wurden die technischen Voraussetzungen für einen künftigen wirksamen Beitrag der Solarthermie zur Energieversorgung geschaffen und gleichzeitig durch Systemstandardisierung die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit dieser Anlagen verbessert. Ausreichende Erfahrungen mit den unterschiedlichsten Systemkombinationen konnten nur durch eine repräsentative Anzahl der diversen Anlagenvarianten, die über einen längeren Zeitraum betrieben und gleichzeitig intensiv beobachtet und analysiert wurden, erreicht werden.

In Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 wurde anhand von Beispiellösungen für größere solarthermische Anlagen mit einer Mindestkollektorfläche von 100 m² an unterschiedlich genutzten Gebäuden nachgewiesen, dass im Bereich der thermischen Solarenergienutzung technisch gute Lösungen zur Verfügung gestellt werden können. Diese Systemlösungen wurden weiter verbessert und angepasst. Zugleich wurde die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gesteigert, indem durch Reduzierung der spezifischen Systemkosten und Erhöhung des spezifischen Nutzenergieertrages die solaren Nutzwärmekosten gesenkt wurden.

Im Programm wurde gefordert, dass die Kosten der solaren Nutzwärme einen oberen Grenzwert von 0,128 €/kWh nicht überschreiten. Dieser Grenzwert basiert auf einer angenommenen Lebensdauer der Solaranlage von 20 Jahren und einem Zinssatz von 6%. Erklärtes Ziel des Programms war es, diesen Grenzwert zu unterbieten, um die Konkurrenzfähigkeit der Solarenergienutzung gegenüber konventionellen Energieträgern weiter zu verbessern.

Das Programm hatte darüber hinaus folgende Ziele:

- Stärkung der Vorbild- und Multiplikatorwirkung des öffentlichen Bereiches für den Einsatz neuer, umweltfreundlicher Energietechniken
- Erweiterung des Erkenntnisstandes durch Einbindung in die Technologieverbreitung bei
 - den beteiligten Bundes-, Landes- und Kommunalbehörden sowie deren Einrichtungen
 - den lokalen Energieversorgungsunternehmen
 - den regionalen Handwerkskammern
 - dem produzierenden Gewerbe (Kollektor-, Speicherhersteller, etc.)
 - den Installationsfirmen (Sanitär, Heizung, etc.)

- den planenden Architekten und Fachingenieuren
- den Hochschulen und sonstigen wissenschaftlichen Einrichtungen
- Erarbeitung von Beispiellösungen zum Aufbau von Solarsystemen für die diversen Einsatzfälle und zu ihrer Integration in die konventionelle Energieversorgungstechnik
- Intensive Informationsvermittlung über die Möglichkeiten der Solartechnik an die breite Öffentlichkeit

Ein wissenschaftliches Begleitprogramm sollte durch kontinuierliche Messwerterfassung und -auswertung sowie Systemanalyse insbesondere Aussagen zum Energieertrag, zum Langzeitverhalten, zur Betriebssicherheit, zum Wartungsaufwand und damit zur Wirtschaftlichkeit der Solaranlage liefern.

Durch zweckmäßige Optimierungsmaßnahmen an den einzelnen Systemen sollten die günstigsten System- und Anbindungsvarianten ermittelt werden.

1.2 Förder- und Auswahlkriterien

- i. Gefördert werden solarthermische Demonstrationsanlagen für bestehende oder neu zu errichtende Gebäude des Bundes und der Länder einschließlich ihrer nachgeordneten Einrichtungen, der Kommunen einschließlich kommunaler Betreibergesellschaften und kommunaler Wohnungsgesellschaften sowie Wohnungsbaugenossenschaften und anderer Körperschaften, Anstalten und Stiftungen des öffentlichen Rechts sowie Körperschaften privaten Rechts, die gemeinnützigen Zwecken dienen und deren Gebäude überwiegend mit öffentlichen Mitteln finanziert werden.
- ii. Antragsberechtigt sind die Eigentümer der Liegenschaften gemäß 1 sowie in besonderen Fällen lokale Energieversorger dieser Gebäude (Wärmelieferungsmodelle).
- iii. Die Bausubstanz, die konventionelle Energieversorgungstechnik sowie der Wärme- bzw. Warmwasserbedarf müssen gute Voraussetzungen für die Nutzung der Solartechnik bieten.
- iv. Bei bestehenden Gebäuden wird davon ausgegangen, dass eine evtl. notwendige energie- bzw. haustechnische Anlagensanierung als Eigenleistung durch den Antragsteller vorlaufend oder zeitgleich erbracht wird.
- v. Der Wärmebedarf muss die Errichtung einer Solaranlage mit einer Größe von mindestens 100 m² Kollektorfläche rechtfertigen; in der Regel muss dazu der tägliche Warmwasserverbrauch ganzjährig bei ca. 7 m³/d oder mehr liegen. Eine geeignete Fläche für die Aufstellung der Kollektoren muss vorhanden sein.
- vi. Maßgebend für die Projektauswahl sind die zu erwartenden Nutzwärmekosten der mit der Anlage bereitgestellten Wärme. Sie sollen 0,128 €/kWh nicht überschreiten. Die Ermitt-

lung der Nutzwärmekosten erfolgt nach einem einheitlichen und vorgegebenen Verfahren; die Einzelheiten zum Berechnungsverfahren sind in einem Erläuterungsblatt für Antragsteller, das über das Forschungszentrum Jülich GmbH (PtJ) erhältlich ist, näher aufgeführt.

- vii. Zur Sicherung eines breiten Demonstrationseffektes wird außerdem die Vielfalt unterschiedlicher Standorte, Anlagengrößen, technischer Systemlösungen, Hersteller, Gebäudearten und Betreiber berücksichtigt. Die wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen müssen jedoch in jedem Fall erfüllt sein.
- viii. Die geförderten Anlagen müssen eine hohe Demonstrationswirkung für die Öffentlichkeit haben und als Anschauungs- und Lernobjekte geeignet sein.
- ix. Der Betreiber muss sich zur Teilnahme an dem begleitenden Mess- und Auswertungsprogramm über einen Zeitraum von ca. 3 Jahren in Zusammenarbeit mit dafür ausgewählten wissenschaftlichen Einrichtungen bereit erklären.

1.3 Solarthermie2000plus

Das Folgeförderkonzept von Solarthermie-2000 war seit dem 27.02.2004 bis zum 31.12.2011 Solarthermie2000plus. Mit Solarthermie2000plus führte das BMU im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung die langfristig angelegten Forschungsaktivitäten zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie mit neuen Schwerpunkten fort. Gegenstand der Förderung im neuen Förderkonzept waren insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot- und Demoanlagen mit einer erforderlichen Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die Begleitforschung für:

- solar unterstützte, kombinierte Trinkwassererwärmungs- und Heizungsanlagen bei solaren Deckungsanteilen von mindestens 10 %,
- solar unterstützte Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicherung etwa 35 bis 60 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf,
- die Einbindung von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze,
- integrale Konzepte zur Einbindung von Solarwärme, Geothermie, Abwärme und energetische Biomassenutzung zur weitestgehend CO₂-neutralen Wärmeversorgung,
- die solar unterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Trinkwassererwärmung und Heizung,
- solare Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

Unter www.solarthermie2000plus.de finden Sie weitere Informationen zu Solarthermie2000plus.

2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems

Kollektoren

Kollektorhersteller	Aquasol Solartechnik GmbH
Kollektortyp	AS 16sm
Bauartzulassung	01-328-102
Absorbermaterial	Kupfer
Beschichtung	Sunselect
Frontabdeckung	Gehärtetes Solarglas Eisenarm 4 mm
Material Kollektorrahmen	Aluminium
Konversionsfaktor η_0	0,786- bezogen auf aktive Absorberfläche
Kollektorkonstante linear	3,181 (W/(m ² · K))
Kollektorkonstante quadratisch	0,001 W/(m ² · K ²)
Winkelkorrekturfaktor	0,96
Wärmeträgerinhalt pro Kollektor	10,9 Liter
Prüfinstitut und Test Nr.	TÜV Bayern 28600692-3
Ausrichtung (Azimut) (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	+8 °
Neigung	30 °
Anzahl Kollektoren	16 (je 2 in Reihe)
Aktive Kollektorfläche	248,8 m ²
Volumenstrom durch Kollektorfelder	3.483 l/h \cong 14 l/m ² h
Maße	1,72 x 9,94 x 0,12 m

Rohrleitung vom Gesamt-Kollektorfeld zu den Wärmeübertragern

	Kollektorfeld	Kollektorfeld / Wärmeübertrager	Innenbereich
Rohrmaterial	Kupfer	Edelstahl	Stahlrohr
Material der Wärmedämmung	Aeroflex SSH mit Blechummantelung (Alu)	PUR-Hartschaum mit PE-LD Ummantelung	Steinwollschalen RS800 mit Isogenopak
Dicke der Wärmedämmung	60 / 40 mm	34 mm	40 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,040 W/mK	0,032 W/mK	0,035 W/mK
Einfache Länge	45 m	65 m	61 m
Außendurchmesser d_a	41/35/29 mm	53/40 mm	53 mm
Innendurchmesser d_i	38/32/26 mm	50/38 mm	50 mm

Wärmeträger im Kollektorkreis

Hersteller	Tyforop
Markenname	Tyfocor LS
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	42/58%
Basisstoff	1,2-Propylenglykol

Wärmeübertrager Kollektorkreis/Pufferspeicherkreis

Hersteller	SWEP
Typ	2 x B45
Fläche	25,09 m ²
Plattenanzahl	2 x 100
Mittlere log. Temperaturdifferenz	4,15 K
Wärmeleistung	149,8 kW
Material Tauscherplatten	Edelstahl (AISI 316)
Verbindungsart der Platten	gelötet

Umwälzpumpen

	Kollektorkreis (P1)	Speicherladekreis (P2)	Nachspeisung Kollektorkreis
Hersteller	Grundfos	Grundfos	Grundfos
Typ	UPS 40-180F	UPS 40-120F	CHI 4-40
Elektr. Leistungsaufnahme	770 W	460 W	1080 W

Regelung Solaranlage

	Beladeregulung	Einspeiseregulung
Hersteller	Resol	Resol
Typ	DeltaSol Pro	Deltasol A

3 Objektbeschreibung**3.1 Allgemeine Beschreibung des Objektes**

Träger der solar-unterstützten Nahwärmeversorgung Holzgerlingen ist die Firma Immotherm in Stuttgart.

Mit der CO₂-neutralen Nahwärmeversorgungsanlage im Baugebiet Hülben werden 44 Einfamilienhäuser, 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern und ein Kindergarten versorgt. Der Wärmedämmstandard der Gebäude unterschreitet die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) deutlich. Neben der Solaranlage mit 248,8 m² Kollektorfläche ist als weitere Wärmequelle ein Holzpelletkessel mit 540 kW Leistung in die Anlage integriert.

Das Nahwärmenetz ist in zwei Teilnetze (Nord und Süd) aufgeteilt. Das südliche Teilnetz ist für eine Leistung von 229 kW bei 70°C Vorlauf und 40°C Rücklauf Temperatur ausgelegt. An dieses Teilnetz sind 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern, 11 Einfamilienhäuser und der Kindergarten mit einer Gesamt Wohn-/Nutzfläche von 5342 m² angeschlossen. Das nördliche Teilnetz ist für eine Leistung von 340 kW bei 65°C Vorlauf und 35°C Rücklauf ausgelegt. Hier sind 33 Einfamilienhäuser mit einer Gesamtwohnfläche von 4233 m² angeschlossen.

Die Kollektoranlage ist auf dem Dach des Kindergartens aufgeständert. Die Kollektoraufständigung ist auf Blechwannen befestigt, die mit der vorhandenen Kieseindeckung beschwert wurden. Die Ausrichtung des 248,8 m² großen Kollektorfeldes weicht um 8° nach Westen von der Südrichtung ab. Die Neigung zur Horizontalen beträgt 30°. Die flache Aufstellung der Kollektoren bedingt eine Optimierung auf den Sommer, damit dann möglichst der gesamte Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung über die Solaranlage gedeckt werden kann.

Zur Speicherung der Solarwärme wurden drei in Serie geschaltete Pufferspeicher mit jeweils 5 m³ Speichervolumen errichtet. Die Solarwärme wird über eine erdverlegte Leitung vom Kollektorfeld in die Heizzentrale transportiert. Dort wird sie über einen Wärmeübertrager in die Pufferspeicher eingespeist. Im Speicherladekreis wird kaltes Wasser Pufferspeicher 3 unten bzw. direkt dem Rücklauf des Nahwärmenetzes entnommen und nach der Erwärmung im Wärmeübertrager Speicher 1 oben zugeführt. Zur Optimierung der Einspeisung in die Speicher wurde ein Bypass eingebaut, der bei hoher Temperatur in Pufferspeicher 1 auf Einspeisung in Speicher 3 umschaltet. Im Speicherladekreis ist ein Strangreguliertventil eingebaut. Damit wird der Volumenstrom am Wärmeübertrager so geregelt, dass möglichst 70°C warmes Wasser in die Pufferspeicher eingespeist wird. Die Pufferspeicher, Wärmeübertrager und Holzpelletkessel sind in einer Heizzentrale ca. 60 m vom Kollektorfeld entfernt untergebracht.

Holzpelletkessel sind generell schlechter regelbar als zum Beispiel Gas- oder Ölkessel. Um das ungünstige Takten des Kessels zu reduzieren wurde dieser ebenfalls an die Pufferspeicher angeschlossen. Dadurch wird Speicher 1 zusätzlich als Puffer für den Pelletkessel benutzt.

Die Haustechnik der angeschlossenen Gebäude wurde an die Anforderungen der solaren Wärmeversorgung angepasst. Insbesondere wird die Rücklaufemperatur auf ein niedriges Niveau reduziert. Dies wird erreicht, indem die Heizungsanlagen der Einfamilienhäuser direkt, ohne Heizungswärmeübertrager versorgt werden. Die Übergabestationen sind hier mit einer Warmwasserbereitung im Durchfluss realisiert. In den Mehrfamilienhäusern wurden Fußbodenheizungen verlegt. Hier erfolgt die Warmwasserbereitung mit Speicherladesystemen.

Die Wärmeversorgung wird von dem Contracting-Unternehmen Immotherm GmbH übernommen.

Hauptgründe für die Auswahl der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen für Solarthermie2000plus waren:

- An die Bedürfnisse der Kollektoranlage angepasste neue Dachfläche.
- Ganzheitliches ausgereiftes Konzept.
- Gute Demonstrationswirkung.
- Wärmeschutz der versorgten Gebäude unterschreitet deutlich die Anforderungen der Energieeinsparverordnung.
- Wärmekosten von unter 0,15 €/kWh erreichbar.



Bild 3.1: Heizzentrale der Nahwärmeversorgung Holzgerlingen



Bild 3.2: Kollektorfeld auf dem Dach des Kindergartens



Bild 3.3: Detailansicht der Verrohrung von Kollektoren und Kollektortemperaturfühler



Bild 3.4: Blick in die Heizzentrale während der Montage und nach Fertigstellung

Eine Besonderheit an der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen ist die Anbringung der Anzeigetafel im Außenbereich. Normalerweise wird an jeder ST2000plus-Solaranlage zu Demonstrations- und Werbezwecken eine Anzeigetafel angebracht. Auf dieser Anzeigetafel sind ein vereinfachtes Solaranlagen-Funktionsschema und einige Momentanwerte wie z. B. Temperaturen, Einstrahlung und Solarertragsleistung dargestellt. Da keine frei zugänglichen Räume für das Anbringen der Anzeigetafel zur Verfügung standen wurde diese an der Außenseite der Heizzentrale angebracht. Zur besseren Lesbarkeit der Ziffern wurden hier außenlichtgeeignete Magnetziffern, statt der sonst im Innenbereich verwendeten LED-Ziffern verwendet. Zum Schutz vor Schäden wurde für die Frontscheibe Sicherheitsglas verwendet. Durch die Anbringung im Außenbereich ist eine große Öffentlichkeitswirksamkeit der Solaranlage gewährleistet.

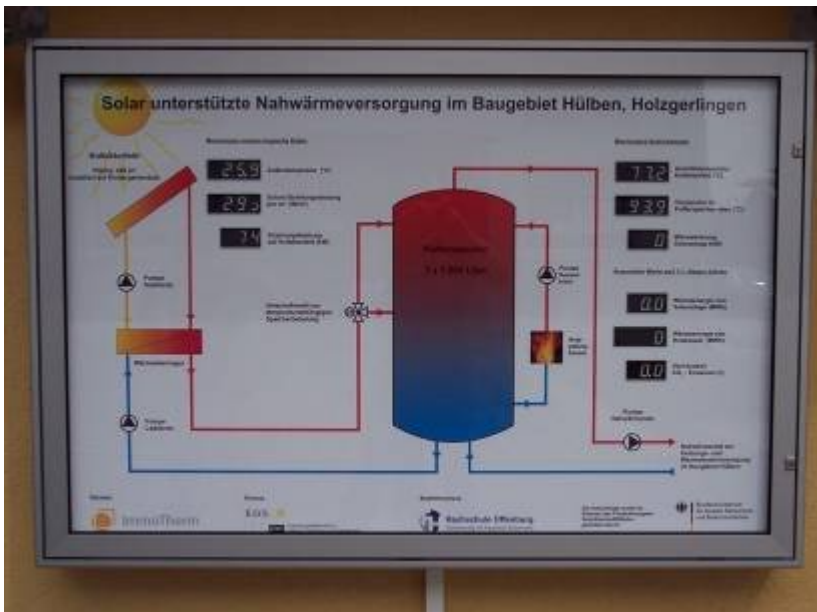


Bild 3.5: Anzeigetafel der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen

3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Heizungsunterstützung und Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Wärmeverbrauch (Heizlast der Gebäude und Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung) und das Verbrauchsprofil, d.h. der zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Verbrauchsprofil zu erstellen. Dieses Verbrauchsprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm. Im vorliegenden Fall war eine Ermittlung der tatsächlichen Verbrauchsdaten nicht möglich. Die Gebäude, die an die Nahwärmeversorgung angeschlossen sind, waren zum Zeitpunkt der Planung teilweise erst im Endausbau. Es sollten 46 Einfamilienhäuser, 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern und ein Kindergarten angeschlossen werden. Da die Nachheizung durch den Pelletkessel im Sommer möglichst nicht in Betrieb gehen soll, wurde die Solaranlage so ausgelegt, dass sie im Sommer den gesamten Wärmebedarf sowie die Netzverluste abdecken kann.

Ein weiteres entscheidendes Auslegungskriterium war ein solarer Deckungsanteil am gesamten Jahreswärmebedarf von mindestens 10 %. Es war deshalb von entscheidender Bedeutung, dass die Gebäude des Baugebiets Hülben die Grenzwerte der Energie-Einspar-Verordnung für den Energiebedarf einhalten.

Eine Messung des Wärmebedarfs war nicht möglich, da die Gebäude größtenteils noch nicht fertig gestellt waren. Mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS wurde ein Lastprofil (Wärmebedarf für Warmwasser und Heizung) der Gebäude erstellt, welches Grundlage für die Simu-

lation der Solaranlage war. Hieraus ergibt sich ein Solarertrag von 98.088 kWh/a. Dieser Wert ist auch Grundlage für den vom Kollektorhersteller zu garantierenden Solarertrag.

3.3 Ablauf der Ausschreibung

Im September bzw. Oktober 2004 erfolgte die Aufforderung zur Abgabe eines Angebots in Form einer beschränkten Ausschreibung für die Installation der Solaranlage ohne Kollektoren an sieben Firmen und die Kollektoranlage an fünf Firmen.

Die Planung der Solaranlage erfolgte durch die EGS-Plan Ingenieurgesellschaft Energie-, Gebäude-, Solartechnik GmbH in Stuttgart in Zusammenarbeit mit der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH und der FH Offenburg, von denen auch das Messtechnik-LV erstellt wurde.

Bis zum Angebotsschluss am 01.12.2004 (Solaranlage) und 18.10.2004 (Kollektoranlage) gingen vier Angebote für die Solaranlage und neun Angebote von fünf Firmen für die Kollektoranlage ein. Die Angebotssummen für die Solaranlage lagen dabei zwischen 58.000,- € und 61.000,- € (ohne Messtechnik, Planung und MwSt.). Die Angebote für die Kollektoranlage lagen zwischen 58.891,57 und 87.299,19 €.

Bei der Kollektoranlage wurde der Bieter mit der geringsten Angebotssumme berücksichtigt. Bei der Solaranlage konnte durch Nachverhandlungen ein Preisnachlass von 6,41 % auf eines der Angebote erzielt werden.

Den Zuschlag erhielt die Aquasol Solartechnik GmbH aus Neu-Ulm mit einem Angebotsbetrag von 58.891,57 € für die Kollektoranlage. Die Firma Marstaller Friedrich GmbH in Pliezhausen erhielt mit einem Angebotsbetrag von 56.742,- € den Zuschlag für die Solaranlage. Die Planung der Anlage durch die Firma EGS-Plan wurde mit 16.500,- € veranschlagt.

Die Messtechnik wurde für 16.704,63 € (ohne MwSt.) angeboten.

Mit dem vom Bieter garantierten Solarertrag von 98.088 kWh/a und den Gesamtkosten von 153.274,94 € brutto ergaben sich zu erwartende Wärmekosten von 0,136 €/kWh, was unter den in der Ausschreibung geforderten Maximalkosten von 0,15 €/kWh lag.

Zeitlicher Ablauf des Projekts ab Ausschreibung:

	Solaranlage	Kollektoranlage
Aufforderung zur Angebotsabgabe:	29.10.2004	24.09.2004
Angebotsschluss:	01.12.2004	18.10.2004
Auftragsvergabe:	15.01.2005	30.06.2005
Beginn der Installation:	01.08.2005	01.08.2005
1. Abnahme:	09.12.2005	09.12.2005
Inbetriebnahme der Messtechnik:	16.12. 2005	

Beginn Probebetrieb (Messungen):	06.03.2006	
Laufzeit erstes Intensivmessjahr: (Garantiemessjahr)	01.03.2007 – 29.02.2008	
Beginn zweites Intensivmessjahr:	01.12.2008 – 03.07.2008	
Neustart zweites Intensivmessjahr: (Garantiemessjahr)	01.04.2010 – 31.03.2011	

4 Beschreibung der technischen Systeme

4.1 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems

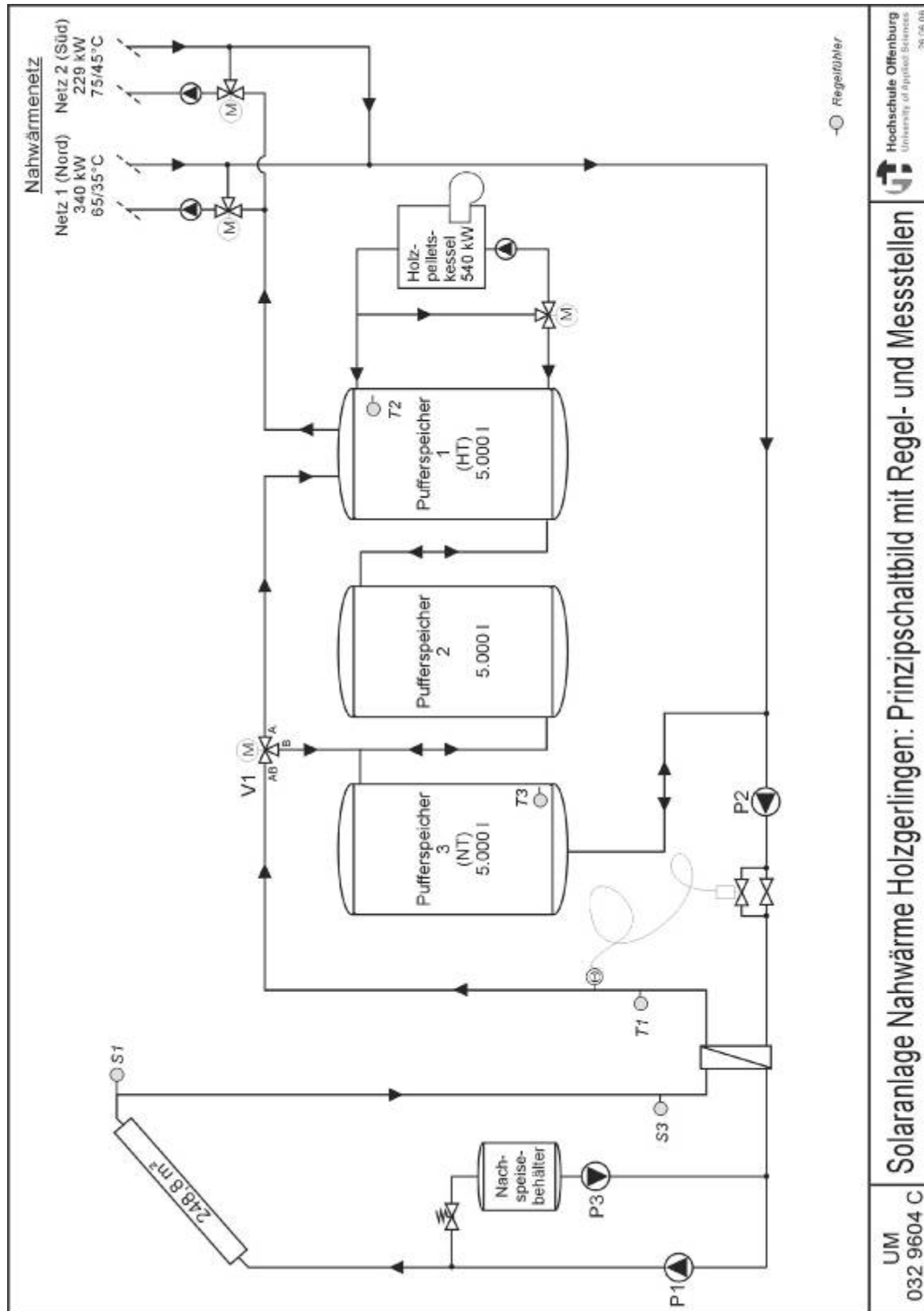


Bild 4.1 Prinzipschaltbild der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen mit Regelfühlern.

Bei Betrieb der Kollektorkreispumpe P1 kann über den Wärmeübertrager das Wasser in den Pufferspeichern erwärmt werden. Die Pufferspeicher sind in Reihe geschaltet. Dabei wird bei zu niedriger Vorlauftemperatur im Speicherladekreis zwischen Beladung Pufferspeicher 1 oben und Pufferspeicher 3 oben umgeschaltet.

Liegt die Temperatur im Kollektorkreis um einige Grad über der Temperatur in Pufferspeicher 3 unten, schaltet die Speicherladepumpe P2 ein und das Wasser in den Pufferspeichern (3 x 5.000 Liter Inhalt) wird solar erwärmt. Durch ein Strangreguliertventil wird der Volumenstrom im Speicherladekreis so weit gedrosselt, dass möglichst mit einer Mindesttemperatur von 70 °C in die Speicher eingespeist werden kann.

An Pufferspeicher 1 ist zusätzlich ein Holzpelletkessel als Nachheizung angeschlossen. Unterschreitet die Temperatur in Speicher 1 einen bestimmten Wert schaltet sich der Pelletkessel ein und heizt das Wasser in Speicher 1 bis auf eine bestimmte Temperatur auf.

Die Einspeisung in das Nahwärmenetz erfolgt aus Speicher 1 oben und wird in Speicher 3 unten zurückgeführt. Bei Betrieb des Speicherladekreises der Solaranlage geht der Rücklauf des Nahwärmenetzes über den Wärmeübertrager in Speicher 1 oder 3 oben.

4.2 Regelung

Zur Regelung der Solaranlage werden zwei Regler eingesetzt.

Der Regler DeltaSol Pro Fabrikat Resol regelt die Beladung des Pufferspeichers mit der Solaranlage. Der Regler schaltet die Pumpen **(P1)** und **(P2)** im Kollektorkreis und im Pufferspeicherladekreis entsprechend den Temperaturen im Kollektor und im Pufferspeicher ein bzw. aus.

Der Regler DeltaSol A Fabrikat Resol regelt in Abhängigkeit der Speicherladetemperatur die Einspeisung von Solarwärme in den Pufferspeicher oben oder in der Mitte (Erhaltung der Temperaturschichtung im Speicher).

Es können zwei Betriebszustände der Solaranlage unterschieden werden: Normalbetrieb und Stagnationsbetrieb. Solange die Wärme der Kollektorfelder an den Speicher abgegeben werden kann, läuft die Anlage im **Normalbetrieb**. Sobald jedoch zu hohe Temperaturen im Pufferspeicher auftreten, muss die Kollektorkreispumpe **P(1)** und die Solarspeicherladepumpe **P(2)** abgeschaltet werden. Bei starker Einstrahlung geht die Solaranlage in diesem Fall in **Stagnationsbetrieb**. Dieser Zustand kann auch dann eintreten, wenn die Pumpe **P(1)** oder die Pumpe **P(2)** ausfällt.

Im Normalbetrieb nimmt das Ausdehnungsgefäß der Solaranlage die thermische Ausdehnung des Wasser-Glykol-Gemisches auf. Im Stagnationsbetrieb erwärmen sich die Kollektoren ma-

ximal bis zu der für jeden Kollektortyp charakteristischen Stagnationstemperatur, bei der die Wärmeverluste des Kollektors gleich groß werden wie die Strahlungsgewinne. Die Stagnationstemperatur kann bei hocheffizienten Flachkollektoren bis zu 200°C betragen. Da der zu diesen Temperaturen gehörige Sättigungsdruck den normalen Betriebsdruck in den Kollektoren übersteigt, entwickelt sich Dampf in den Kollektoren, was wiederum zu einer Drucksteigerung im Solarkreis führt. Das Überströmventil im Solarkreis wird auf 5,5 bar Überdruck eingestellt. Wird dieser Druck erreicht, so wird die überschüssige Flüssigkeit über die Ausblasleitung in den Nachspeisetank ausgeblasen. Durch die Absicherung auf einen relativ hohen Druck wird ein eventuell entstehender Dampfstrom auf kleine Mengen begrenzt, der dann auch in den Nachspeisebehälter eingeleitet werden kann. Das zum Überströmventil parallel geschaltete Sicherheitsventil wird auf 6,0 bar Überdruck eingestellt. Das Ventil dient nur der Absicherung der Anlage. Es wird nur benötigt, falls das Überströmventil schadhaft ist. Bei zurückgehender Einstrahlung kondensiert der Dampf in den Kollektoren, so dass der Anlagendruck absinkt und durch automatisches Nachspeisen aus dem Tank wieder aufgebaut werden muss.

a) Beladeregulung

- Der Messwert vom Kollektorfühler T_{Koll} wird mit dem Messwert vom Speicherfühler unten $T_{\text{Speich_u}}$ verglichen. Erreicht die Differenz $T_{\text{Koll}} - T_{\text{Speich_u}}$ den Anschaltwert DT_{an1} , so wird **P(1)** gestartet.
- Der Messwert vom Kollektorfühler Vorlauf $T_{\text{Koll_VL}}$ wird mit dem Messwert vom Speicherfühler unten $T_{\text{Speich_u}}$ verglichen. Erreicht die Differenz $T_{\text{Koll_VL}} - T_{\text{Speich_u}}$ den Anschaltwert DT_{an2} , so wird **P(2)** gestartet.
- Der Messwert vom Kollektorfühler T_{Koll} wird mit dem Messwert vom Speicherfühler unten $T_{\text{Speich_u}}$ verglichen. **P(1)** wird abgeschaltet, sobald die Differenz $T_{\text{Koll}} - T_{\text{Speich_u}}$ wieder unter den Ausschaltwert DT_{aus1} sinkt (Hysterese).
- Der Messwert vom Kollektorfühler Vorlauf $T_{\text{Koll_VL}}$ wird mit dem Messwert vom Speicherfühler unten $T_{\text{Speich_u}}$ verglichen. **P(2)** wird abgeschaltet, sobald die Differenz $T_{\text{Koll_VL}} - T_{\text{Speich_u}}$ wieder unter den Ausschaltwert DT_{aus2} sinkt (Hysterese).
- Der Temperaturregler **TR1** regelt den Volumenstrom im Bypass, dass am Temperaturfühler von **TR1** (Kapillarfühler) im Vorlauf gerade der am **TR1** eingestellte Wert für die Zieltemperatur T_{Ziel} erreicht wird
- Als **Überhitzungsschutz** des Pufferspeichers unterbricht der Temperaturwächter **TW1** oben im Speicher 1 die Stromversorgung der Pumpen von **P(1)** und **P(2)**, wenn die am **TW1** eingestellte Temperatur T_{aus1} überschritten wird. Dadurch wird die Wärmezufuhr beendet. Ein zum Temperaturwächter in Reihe geschaltetes **Zeitrelais** verhindert nach Ansprechen des Überhitzungsschutzes einen Neustart von **P(1)** noch während dessel-

ben Tages. Die Pumpe (**P1**) wird erst nach der Zeitdifferenz DZ1 wieder freigegeben. Dadurch wird vermieden, dass sich während des Neustarts noch Dampf im Solarkreis befindet. **P(2)** wird freigegeben, sobald das Schaltsignal des **TW1** erlischt (Hysterese).

b) Einspeiseregulierung

- Der Messwert vom Solarfühler Vorlauf T_Solar_VL wird mit dem Messwert vom Speicherfühler oben T_Speich_o verglichen. Erreicht die Differenz $T_Solar_VL - T_Speich_o$ den Anschaltwert DTan3, so wird das Motorenventil **MV4** in die Stellung „Puffer 1 oben“ gefahren.
- Der Messwert vom Solarfühler Vorlauf T_Solar_VL wird mit dem Messwert vom Speicherfühler oben T_Speich_o verglichen. Das Motorventil **MV4** wird in die Stellung „Puffer 1 unten“ gefahren, sobald die Differenz $T_Solar_VL - T_Speich_o$ wieder unter den Ausschaltwert DTaus3 sinkt (Hysterese).

c) Nachspeiseregulierung

- Sinkt der Messwert des Druckschalters **DS** im Kollektorkreis unter den Anschaltwert Pan1, so wird die Nachspeisepumpe **P(3)** gestartet. Erreicht der Druck im Kollektorkreis wieder den Ausschaltwert Paus1, so wird **P(3)** abgeschaltet (Hysterese). Ist **P(1)** in Betrieb, so wird **P(1)** abgeschaltet, solange **P(3)** in Betrieb ist. Sobald **P(3)** gestartet wird, wird eine **Meldung** ausgegeben.
- Um **P(3)** vor Trockenlauf zu schützen, wird im Nachspeisetank ein Schwimmerschalter **SS** eingebaut. Der Schwimmerschalter muss so montiert werden, dass er bei Unterschreiten eines Mindestfüllstandes von 15 cm oberhalb des Saugleitungsanschlusses am Behälter anspricht. Sobald die Wasservorlage im Behälter nicht mehr ausreicht, spricht **SS** an. **P(3)** wird dann gesperrt. Der Nachspeisetank muss dann manuell mit Wasser-Glykol-Gemisch über einen verschließbaren Stutzen aufgefüllt werden und es wird eine **Störmeldung** ausgegeben.

d) Regelparameter

Parameterliste Solar-Regler					
Parameter	Erläuterung	Einheit	Einstellbereich	Schrittweite	Zahlenwert
Beladung Pufferspeicher mit der Solaranlage, Regler deltaSol Pro Fabrikat Resol					
	System	-			1
	Optionen / Bypass	-			aktiviert
DTan1	Einschaltung Kollektorkreispumpe P(1)	K	2 bis +16	1	7
DTan2	Einschaltung Solarspeicherladepumpe P(2)	K	2 bis +16	1	5
DTaus1	Ausschaltung Kollektorkreispumpe P(1)	K	2 bis +16	1	2
DTaus2	Ausschaltung Speicherladekreispumpe P(2)	K	2 bis +16	1	1
Zieltemperaturregelung Solaranlage, Temperaturregler ohne Hilfsenergie					
T_Ziel	Einstellung Temperaturregler TR1	°C	20 bis 90	1	70
Einspeisung von Solarwärme oben oder in der Mitte in den Pufferspeicher Regler DeltaSol A Fabrikat Resol					
DTan3	Einspeisung in den Pufferspeicher oben, Motorventil MV4 auf Stellung „Puffer 1 oben“	K	2 bis +16	1	3
DTaus3	Einspeisung in den Pufferspeicher 1 unten, Motorventil MV4 auf Stellung „Puffer 1 unten“	K	Werks-einstellung	1,6 unter Einschalt-punkt	1,4
Überhitzungsschutz Pufferspeicher					
TW1	Einstellung Temperaturwächter TW1 Puffer-speicher	°C	20 bis 150	1	100
Multi-funktionsrelais	Nach Abschaltung Wärmezufuhr kein Neustart der Kollektorkreispumpe P(1) bis ...	-	-	-	Funktion 82
Zeitprogramm	Nach Abschaltung Wärmezufuhr kein Neustart der Kollektorkreispumpe P(1) bis ...	Stunden	1,5 bis 30 h	1 h	8 h
Druckhaltung Solarkreis					
Pan1	Einschaltung der Nachspeisepumpe P(3) und Sperrung Kollektorkreispumpe P(1)	bar (Ü)	0 bis 6	0,1	2
Paus1	Ausschaltung der Nachspeisepumpe P(3) und Freigabe Kollektorkreispumpe P(1)	bar (Ü)	0 bis 6	0,1	2,3

5 Messtechnik

5.1 Messstellen im Solarsystem

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden ca. alle 2 Sekunden vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert. Kürzere Speicherintervalle sind möglich und werden zur Kontrolle des dynamischen Anlagenverhaltens über begrenzte Zeiträume durchgeführt (z. B. im Probebetrieb nach Fertigstellung der Anlage). Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Speicherintervalls aufgezeichnet. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z. B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztendlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

Bild 5.1 und Tabelle 5.1 und 5.2 zeigen eine Übersicht der erfassten Messgrößen an der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen.

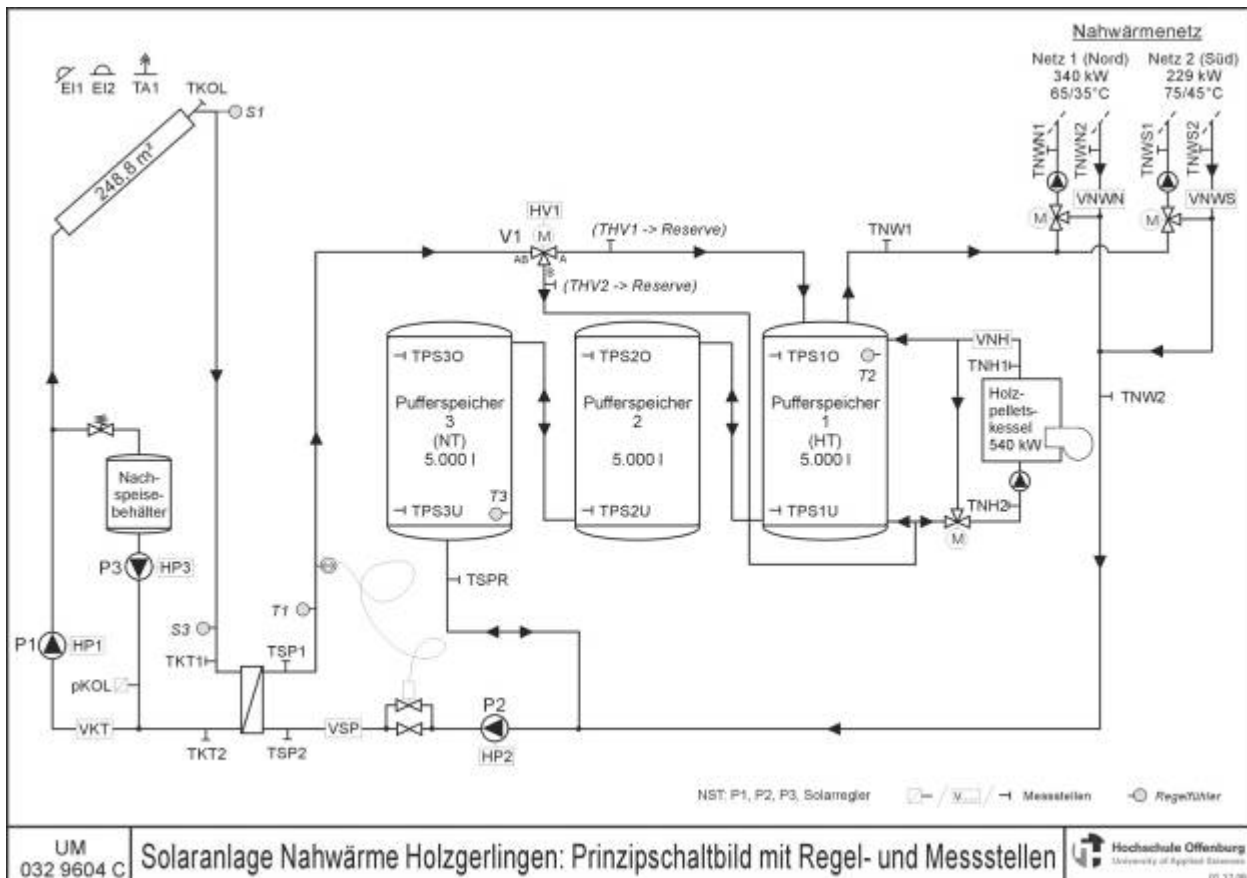


Bild 5.1 Prinzipschaltbild der Solaranlage Nahwärme Holzgerlingen mit Messstellen

Tabelle 5.1 Vom Datenlogger erfasste Messgrößen der Solaranlage Holzgerlingen

Solare Einstrahlungsleistung (W/m²)	
E11	Spezifische Strahlungsleistung in Kollektorebene
E12	Spezifische Strahlungsleistung horizontal
Volumenströme (m³/h)	
VKT	Volumenstrom Kollektorkreis
VSP	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher
VNH	Volumenstrom Nachheizkreis (Kessel)
VNWN	Volumenstrom Nahwärmenetz 1 (Nord)
VNWS	Volumenstrom Nahwärmenetz 2 (Süd)
Betriebsstunden (h)	
HP1	Betriebsstunden Pumpe P1 Kollektorkreis
HP2	Betriebsstunden Pumpe P2 Beladung Pufferspeicher
HP3	Betriebsstunden Pumpe P3 Nachspeisung Kollektorkreis
HV1	Betriebsstunden Umschaltventil V1 im Pufferspeicher-Ladekreis in Stellung Beladung Pufferspeicher 1 (HT)
Elektrische Leistung (kW)	
PST	Elektrische Leistung Strombedarf Solarsystem (P1, P2, P3, V1, Solarregler)
Temperaturen (°C)	
TA1	Temperatur Außenluft
TKOL	Temperatur Kollektorfeld Austritt (Vorlauf)
TKT1	Temperatur Kollektorkreis warm
TKT2	Temperatur Kollektorkreis kalt
TSP1	Temperatur Beladung Pufferspeicher warm
TSP2	Temperatur Beladung Pufferspeicher kalt
TNH1	Temperatur Nachheizung warm (Kesselvorlauf)
TNH2	Temperatur Nachheizung kalt (Kesselrücklauf)
TNWN1	Temperatur Netz 1 (Nord) warm
TNWN2	Temperatur Netz 1 (Nord) kalt
TNWS1	Temperatur Netz 2 (Süd) warm
TNWS2	Temperatur Netz 1 (Süd) kalt
TNW1	Temperatur Nahwärmenetz gesamt warm
TNW2	Temperatur Nahwärmenetz gesamt kalt
TPS1O	Temperatur Pufferspeicher 1 (HT) oben
TPS1U	Temperatur Pufferspeicher 1 (HT) unten
TPS2O	Temperatur Pufferspeicher 2 oben
TPS2U	Temperatur Pufferspeicher 2 unten
TPS3O	Temperatur Pufferspeicher 3 (NT) oben
TPS3U	Temperatur Pufferspeicher 3 (NT) unten
TSPR	Temperatur Auslauf/Zulauf Pufferspeicher 3 (NT) unten
[THV1	Temperatur nach Umschaltventil Zuleitung Pufferspeicher 1] → Reserve, nicht aufgelegt
[THV2	Temperatur nach Umschaltventil Zuleitung Pufferspeicher 2/3] → Reserve, nicht aufgelegt
Druck (bar_i)	
pKOL	Systemdruck in Kollektorkreis (in Heizzentrale)

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet (Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2 Im Datenlogger berechnete Kenngrößen der Solaranlage Holzgerlingen

Volumenströme (m³/h)	
VNW	Volumenstrom Nahwärmenetz (Netz 1 + Netz 2)
Wärmeleistungen (kW)	
PKT	Wärmeleistung Kollektorkreis
PSP	Wärmeleistung Beladung Pufferspeicher
PNH	Wärmeleistung Nachheizung (Holzpelletkessel)
PNWN	Wärmeleistung Nahwärmenetz 1 (Nord)
PNWS	Wärmeleistung Nahwärmenetz 2 (Süd)
PNW	Wärmeleistung Nahwärmenetz gesamt
Energien (kWh bzw. MWh)	
EIK	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
QKT	Energie Kollektorkreis
QSP	Energie Beladung Pufferspeicher (Nutzenergie Solaranlage / Solarertrag)
QNH	Energie Nachheizung Holzpelletkessel
QNWN	Energie Nahwärmenetz 1 (Nord)
QNWS	Energie Nahwärmenetz 2 (Süd)
QNW	Energie Nahwärmenetz gesamt
NST	Energie Strombedarf Solarsystem
Volumina (m³)	
KT	Volumen Kollektorkreis
SP	Volumen Beladung Pufferspeicher
NH	Volumen Nachheizkreis (Kessel)
NWN	Volumen Nahwärmenetz 1 (Nord)
NWS	Volumen Nahwärmenetz 2 (Süd)
NW	Volumen Nahwärmenetz gesamt (Netz 1 + Netz 2)
Sonstiges	
CO ₂ -Reduzierung: (QSP + QNH) x 0,000260 t [Öl: 0,260 kg CO ₂ / kWh]	

5.2 Definition der Kennzahlen des Solarsystems

Die wichtigsten Kennzahlen des Solarsystems sind wie folgt definiert:

Systemnutzungsgrad brutto (g_{SB}) und netto (g_{SN})

$$g_{SB} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSP}{EITK} \times 100\%$$

$$g_{SN} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{elektr. Energie}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSP - NST}{EITK} \times 100\%$$

Solarer Deckungsanteil brutto (d_{NE_B}) und netto (d_{NE_N}) an der Gesamtnutzenergie

$$d_{NE_B} = \frac{\text{Solarenergie an Pufferspeicher}}{\text{Energie an Nahwärmenetz}} = \frac{QSP}{QNW} \times 100\%$$

$$d_{NE_N} = \frac{\text{Solarenergie an Pufferspeicher} - \text{elektr. Energie}}{\text{Energie an Nahwärmenetz}} = \frac{QSP - NST}{QNW} \times 100\%$$

Arbeitszahl des Solarsystems (A)

$$A = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Elektrische Energie des Solarsystems}} = \frac{QSP}{NST}$$

6 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und Mängel festzustellen.

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

i. Defektes Strangregulierventil im Speicherladekreis

Im Speicherladekreis ist ein Strangregulierventil eingebaut. Damit wird der Volumenstrom am Wärmeübertrager so geregelt, dass möglichst 70°C warmes Wasser in die Pufferspeicher eingespeist wird. Die Regelung dieses Ventils war defekt und wurde im Frühjahr 2007 ersetzt. Seither funktioniert diese Regelung einwandfrei.

ii. Einspeisung in Pufferspeicher

Während des Probetriebs zeigte sich, dass die Einspeisung der Wärme in die Pufferspeicher nicht optimal ist, weshalb diese am 16. August 2006 umgebaut wurden. Vorher wurde die Solarwärme entweder in den heißen Pufferspeicher 1 oben oder zwischen Pufferspeicher 2 unten und Pufferspeicher 3 oben eingespeist (Bild 6.1). Dies erwies sich als nicht geeignet, da dadurch keine optimale Temperaturschichtung in den Speichern erreicht wurde. Deshalb wurde die Einspeisung zwischen Speicher 2 und 3 geschlossen und an Pufferspeicher 1 unten (im Nachheizkreis) angebracht. Dadurch ergibt sich eine optimale Temperaturschichtung in den Speichern (Bild 6.2). Durch die Einspeisung im Nachheizkreis ergeben sich Fehlströmungen im Speicherladekreis von ca. 0,8 m³/h bei Betrieb der Pumpe des Nachheizkreises. Dies wurde durch eine Veränderung der Steuerung des Beladeventils behoben. Es wird nun so geschaltet, dass es bei Stillstand der Speicherladekreispumpe auf Puffer 1 oben geschaltet ist. Bild 6.3 zeigt den Volumenstrom am Wärmeübertrager sekundärseitig. Dort ist deutlich zu erkennen, dass seit der Änderung der Regelung des Beladeventils am 26.03.2006 keine Fehlströmungen mehr auftreten. Beim Vergleich von Bild 6.3 und 6.4 zeigt sich, dass die Fehlströmungen durch den Volumenstrom im Nachheizkreis verursacht werden. Die Fehlströmungen treten nur auf, wenn im Nachheizkreis ein Volumenstrom anliegt.

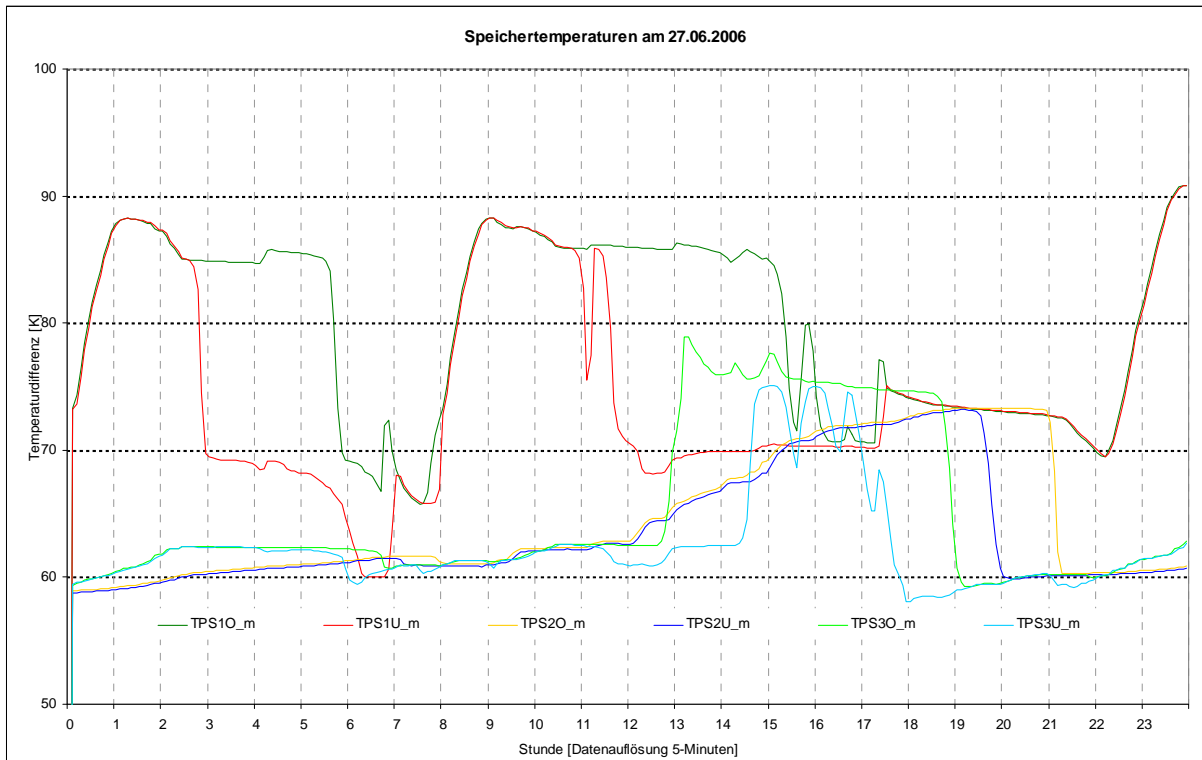


Bild 6.1: Speichertemperaturen vor Umbau der Einspeisung am 27.06.2006

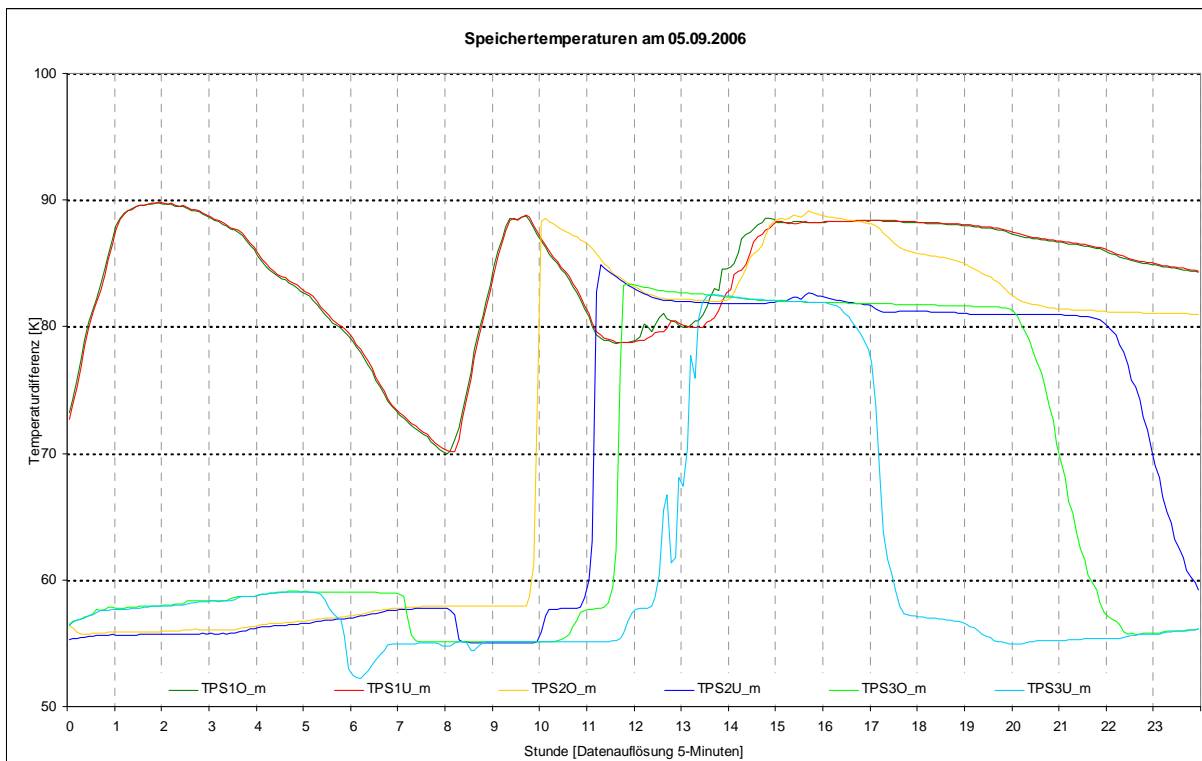


Bild 6.2: Speichertemperaturen nach Umbau der Einspeisung am 05.09.2006

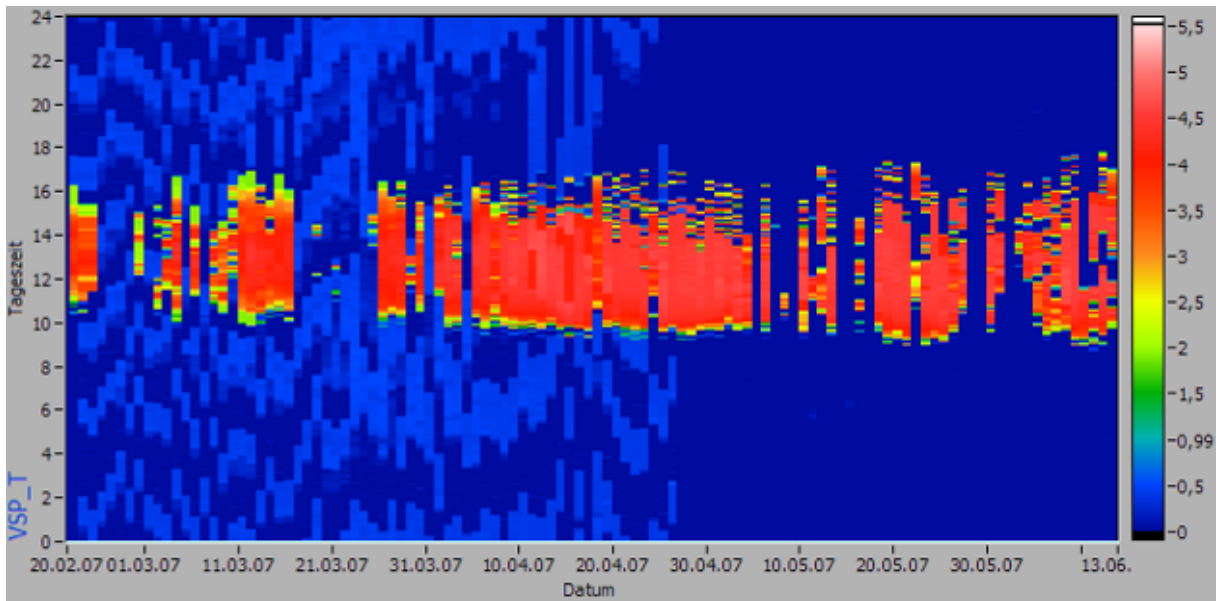


Bild 6.3: Volumenstrom am Wärmeübertrager sekundärseitig.

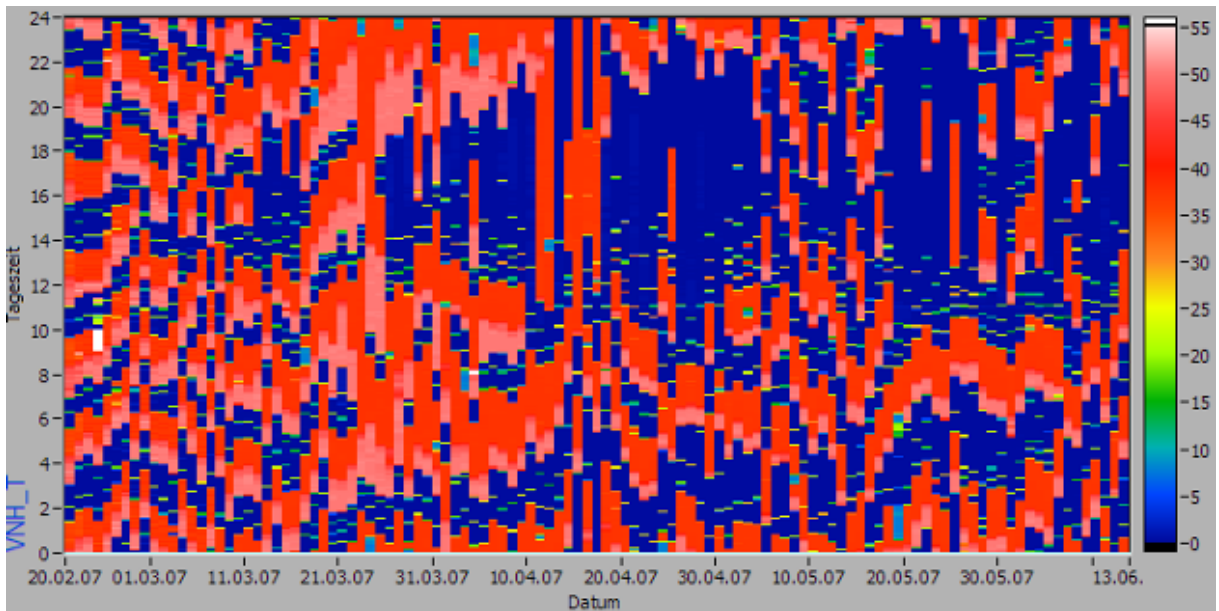


Bild 6.4: Volumenstrom im Nachheizkreis.

iii. Undichtigkeiten im Kollektorfeld

Im Juli 2007 kam es zu Undichtigkeiten im Kollektorfeld. Durch die Wärmeausdehnung der Absorberbleche rieben sich die Wellenschläuche, die zur Verbindung der Kollektoren mit den Sammelrohren angebracht waren, an den Kollektorgehäusen und wurden undicht. Um zu vermeiden, dass dieses Problem wieder auftritt wurde ein Stück Rohr angebracht, das aus dem Kollektorgehäuse herausragt. Dadurch hat der Wellenschlauch keinen Kontakt mehr mit dem Gehäuse und sollte nicht mehr undicht werden.

Am 17.11.2007 kam es erneut zu einer Undichtigkeit im Kollektorkreis und dadurch zu einem mehrwöchigen Stillstand. Bei einem Kollektor lösten sich die Absorberrohre aus dem Verteilerrohr und verursachten die Undichtigkeit.

iv. Verfärbungen an den Absorberblechen der Kollektoren

An den Absorberblechen wurden teilweise punktuelle, teilweise großflächige Verfärbungen entdeckt. Die betroffenen Absorberbleche wurden vom Hersteller im Februar 2007 ausgetauscht bzw. bei punktuellen Verfärbungen ausgebessert.

v. Verzögerung des Starts des Intensivmessjahres

Da erst Ende 2006 alle Gebäude, die an die Nahwärmeversorgung angeschlossen werden sollten, bezogen waren, war bis dahin auch nicht der für die Berechnung der Energiegarantie vorgegebene Wärmebedarf gegeben. Dementsprechend wurde das Intensivmessjahr erst gestartet, als alle Gebäude angeschlossen und bewohnt waren. Eine weitere Verzögerung ergab sich durch die unter iii. und iv. erwähnten Undichtigkeiten im Kollektorfeld und Verfärbungen der Absorberbleche. Die Verfärbungen konnten erst Ende Februar 2007 behoben werden, weshalb sich der Start des Messjahres auf den 01. März 2007 verschob.

vi. Hohe Rücklauftemperaturen

In beiden Nahwärmenetzen wurden Rücklauftemperaturen gemessen, die deutlich über den Auslegungstemperaturen lagen. Hierdurch herrschte auch im unteren Bereich der Speicher immer ein hohes Temperaturniveau, wodurch der Ertrag der Solaranlage deutlich geringer ausfiel als bei niedrigerer Rücklauftemperatur. Im südlichen Teil des Nahwärmenetzes konnte als Ursache hierfür ein zu hoch eingestelltes Thermostatventil an einer Übergabestation mit Speicherladesystem als Ursache festgestellt werden. Da der Thermostat höher als die Netzvorlauftemperatur eingestellt war, konnte die Solltemperatur in dieser Übergabestation nicht erreicht werden, sodass ständig Wärme aus dem Nahwärmenetz angefordert wurde. Die Rücklauftemperatur lag deshalb im Sommer bei bis zu 65 °C. Am 28.06.2007 wurde dieses Problem entdeckt und behoben. In Bild 6.5 ist dieser Zeitpunkt wegen der plötzlich deutlich niedrigeren Rücklauf-

temperaturen von 35 – 45 °C zu erkennen. Im Winter liegt die Rücklauftemperatur noch etwas niedriger.

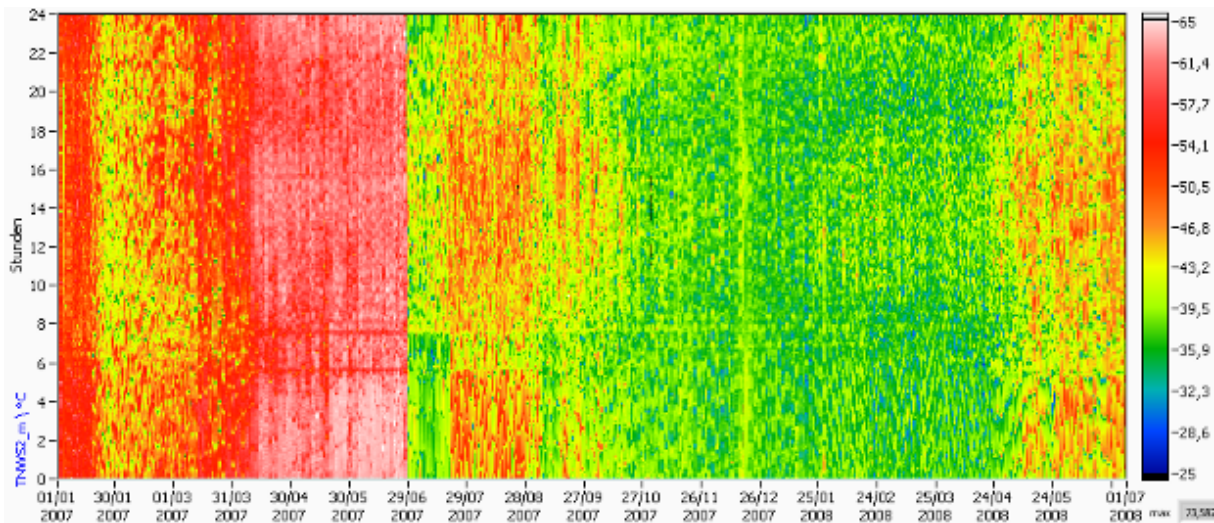


Bild 6.5: Rücklauftemperatur Nahwärmenetz Süd.

Im nördlichen Teil des Nahwärmenetzes ist in den Messdaten zu erkennen, dass am 09.11. und 29.11.2007 eine plötzliche Verringerung der Rücklauftemperatur aufgetreten ist. Sie verringerte sich insgesamt von 45 – 60 °C auf 35 – 45 °C (jeweils im Winter). Die Ursache hierfür konnte auch nach Rückfrage nicht geklärt werden. Insgesamt bewegt sich die Rücklauftemperatur im nördlichen Nahwärmenetz auf einem deutlich höheren Temperaturniveau als im südlichen Netz. Eine Überprüfung der gesamten Wärmeübergabestationen sowie anderer Einbauten im Nahwärmenetz brachte hier weder neue Erkenntnisse noch Besserung. Im Frühjahr 2008 stieg die Rücklauftemperatur deutlich höher an als im Frühjahr zuvor. Die Ursache hierfür konnte ebenfalls nicht ermittelt werden. Am 15.05.08 wurde im nördlichen Nahwärmenetz die zweite Heizzentrale für den Sommer außer Betrieb genommen. Über den Sommer wird das gesamte Nahwärmenetz über die Heizzentrale versorgt, an die die Solaranlage angekoppelt ist. Hierdurch ergab sich eine Verringerung der Rücklauftemperaturen, die sich dann wieder auf dem Niveau des Sommers 2007 befanden. Am 13.09.2008 wurden die Netzpumpen der ersten Heizzentrale, an der auch die Solaranlage angeschlossen ist, auf differenzdruckgeregelten Betrieb umgestellt. Hierdurch konnte eine deutliche Verringerung der Rücklauftemperatur erzielt werden. Bei Zuschaltung der zweiten Heizzentrale für den Winterbetrieb am 06.10.08 stieg die Rücklauftemperatur allerdings wieder etwas an. Am 28.10.08 wiederum konnte eine deutliche Verringerung der Rücklauftemperatur und des Volumenstroms durch eine Reduzierung des Differenzdrucks an der Netzpumpe der zweiten Heizzentrale erzielt werden.

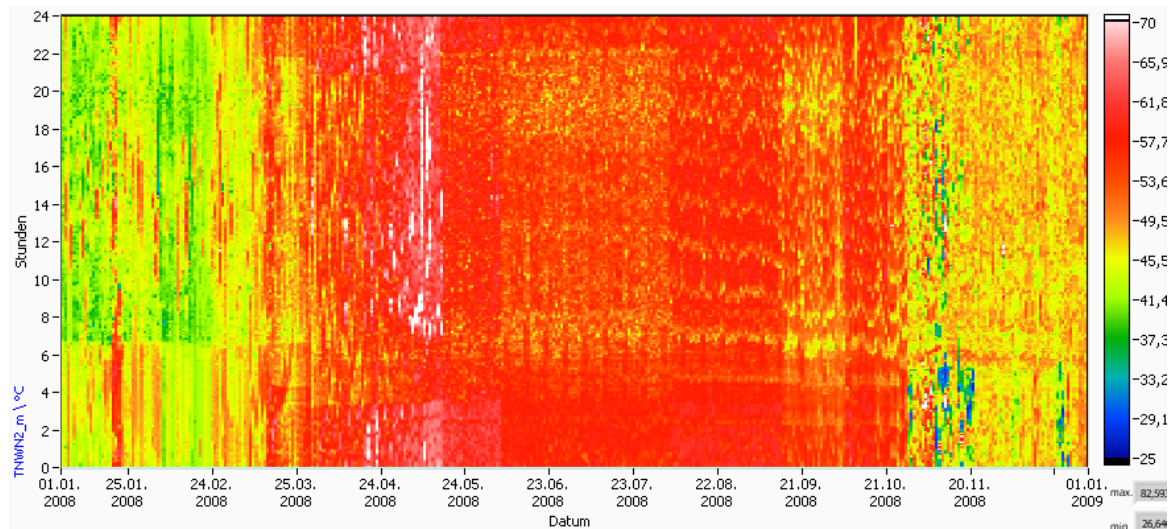


Bild 6.6: Rücklauftemperatur Nahwärmenetz Nord vom 01.01.2008 – 01.01.2009

Parallel zur Verringerung der Netzzücklauftemperatur liegt auch das Temperaturniveau in den Speichern deutlich niedriger.

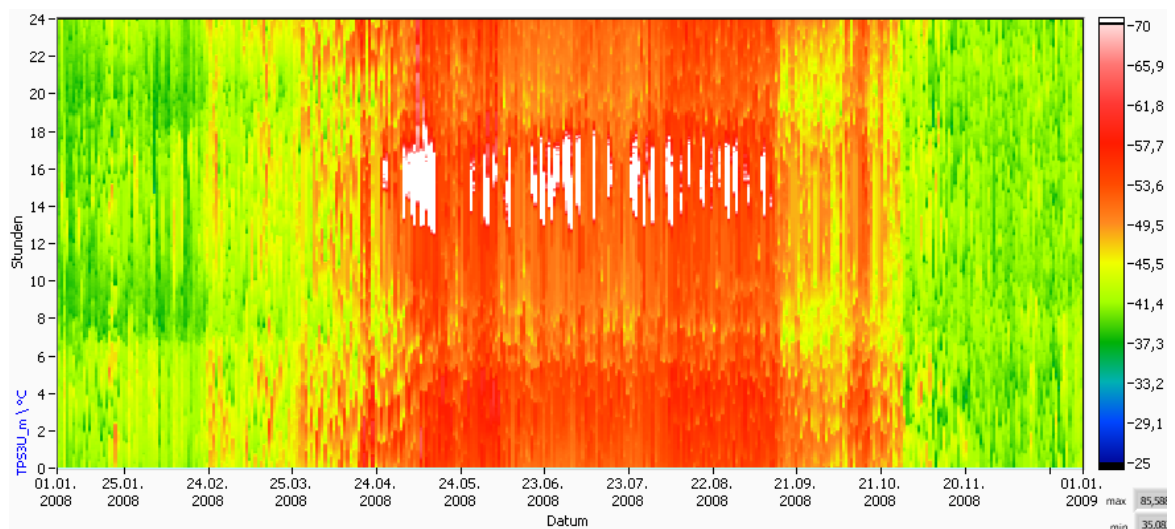


Bild 6.7: Temperatur Speicher 3 unten.

Am 11.01.2009 wurde in der zweiten Heizzentrale eine Differenzdruckregelung für die Netzpumpe eingebaut. In Folge dessen sank die Rücklauftemperatur während des Betriebs der zweiten Heizzentrale. Im Sommerbetrieb ab Mitte Mai 2009 (zweite Heizzentrale außer Betrieb) stieg die Rücklauftemperatur im Nordnetz allerdings wieder auf das Temperaturniveau vom Vorjahr an (siehe Bild 6.8)

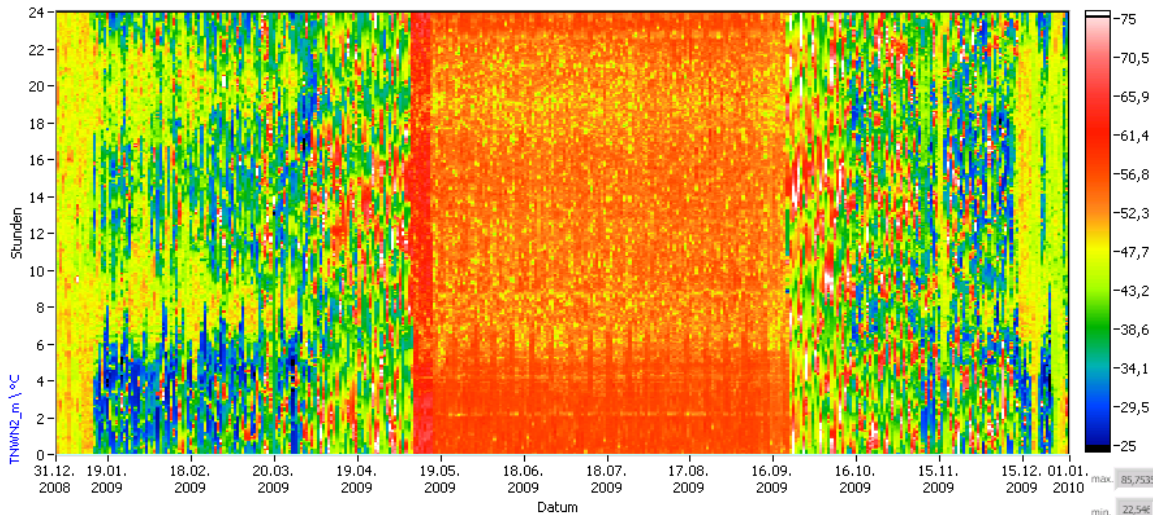


Bild 6.8: Rücklauftemperatur Nahwärmenetz Nord vom 31.12.2008 – 01.01.2010

Die Reduktion des Volumenstrom-Sollwerts der Netzpumpe der 2. Heizzentrale (Nord) am 28.01.2010 führte zu einer leichten Erhöhung der Rücklauftemperatur im Nordnetz. Als am 25.05.2010 mit dem Aktivieren des Sommerbetriebes die Rücklauftemperatur auf ein höheres Niveau stieg als in den vorangegangenen Sommerphasen (siehe Bild 6.9), wurde im Nordnetz bei der erneuten Überprüfung der Übergabestationen der Einbau eines Pufferspeichers durch einen Wärmekunden festgestellt. Dieser Pufferspeicher bildete als unregelmäßige hydraulische Weiche eine Art „Kurzschluss“ im Nahwärmenetz, durch den ein kontinuierlicher Volumenstrom ohne Wärmeabnahme im Netz zirkulierte und die Rücklauftemperatur erhöhte.

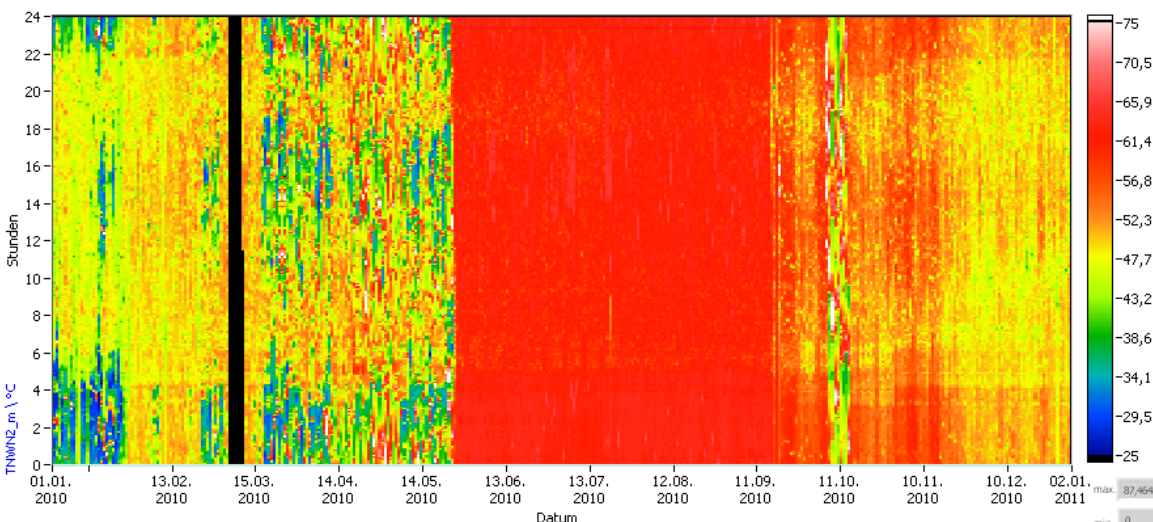


Bild 6.9: Rücklauftemperatur Nahwärmenetz Nord vom 01.01.2010 – 02.01.2011

Das Prinzipschema in Bild 6.10 zeigt in rot den eingebauten unregelmäßigen Pufferspeicher.

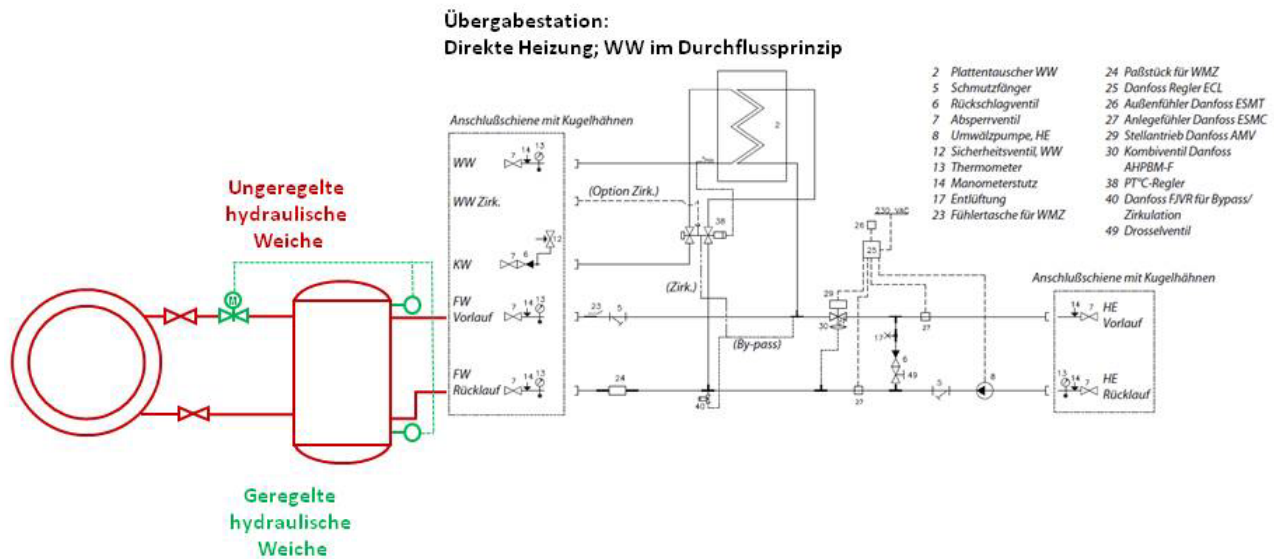


Bild 6.10: Prinzipschema der durch einen Wärmekunden eingebauten unregulierten hydraulischen Weiche (rot) und nach Einbau der Regelung (grün) (Übergabestation: Quelle /8/)

Vom Betreiber wurde daraufhin mit dem Wärmekunden vereinbart, dass der Pufferspeicher geregelt zu betreiben ist. Für die Regelung wurde in die Fernwärme-Vorlaufleitung zum Speicher ein Motorventil eingebaut. Der Speicher wurde oben und unten mit Temperaturfühlern ausgestattet, die den Status des Motorventils steuern (siehe Bild 6.10: grün). Der geregelte Betrieb des Pufferspeichers auf einem Sollwert von 45 °C ist seit Anfang 2011 aktiv.

Die im nördlichen Netzteil mit dem Winterbetrieb (Inbetriebnahme der 2. Heizzentrale) erwartete Rücklauftemperaturabsenkung blieb im Oktober 2010 aus bzw. hielt nur für eine Woche an. Am 02.02.11 wurde die Ursache hierfür gefunden: Der Drucksensor der Netzpumpe in der Heizzentrale 1 für die Gruppe Nord war defekt; als Konsequenz lief die Pumpe im unregulierten Betrieb ohne Differenzdruckregelung. Der Drucksensor der Pumpe wurde ausgetauscht.

vii. Abweichung Kollektortemperatur

Die Kollektortemperatur (TKOL) ist bei Volumenstrom im Kollektorkreis (VKT) im Tagesmittel um bis zu 10 K niedriger als die Kollektorkreisvorlauftemperatur am Wärmeübertrager (TKT1) (siehe Bild 6.8). Infolgedessen geht die Solaranlage seltener oder später in Betrieb und der solare Ertrag wird geschmälert. Physikalisch ist dies nur möglich, wenn die Kollektoren ungleichmäßig durchströmt werden und der Kollektor an dem gemessen wird deutlich besser durchströmt wird als die anderen. Eine weitere Möglichkeit ist ein schlecht platzierter Kollektorfühler, der eine zu niedrige Temperatur des Kollektorfluids erfasst. Durch Volumenstrommessungen im Kollektorfeld wurde die Durchströmung der einzelnen Teilfelder untersucht und festgestellt, dass die Teilfelder von einem bis zu 20 % unterschiedlichen Volumenstrom durchströmt wer-

den. Am 02.06.2009 wurden Regulierventile im Kollektorfeld eingebaut, mit denen die Volumenströme vergleichmäßigt werden sollen. Außerdem wurde der Temperaturfühler der Regelung, der bisher in einer Tauchhülse im Vorlauf eines Kollektors eingebaut war, durch einen Fühler am Absorberblech ersetzt. Die Bilder 6.11a und 6.11b zeigen den Kollektorfühler des Messsystems, der zunächst auch in der Tauchhülse eingebaut war.

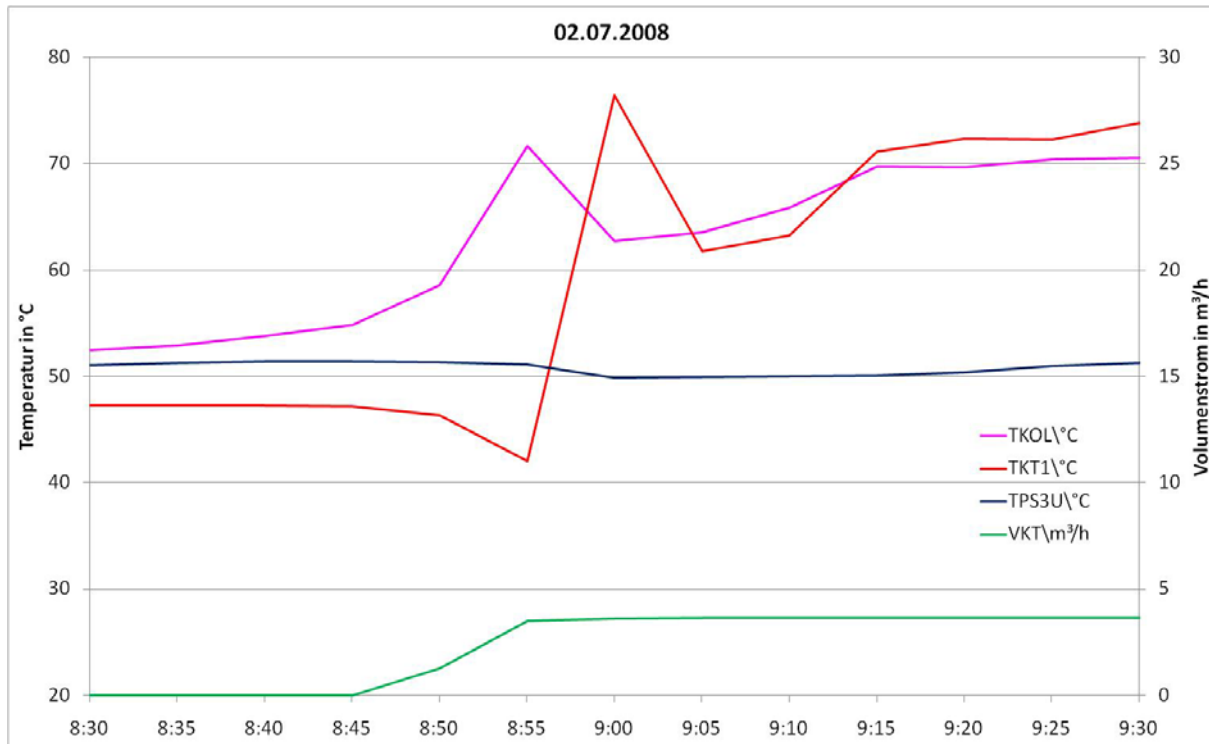


Bild 6.11a: Kollektortemperatur (TKOL), Vorlauftemperatur Kollektorkreis am Wärmeübertrager (TKT1), Speichertemperatur im Speicher unten (TPS3U) und Volumenstrom Kollektorkreis (VKT_m). Die Kollektorkreispumpe schaltet, wie in der Regelbeschreibung genannt ein, wenn die Kollektortemperatur um die Schaltdifferenz über der unteren Speichertemperatur liegt.

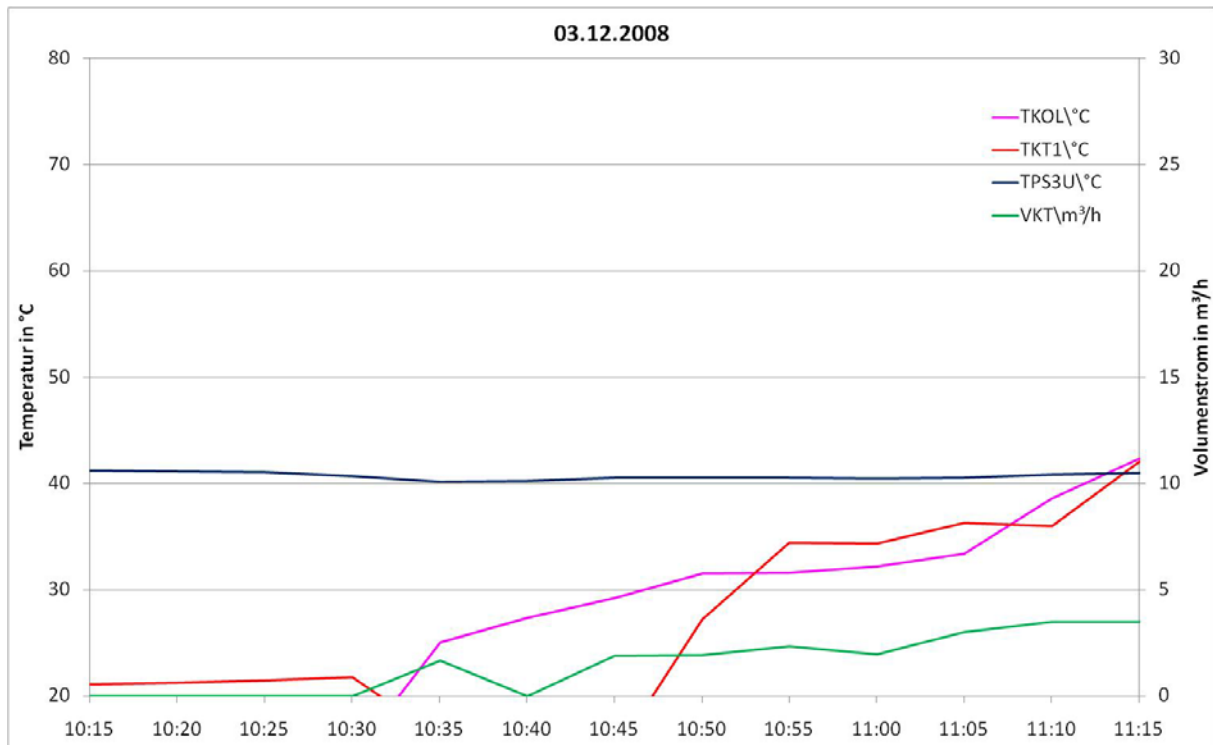


Bild 6.11b: Kollektortemperatur (TKOL), Vorlauftemperatur Kollektorkreis am Wärmeübertrager (TKT1), Speichertemperatur im Speicher unten (TPS3U) und Volumenstrom Kollektorkreis (VKT_m). Seit Verlegung des Kollektorfühlers der Regelung an das Absorberblech schaltet die Kollektorkreispumpe bereits ein, bevor die Schaltdifferenz überschritten ist. Demzufolge wird am Kollektorfühler am Absorberblech eine höhere Temperatur gemessen, als vorher in der Tauchhülse.

Am 28.09.2009 wurde der Kollektorfühler des Messsystems ebenfalls in einen Anlegefühler getauscht. Seit dem Fühlerwechsel sind die gemessenen Temperaturen TKOL und TKT1 plausibel (siehe Bild 6.12).

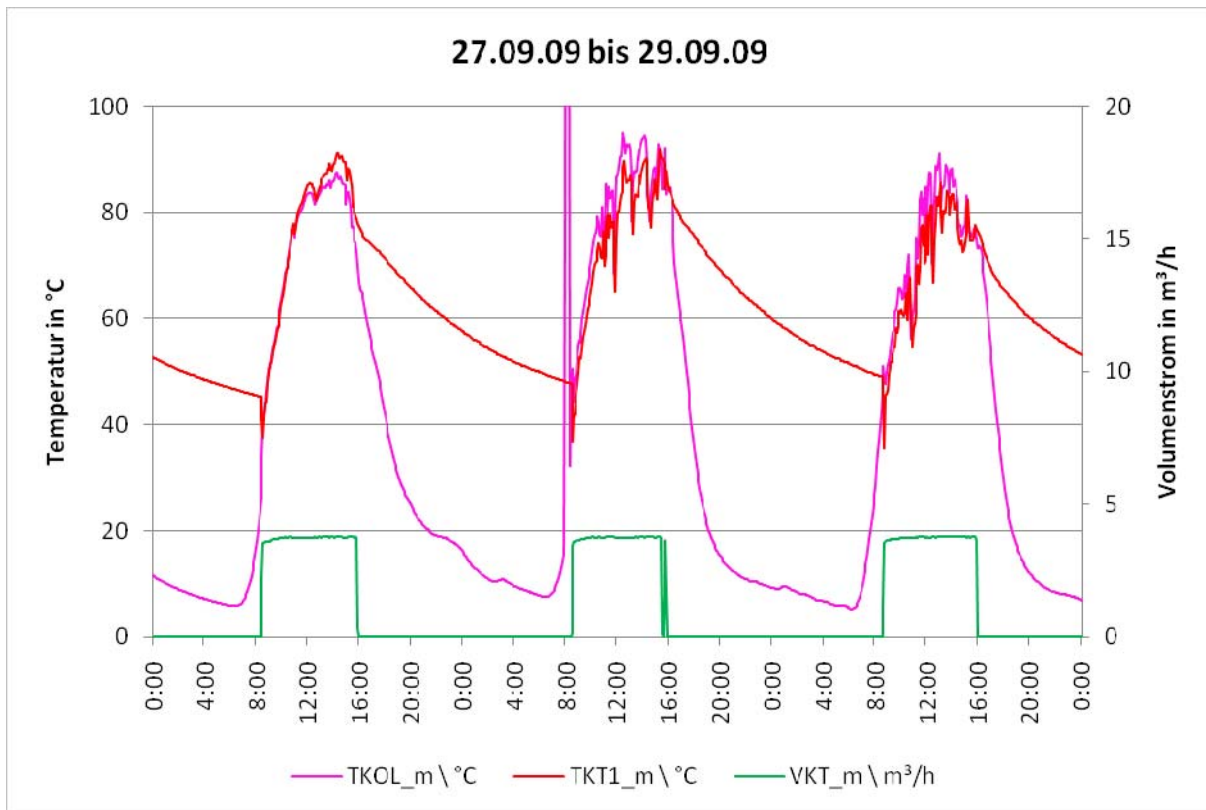


Bild 6.12: Kollektortemperatur (TKOL), Vorlauftemperatur Kollektorkreis am Wärmeübertrager (TKT1) und Volumenstrom Kollektorkreis (VKT_m). Am 28.09.09 wurde der Kollektorfühler des Messsystems in einen Anlegefühler gewechselt (Piek 8:00 Uhr an TKOL). Danach ist TKOL bei Sonneneinstrahlung und Durchströmung des Kollektors größer als TKT1.

viii. Neustart des zweiten Intensiv-Messjahrs

Im Juli 2009 wurde das Fehlen der horizontalen Einstrahlungsdaten festgestellt und in einem anschließenden vor Ort Termin in Holzgerlingen der Defekt des Pyranometers festgestellt. Das Angebot des Herstellers für eine Reparatur war nahezu so hoch, wie ein neues Messgerät. Die Angebote wurden dem Anlagenbetreiber ImmoTherm zugeschickt, der in Anbetracht der verbleibenden Projekt-Restlaufzeit keine Notwendigkeit sah, das defekte Pyranometer zu ersetzen. Die HSO konnte aus dem betreuten Anlagen-Bestand ein gebrauchtes Pyranometer ausbauen und kalibrieren lassen. Dieses Pyranometer wurde Ende Januar 2011 an der Anlage Holzgerlingen eingebaut.

Parallel zu dem Austausch des defekten Pyranometers wurde von der HSO eine Methode gesucht, die fehlenden horizontalen Einstrahlungsdaten der zweiten Jahreshälfte 2009 zu rekonstruieren. Die verschiedenen Methoden führten jedoch zu durchschnittlichen Abweichungen von größer als 5%, so dass die Messdaten für die Berechnung der Energiegarantie ungeeignet waren.

Nachdem keine Möglichkeit bestand die Einstrahlungsdaten des ausgefallenen Pyranometers in einer ausreichenden Genauigkeit zu rekonstruieren, wurde am 01.04.2010 das zweite Intensiv-Messjahr neu gestartet.

6.2 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

Während einer einjährigen Intensivmessphase werden u. a. der Ertrag und der Systemnutzungsgrad der Solaranlage ermittelt und damit die vom Anlageninstallateur abgegebene Ertragsgarantie überprüft.

Tabelle 6.1 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen für den Zeitraum 01.03.2007 bis 29.02.2008 (1. Intensivmessphase)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.03.07 – 29.02.08	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	352.997 kWh	1.419 kWh/(m²a)
2	Nutzenergie des Solarsystems	QSP	84.033 kWh	338 kWh/(m²a)
3	Energie von Nachheizung (Pelletkessel)	QNH	797.652 kWh	
4	Energieabgabe an Nahwärmenetz	QNW	920.606 kWh	2.515 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	852 kWh	9,38 Wh/(m²d)
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1.088 h	3,0 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Pufferspeicher	HP2	925 h	2,5 h/d
8	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	3,73 m³/h	15 l/(m²h)
9	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	4,20 m³/h	
10	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	gKB	24,1%	
11	Solarsystemnutzungsgrad brutto	gSB	23,8%	
12	netto	gSN	23,6%	
13	Solarer Deckungsanteil Gesamtenergie brutto	dGE_B	9,5%	
14	netto	dGE_N	9,4%	
15	Arbeitszahl des Solarsystems	A	99	

Laut Messdaten wird mehr Wärme in das Nahwärmenetz eingespeist als von Pelletkessel und Solaranlage erzeugt wird. Da dies physikalisch nicht möglich ist, muss hier ein Messfehler vor-

liegen. Dieser konnte im Bereich der Wärmemengenmessung des Pelletkessels lokalisiert werden. An dieser Stelle besteht zwischen Vor- und Rücklauf häufig eine sehr kleine Temperaturspreizung von unter 3 K. Dadurch wirkt sich eine Abweichung der eingebauten Temperaturfühler sehr stark aus, sodass im vorliegenden Fall in der Summe weniger Wärme erfasst wurde als vom Kessel an die Speicher geliefert. Durch ein Anheben der Temperaturspreizung (Verringerung des Volumenstroms) konnte dieses Problem mittlerweile gelöst werden.

Tabelle 6.1 Messergebnisse und Systemkennzahlen der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen für den Zeitraum 01.04.2010 bis 31.03.2011 (2. Intensivmessphase)

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.04.10 – 31.03.11	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	293.500 kWh	1.190 kWh/(m ² a)
2	Nutzenergie des Solarsystems	QSP	75.959 kWh	305 kWh/(m ² a)
3	Energie von Nachheizung (Pelletkessel)	QNH	708.495 kWh	
4	Energieabgabe an Nahwärmenetz	QNW	769.473 kWh	2.108 kWh/d
5	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	971 kWh	10,69 Wh/(m ² d)
6	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1.275 h	3,5 h/d
7	Betriebsstunden Pumpe Beladung Pufferspeicher	HP2	1.111 h	3,0 h/d
8	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	3,75 m ³ /h	15 l/(m ² h)
9	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	4,15 m ³ /h	
10	Kollektorkreisnutzungsgrad	brutto	gKB	25,75%
11	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	gSB	25,9%
12		netto	gSN	25,6%
13	Solarer Deckungsanteil Gesamtenergie	netto	dGE_B	9,7%
14			dGE_N	9,6%
15	Arbeitszahl des Solarsystems	A	78	

6.2.1 Wärmeverbrauch

Der mittlere Wärmeverbrauch lag während der 1. Intensivmessphase (01.03.2007 - 29.02.2008) bei 2.515 kWh pro Tag bzw. im 2. Intensivmessjahr (01.04.2010 – 31.03.2011) 2.108 kWh pro Tag.

Als Gesamt-Wärmeverbrauch wurden 920.606 kWh bzw. 769.473 kWh gemessen. Der tatsächliche Verbrauch lag damit um 8 % über bzw. 9 % unter dem für die Simulation (848.228 kWh) angenommenen.

Bild 6.13 und 6.14 zeigen die realen und die angenommenen Tagessummen des Wärmeverbrauchs (gemittelt aus Wochensummen) während der 1. Intensivmessphase. Darin wird ersichtlich, dass der Wärmeverbrauch in den Monaten Mai bis Oktober, in denen nicht geheizt wird, um bis zu Faktor 6 abnimmt. Insgesamt entspricht der reale Jahresverlauf annähernd dem für die Auslegung angenommenen Verlauf des Wärmeverbrauchs. Im 2. Intensivmessjahr gab es einen Messdatenausfall von 10 Tagen der nicht weiter berücksichtigt wurde. Dabei sind die drei Wochen um den 08.03.2011 betroffen, wobei in den beiden Wochen vor und nach der Woche des 08.03. teilweise und die Woche des 08.03. komplett ausgefallen sind.

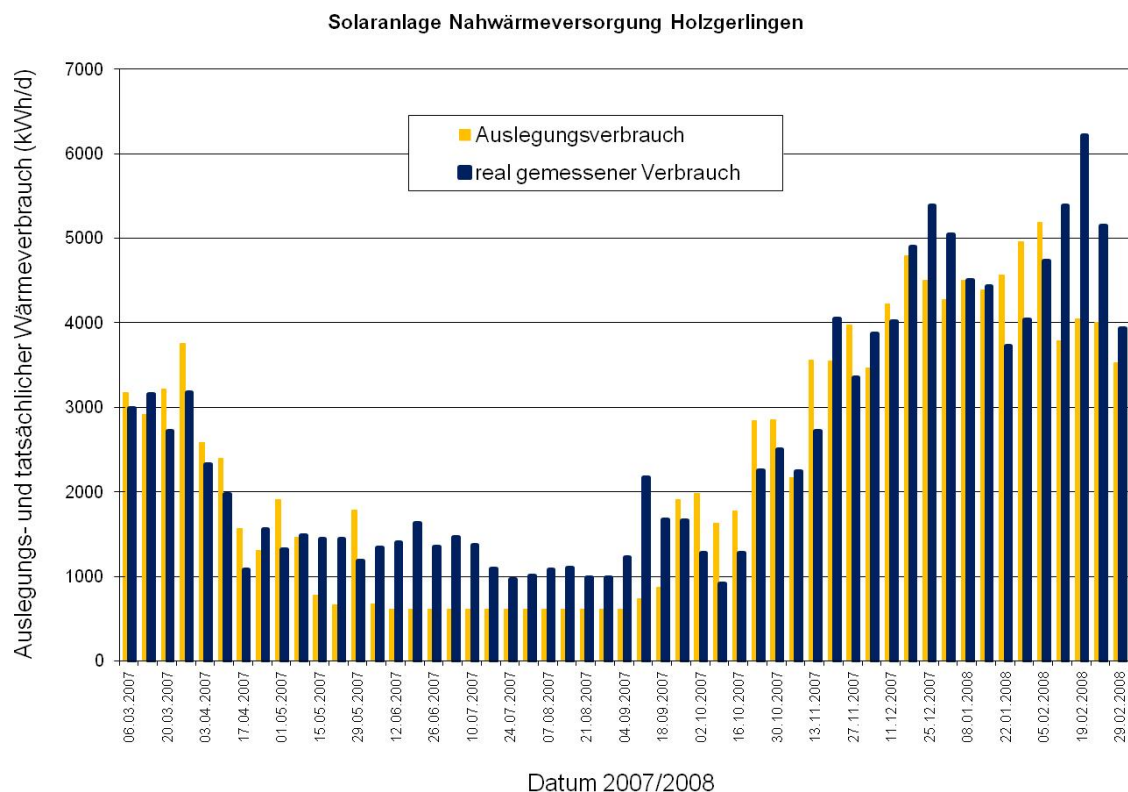


Bild 6.13 Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 1. Intensivmessphase (01.03.2007 - 29.02.2008)

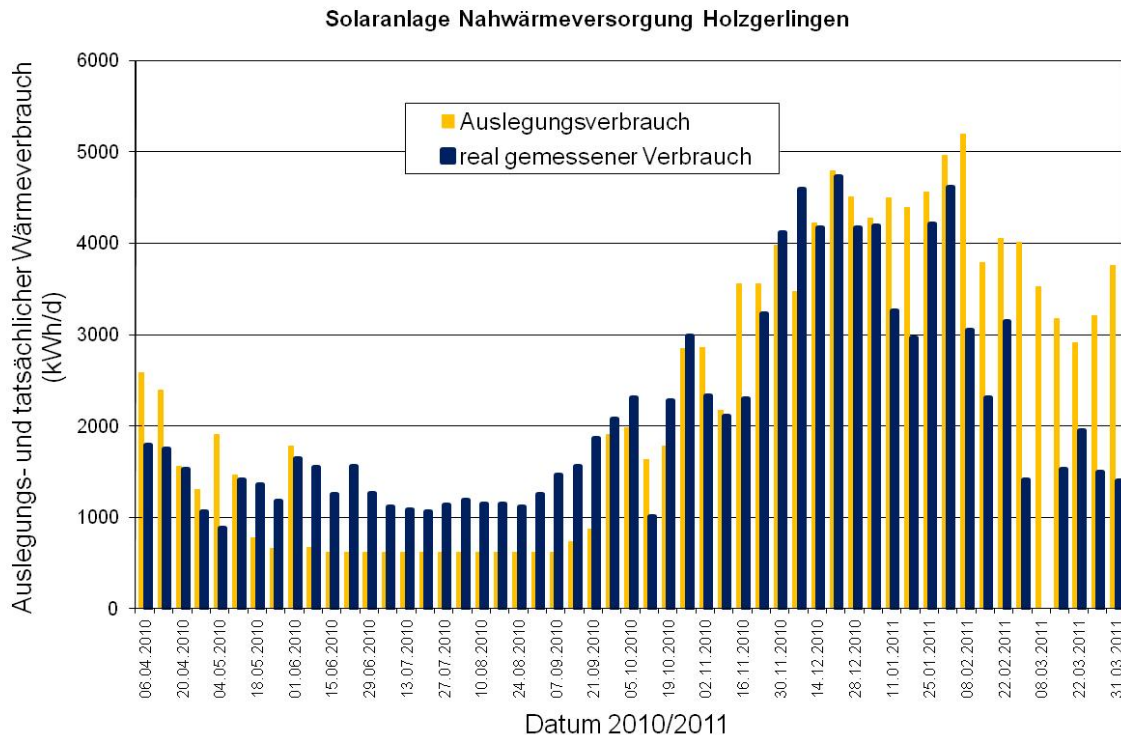


Bild 6.14 Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 1. Intensivmessphase (01.04.2010 - 31.03.2011)

6.2.2 Energien und Nutzungsgrade

Im ersten Messjahr wurden von der Gesamtstrahlung auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (EITK) von 352.997 kWh bzw. 1.419 kWh/m² insgesamt 84.033 kWh über den Beladewärmeübertrager vom Kollektorkreis an den Pufferspeicher-Beladekreis abgegeben (QSP). Im zweiten Messjahr wurden von 293.500 kWh bzw. 1.190 kWh/m² 75.959 kWh an den beladekreis abgegeben. Die Energiedifferenz zwischen EITK und QSP wurde an den Kollektoren reflektiert oder als thermische Verluste an die Umgebung abgegeben. Prozentual wurde von der eingestrahltener Energie 23,8 % bzw. 25,9 % (Systemnutzungsgrad) vom Beladekreis in die Solarspeicher geladen.

Die Bilder 6.15 und 6.16 zeigen die spezifischen Tagesmittelwerte aus den Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad. Man sieht, dass der Solarertrag mit Zu- und Abnahme der Einstrahlung steigt und fällt. Ende November und Anfang Dezember fällt im ersten Intensivmessjahr der Systemnutzungsgrad auf 0 % da die Solaranlage in diesem Zeitraum außer Betrieb war (vgl. Abschnitt 6.1 iii). Im zweiten Intensivmessjahr fällt der Nutzungsgrad ebenfalls auf 0 %. Grund ist hier die sehr geringe Einstrahlung.

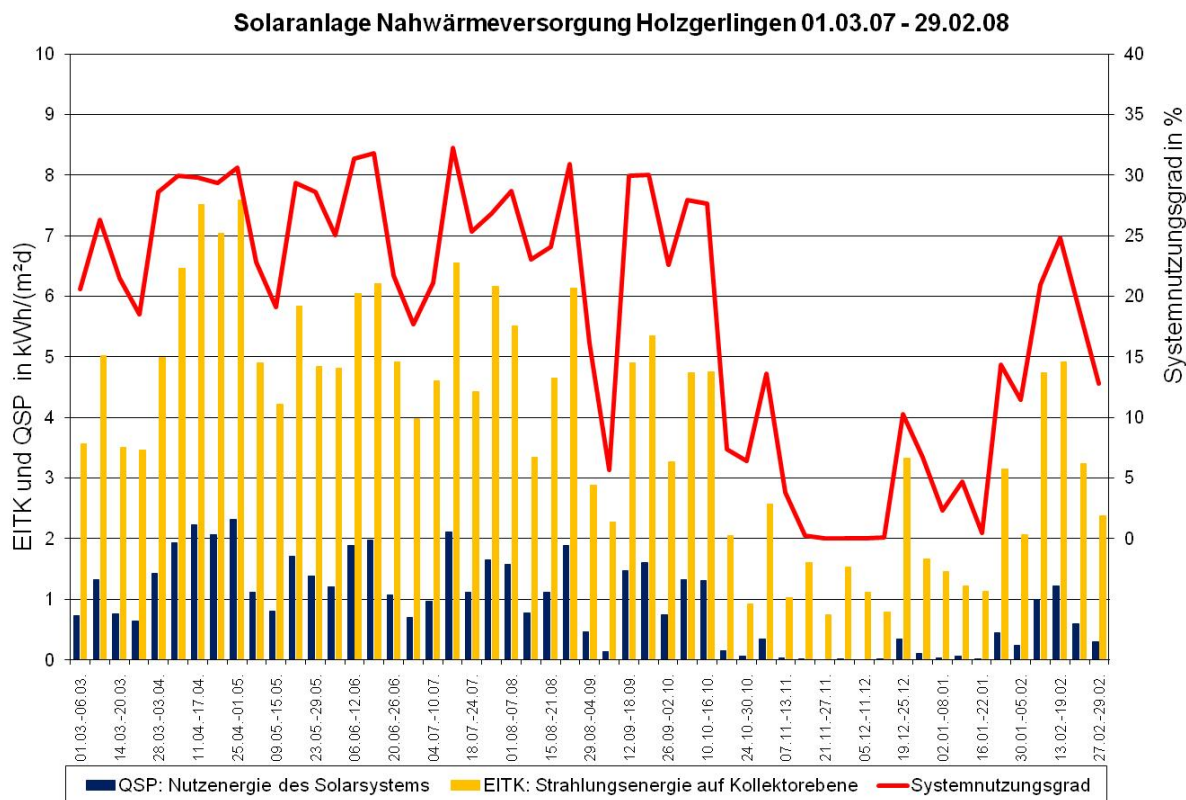


Bild 6.15 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

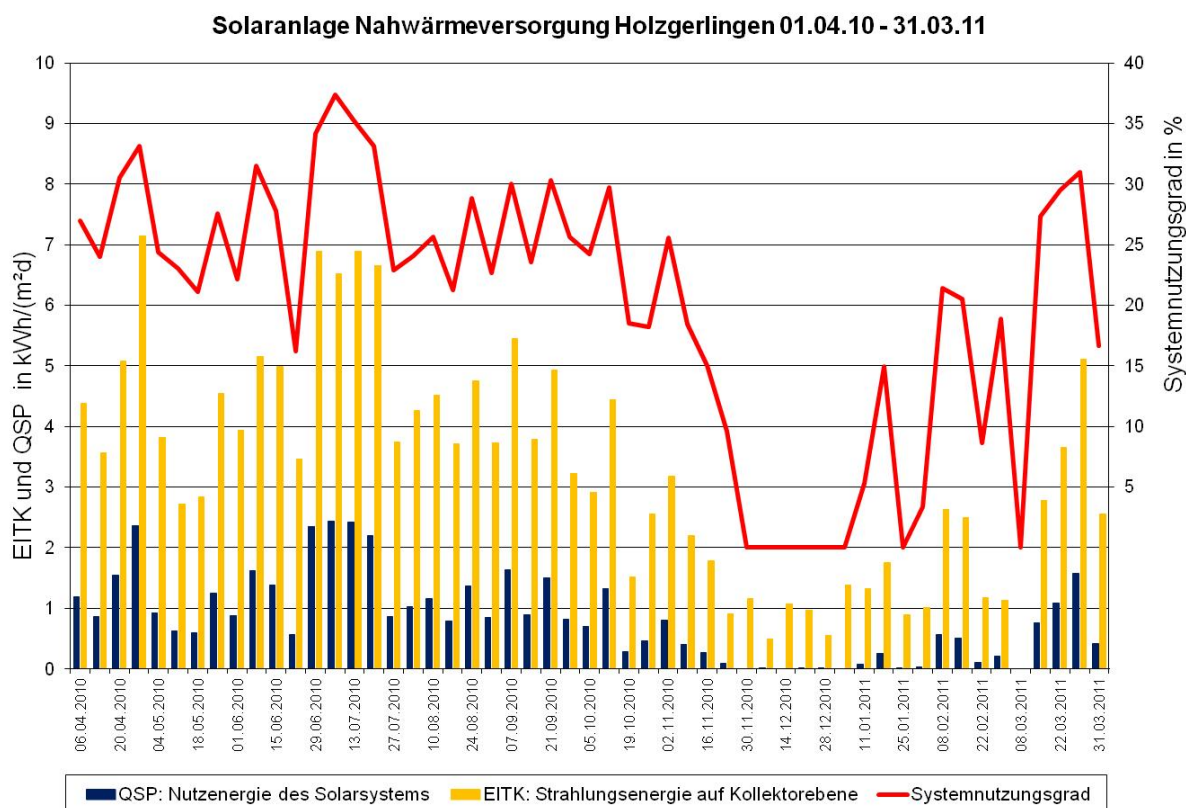


Bild 6.16 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

In den Bildern 6.17 und 6.18 ist der Verlauf des solaren Deckungsanteils bezogen auf den Energiebedarf für die Nahwärmenetze dargestellt. Als Balken aufgetragen sind die Wochensummen Nutzenergie aus dem Solarsystem und der jeweils entsprechende Energiebedarf für das Nahwärmenetz. Gemittelt über das gesamte Jahr lag der solare Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch bei 9,5 % bzw. 9,7 %.

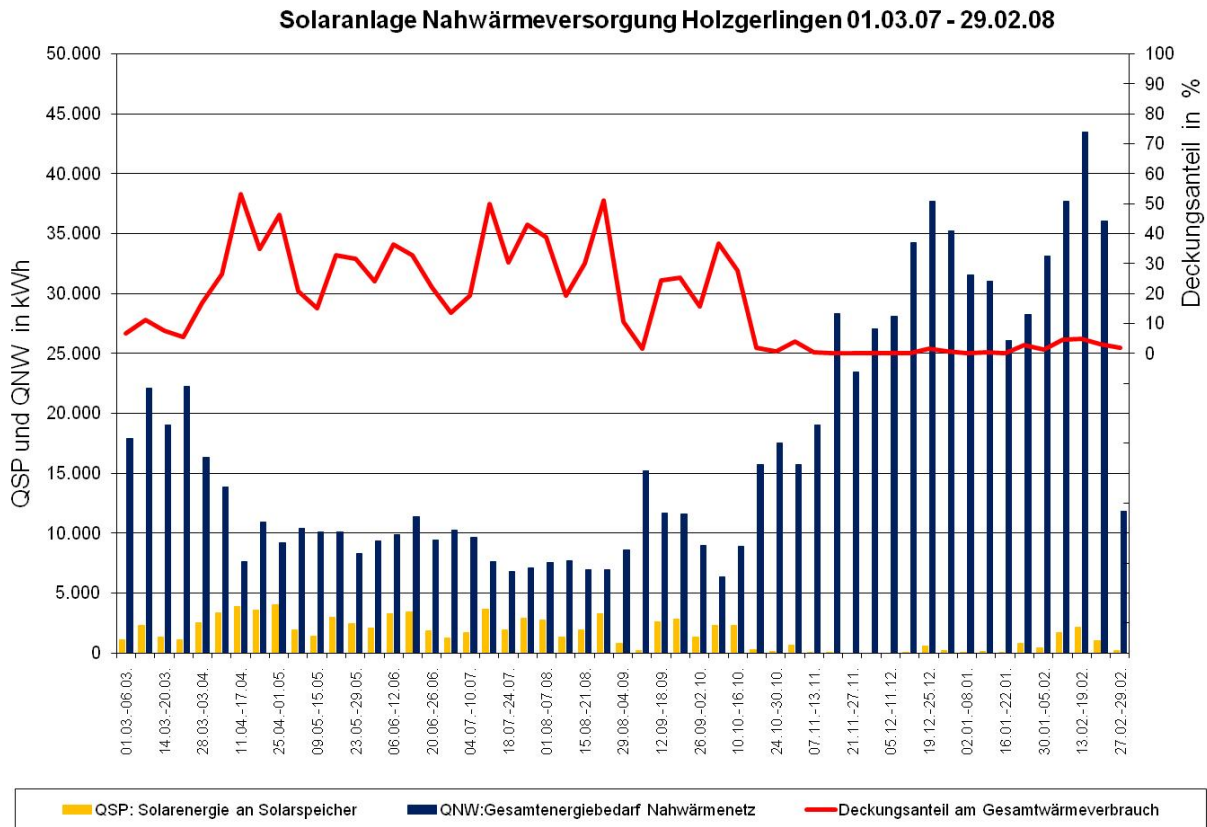


Bild 6.17 Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, Gesamtenergie für das Nahwärmenetz und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils bezogen auf die Energie für den Gesamtverbrauch

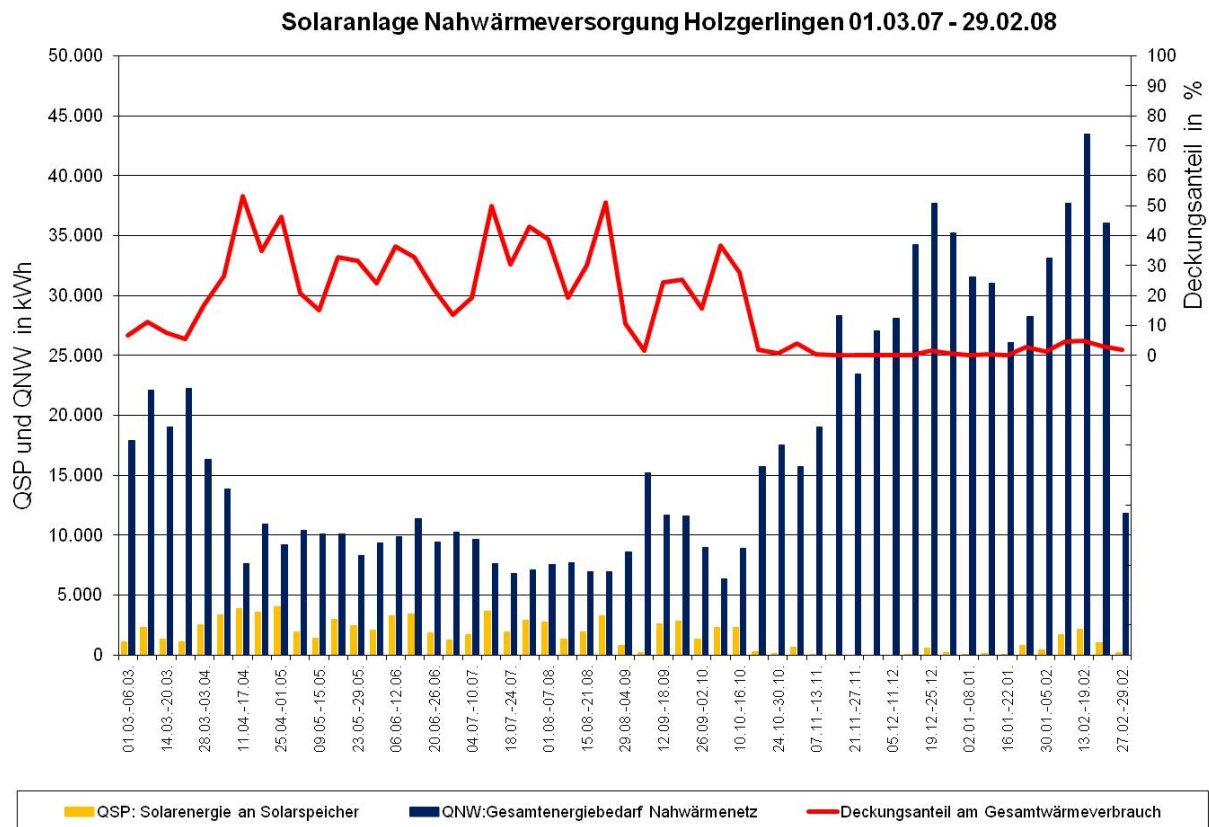


Bild 6.18 Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, Gesamtenergie für das Nahwärmenetz und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils bezogen auf die Energie für den Gesamtverbrauch

7 Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 98.088 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten laut Angebot von 159.875,34 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,142 €/kWh.

Mit den im realen Betrieb gemessenen Jahreserträgen von 84.033 kWh bzw. 77.789 kWh und den tatsächlich abgerechneten Systemkosten von 160.241,84 € ergeben sich **tatsächliche Nutzwärmekosten von 0,166 €/kWh**.

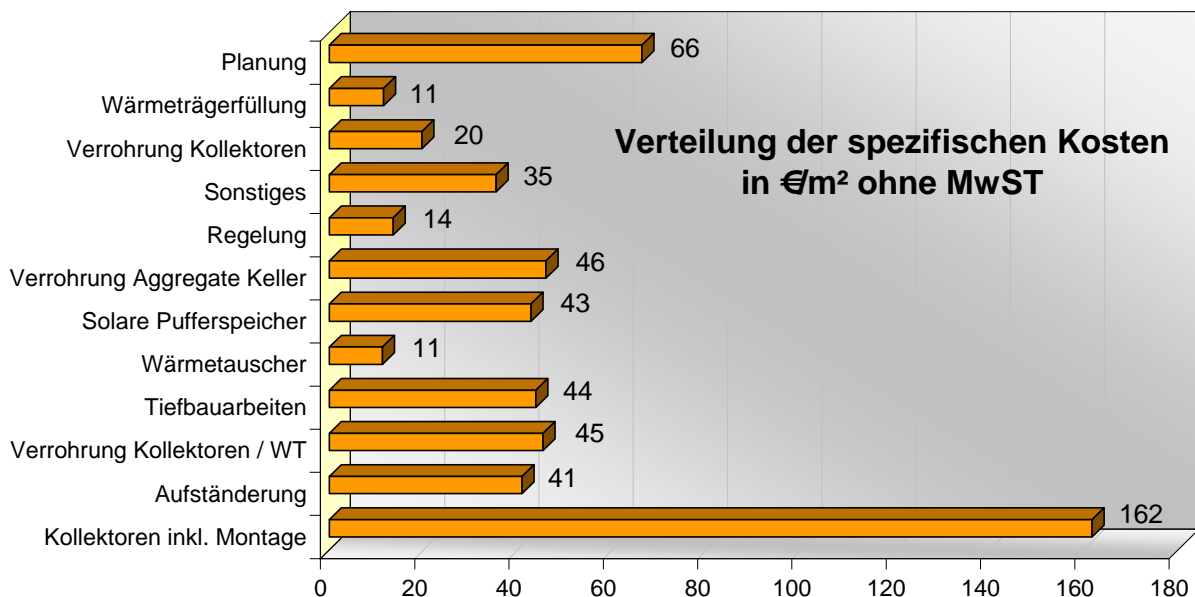
Tabelle 7.1 Garantierter Energieertrag, Systemkosten und solare Nutzwärmekosten für die Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen.

	Vergabe	Abgerechnet	
Investitionskosten Solarsystem (ohne MwSt)	121.323,57 €	117.368,52	
Planungskosten (ohne MwSt)	16.500,- €	20.771,- €	
Kosten Solarsystem + Planung (inkl. 16% MwSt)	159.875,34 €	160.241,84 €	
Spezifische Systemkosten (inkl. Planung und MwSt)	643 €/m ²	644 €/m ²	
	Garantie	1. Messjahr	2. Messjahr
Energieertrag aus Solarsystem	98.088 kWh/a 394 kWh/(m ² a)	86.497 kWh/a 338 kWh/(m ² a)	77.789 kWh/a 313 kWh/(m ² a)
Solare Nutzwärmekosten *	0,142 €/kWh	0,162 €/kWh	0,179 €/kWh

* Solare Nutzwärmekosten = (Systemkosten x rel. Annuität) / Solarertrag

rel. Annuität = 8,72 %, basierend auf 20 Jahren Anlagenlebensdauer und 6% Kapitalzins.

Der solare Ertrag im 2. Messjahr wurde in der Zeit des Messdatenausfalls (siehe 6.2.1) mit Messdaten des ersten Messjahres des gleichen Datums korrigiert.

**Bild 7.1** Verteilung der spezifischen Kosten für die Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (nach Vergabe)

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Rücklauftemperatur, etc.) während der Messphasen nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmen, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen werden die in der Nachrechnung ermittelten korrigierten Werte für Energieertrag und Systemnutzungsgrad zusätzlich noch um 10% reduziert, d.h. die Garantie gilt als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90% der gemessenen Werte ist.

In den Tabellen 7.2 und 7.4 ist das prinzipielle Ablaufschema der Garantiekorrektur skizziert, die Tabellen 7.3 und 7.5 zeigen das vollständige Berechnungsblatt für die beiden Intensivmessphasen.

Tabelle 7.2 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie für die der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (1. Intensivmessphase)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	98.088 kWh	31,4 %
2	Ergebnis der Nachsimulation mit Trnsys, basierend auf Standardbedingungen	98.088 kWh	31,4 %
3	Faktor Garantie zu Trnsys-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	1	1
4	Ergebnis Trnsys-Simulation mit realen Betriebsbeding.	101.900 kWh	28,5 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	101.900 kWh	28,5 %
6	Messergebnis 01.03.2007 – 29.02.2008	86.497 kWh	24,5 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	84,9 %	85,9 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und dem Daten für die horizontale Strahlung)			

Die Energiegarantie wurde im ersten Intensivmessjahr nicht erfüllt. Hauptursache hierfür sind Kollektorkennwerte des Jahres 2001, die im Vergleich zu den Kennwerten vom Jahr 2008, die von einem anderen Prüfinstitut ermittelt wurden, einen höheren Solarertrag versprechen. Mit dem Angebot wurden die Kennwerte von 2001 eingereicht. Dennoch wurden Maßnahmen zur Optimierung der Anlage eingeleitet, die bereits oben unter Abschnitt 6.1 beschrieben sind. Ein weiteres Garantiemessjahr soll Aufschluss über den Erfolg dieser Maßnahmen bringen. Um den Bieter durch den Anlagenausfall Ende November Anfang Dezember nicht zu benachteiligen, wurde in diesem Zeitraum ein Systemnutzungsgrad von 24,5 %, der während des restlichen

Intensivmessjahres ermittelt wurde, unterstellt. Dementsprechend erhöht sich der solare Ertrag von 84.033 kWh auf 86.497 kWh.

Tabelle 7.3 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (1. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garanTrnsysaren Energieertrages				
Objekt:	Nahwärmenetz Holzgerlingen			
Messperiode:	01.03.2007 - 29.02.2008			
Berechnungen durchgeführt von:	Hochschule Offenburg			
		A		
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.104,3	vorgegeben (Trnsys Würzburg)
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	312.299	vom Bieter angegeben (A _{koll} =248,8 m ²)
5	garantierter Ertrag	kWh/a	98.088	vom Bieter garantiert (A _{koll} =248,8 m ²)
6	garantiertes eta	%	31,41	gar. eta=(A ₅ /A ₄)*100%
7				
8 Ergebnis mit Trnsys unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ²)	1.104,3	vorgegeben (Trnsys Würzburg)
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh	312.299	mit Trnsys berechnet (A _{koll} =248,8 m ²)
13	Ertrag	kWh	98.088	mit Trnsys berechnet (A _{koll} =248,8 m ²)
14	eta	%	31,41	eta=(A ₁₃ /A ₁₂)*100%
15	Faktor Ertrag		1,0000	Faktor Ertrag=A ₅ /A ₁₃
16	Faktor eta		1,0000	Faktor eta=A ₆ /A ₁₄
17	Der garanTrnsys-			
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die			
19	Effizienz (eTrnsysanlage (verglichen mit Trnsys) abweichend bewertet.			
20				
21 Ergebnis mit Trnsys unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte)				
23	Strahlung horizontal	kWh/m ²	1.228,4	gemessen
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh	357.060	mit Trnsys berechnet
26	Ertrag	kWh	101.900	mit Trnsys berechnet
27	eta	%	28,54	eta = (A ₂₆ /A ₂₅)*100%
28				
29 Umrechnung der Trnsys-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	101.900	korr. Ertrag=A ₂₆ *A ₁₅
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	28,54	korr. eta=A ₂₇ *A ₁₆
32	Das Ergebnis aus der Trnsys-Rechnung unter realen Betriebsbedingunge			
33	um so den mit Trnsys unter fiktiven Betriebs-			
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
38	Strahlung horizontal	kWh/m ²	1.228,4	gemessen
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh	352.997	gemessen
40	gemessener Ertrag	kWh	86.497	gemessen
41	gemessenes eta	%	24,50	gem. eta=(A ₄₀ /A ₃₉)*100%
42				
43 Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. Trnsys-Ergebnis	%	84,88	erreich. Energie=(A ₄₀ /A ₃₀)*100%
45	erreich. eTrnsys-Ergebnis	%	85,86	erreich. eta=(A ₄₁ /A ₃₁)*100%
46	Garantie		nicht erfüllt	

Tabelle 7.4 Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie für die der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (1. Intensivmessphase)

Zeile	Wert	Ertrag	System-nutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	98.088 kWh	31,4 %
2	Ergebnis der Nachsimulation mit Trnsys, basierend auf Standardbedingungen	98.088 kWh	31,4 %
3	Faktor Garantie zu Trnsys-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	1	1
4	Ergebnis Trnsys-Simulation mit realen Betriebsbeding.	77.310 kWh	26 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	77.310 kWh	26 %
6	Messergebnis 01.03.2007 – 29.02.2008	77.789 kWh	25,5 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	100,6 %	98,0 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und dem Daten für die horizontale Strahlung)			

Im zweiten Messjahr wurde die Energiegarantie erfüllt. Obwohl der gemessene solare Ertrag, aufgrund sehr hoher Netzurücklauftemperaturen, deutlich unterhalb des prognostizierten Ertrags aus der Simulation unter Standardbedingungen lag, wurde die Energiegarantie erfüllt. Der Minderertrag ist nicht auf eine schlechte Performance der Solaranlage zurückzuführen. Ursache hierfür ist vielmehr die hohe Rücklauftemperatur, die das Temperaturniveau in den Speichern und damit in der Solaranlage erhöhte und damit den Ertrag verringerte. Dieser Umstand wurde in der Nachsimulation mit realen Betriebsbedingungen berücksichtigt, sodass der real erzielte Ertrag sogar über dem Ertrag der Nachsimulation liegt.

Tabelle 7.5 Berechnungsblatt für die Garantienachrechnung für die Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen (2. Intensivmessphase)

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages				
Objekt:		Nahwärmenetz Holzgerlingen		
Messperiode:		01.4.2010 - 01.04.2011		
Berechnungen durchgeführt von:		Hochschule Offenburg		
		A		
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.104,3	vorgegeben (Trnsys Würzburg)
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	312.299	vom Bieter angegeben (A _{koll} =248,8 m ²)
5	garantierter Ertrag	kWh/a	98.088	vom Bieter garantiert (A _{koll} =248,8 m ²)
6	garantiertes eta	%	31,41	gar. eta=(A ₅ /A ₄)*100%
7				
8 Ergebnis mit Trnsys unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ²)	1.104,3	vorgegeben (Trnsys Würzburg)
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh	312.299	mit Trnsys berechnet (A _{koll} =248,8 m ²)
13	Ertrag	kWh	98.088	mit Trnsys berechnet (A _{koll} =248,8 m ²)
14	eta	%	31,41	eta=(A ₁₃ /A ₁₂)*100%
15	Faktor Ertrag		1,0000	Faktor Ertrag=A ₅ /A ₁₃
16	Faktor eta		1,0000	Faktor eta=A ₆ /A ₁₄
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der Trnsys-			
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die			
19	Effizienz (eTrnsysanlage (verglichen mit Trnsys) abweichend bewertet.			
20				
21 Ergebnis mit Trnsys unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte)				
23	Strahlung horizontal	kWh/m ²		gemessen -100,00%
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh	297.400	mit Trnsys berechnet -4,77%
26	Ertrag	kWh	77.310	mit Trnsys berechnet -21,18%
27	eta	%	26,00	eta = (A ₂₆ /A ₂₅)*100% -17,23%
28				
29 Umrechnung der Trnsys-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	77.310	korr. Ertrag=A ₂₆ *A ₁₅
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	26,00	korr. eta=A ₂₇ *A ₁₆
32	Das Ergebnis aus der Trnsys-Rechnung unter realen Betriebsbedingunge			
33	um so den mit Trnsys unter fiktiven Betriebs-			
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
38	Strahlung horizontal	kWh/m ²		gemessen
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh	305.460	gemessen
40	gemessener Ertrag	kWh	77.789	gemessen
41	gemessenes eta	%	25,47	gem. eta=(A ₄₀ /A ₃₉)*100%
42				
43 Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. Trnsys-Ergebnis	%	100,62	erreich. Energie=(A ₄₀ /A ₃₀)*100%
45	erreich. eTrnsys-Ergebnis	%	97,96	erreich. eta=(A ₄₁ /A ₃₁)*100%
46	Garantie		erfüllt	

8 Projektbeteiligte

Objektanschrift:

Nahwärmeversorgung Holzgerlingen
Baugebiet Hülben
71088 Holzgerlingen

Betreiber:

ImmoTherm GmbH
Heusteigstr. 29
70180 Stuttgart
Telefon 0711/2381-385

Planung:

EGS-plan
Heißbühlstr. 15
70565 Stuttgart
Herr Dipl.-Ing. Guigas
Telefon 0711/99007-5

Installation:

Dr.-Carl-Schwenk-Str. 20
89223 Neu Ulm-Burlafingen
Telefon 0731/3608933

Friedrich Marstaller GmbH
Lindenstr. 20
72124 Pliezhausen
Telefon 07127/979966

Projektmanagement:

Projektträger Jülich (PTJ) für das BMU
Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich
Dr. Peter Donat
Telefon 030/20199-427
p.donat@fz-juelich.de

Federführende Programmbegleitung:

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Verbindungsstraße 19
40723 Hilden
Telefon 02103/2444-0
zfs.energie@t-online.de

Wissenschaftlich-technische Begleitung:

Hochschule Offenburg
77652 Offenburg
Herr Prof. Bollin
Herr Dipl.-Ing. (FH) Huber
Telefon 0781/205-294
bollin@fh-offenburg.de
klaus.huber@fh-offenburg.de

9 Internet

Informationen zum Förderkonzept Solarthermie-2000 und den darin betreuten Solaranlagen sind im Internet zugänglich.

<http://www.solarthermie2000plus.de>

und

<http://www.fh-offenburg.de/mv/st2000>

10 Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ Produktblatt Danfoss, Akva Lux II S-F, Direkte Fernwärmekomplettstation für Einfamilienhäuser, Reihenhäuser und Wohnungen, Danfoss 12/2009

Dieser Bericht und weitere Berichte zu den von der Fachhochschule Offenburg begleiteten Solargroßanlagen können als PDF-Dokument per E-Mail bei der FH Offenburg angefordert werden.

Bisher erschienene Berichte:

- Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban
- Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim
- Solaranlage Hegau-Klinikum Singen
- Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden
- Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg
- Solaranlage Albtherme Waldbronn
- Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen
- Solar unterstützte Klimatisierung Esslingen

Die solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329604C gefördert. Der festgelegte Gesamtförderanteil von 48,8 % (Gesamtfördersumme maximal 90.990 €) ergab sich aus einem Förderanteil an den kalkulierten Investitionskosten des Solarsystems von 30 % und einem Anteil an den Kosten für Messtechnik und Visualisierung von 100 %.

Solarthermie2000plus

Wissenschaftlich-technische Begleitung von solarthermischen
Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern

SCHLUSSBERICHT



Förderkennzeichen: 032 9605 F

Berichtszeitraum: 01.12.2006 bis 31.07.2010

Hochschule Offenburg

Prof. Elmar Bollin
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck
Dipl.-Ing. (FH) Daniel Jödicke

Offenburg, Januar 11

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	3
2	Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems	3
3	Objektbeschreibung	6
3.1	Allgemeine Beschreibung des Objektes	6
3.2	Auslegungswerte für die Solaranlage	10
3.3	Ablauf der Ausschreibung.....	11
4	Beschreibung der technischen Systeme	12
4.1	Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems	12
5	Messtechnik.....	16
5.1	Messstellen im Solarsystem	16
6	Betriebserfahrungen und Messergebnisse.....	26
6.1	Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung.....	26
6.1.1	Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen	35
6.1.2	Wärmeverbrauch	38
6.1.3	Energien und Nutzungsgrade	41
7	Systemkosten und garantierter Energieertrag	Fehler! Textmarke nicht definiert.
8	Projektbeteiligte	43
9	Internet	43
10	Literatur	44

1 Einleitung

Im Rahmen des Programms Solarthermie2000plus soll eine begrenzte Anzahl solarthermischer Pilot sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich modellhaft gefördert werden. Mit Solarthermie2000plus führt das BMU im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung die langfristig angelegten Forschungsaktivitäten zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie des Förderkonzepts Solarthermie-2000 mit neuen Schwerpunkten fort. Gegenstand der Förderung im neuen Förderkonzept sind insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot- und Demoanlagen mit einer erforderlichen Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die Begleitforschung für:

- solar unterstützte, kombinierte Trinkwassererwärmungs- und Heizungsanlagen bei solaren Deckungsanteilen von mindestens 10 %,
- solar unterstützte Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicherung etwa 35 bis 60 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf,
- die Einbindung von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze,
- integrale Konzepte zur Einbindung von Solarwärme, Geothermie und Abwärme,
- die solar unterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Heizung,
- solare Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

Unter www.solarthermie2000plus.de finden Sie weitere Informationen zu Solarthermie2000plus.

2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems

Kollektoren

Kollektorhersteller	Paradigma GmbH & Co. KG
Kollektortyp	232 * CPC45, 58 x CPC30
Bauartzulassung	06COL456
Absorbermaterial	Aluminium
Beschichtung	Aluminiumnitrit
Frontabdeckung	Vakuumröhren
Material Kollektorrahmen	Aluminium
Konversionsfaktor η_0	0,644- bezogen auf aktive Absorberfläche
Kollektorkonstante linear	0,749 (W/(m ² K))
Kollektorkonstante quadratisch	0,005 W/(m ² K ²)
Wärmeträgerinhalt pro Kollektor	2,7 Liter (CPC30) 4,1 Liter (CPC45)

Prüfinstitut und Test Nr.	ITW Stuttgart 06COL456
Ausrichtung (Azimut) (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	+18 °
Neigung	30 °
Anzahl Kollektoren	290 (je 4 CPC45 und 1 CPC30 in Reihe)
Aktive Kollektorfläche	1218 m ²
Volumenstrom durch Kollektorfelder	30.000 l/h \cong 27,7 l/m ² h
Maße	1,62 x 2,03 x 0,12 m (CPC30) 2,43 x 2,03 x 0,12 m (CPC45)

Rohrleitung zwischen den Kollektoren

Rohrmaterial	Stahl
Material der Wärmedämmung	Mineralfaserschalen, Armaflex-Platten, Blechummantelung
Dicke der Wärmedämmung	30 mm Mineralfaser+ 9 mm Armaflex (DN 15 – 32) 70 mm Mineralfaser+ 9 mm Armaflex (DN 65) 80 mm Mineralfaser+ 9 mm Armaflex (DN 80)
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,035 W/mK
Einfache Länge	200/1040/14/60/14 m
Außendurchmesser d_a	19/29/35/70/85 mm
Innendurchmesser d_i	16/26/32/66/81 mm

Rohrleitung vom Gesamt-Kollektorfeld zu den Speichern

	Außenbereich	Innenbereich
Rohrmaterial	Stahl	Stahl
Material der Wärmedämmung	Mineralfaserschalen, Armaflex-Platten, Blechummantelung	Mineralfaserschalen, Blechummantelung
Dicke der Wärmedämmung	100 mm Mineralfaser + 9 mm Armaflex	100 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,035 W/mK	0,035 W/mK
Einfache Länge	126 m	90 m

Außendurchmesser d_a	104 mm	104 mm
Innendurchmesser d_i	100 mm	100 mm

Wärmeträger im Kollektorkreis

Hersteller	-
Markenname	-
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	0/100 %
Basisstoff	Wasser

Pufferspeicher

Hersteller	Burger Apparate- und Behälterbau
Typ	Einzelanfertigung
Anzahl	2
Volumen je Speicher	8.587 Liter
Material Behälterwand	Stahl
Material Wärmedämmung	Mineralwolle
Dicke der Wärmedämmung	200 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,045 W/(m·K)
Max. zulässige Temperatur	95 °C
Max. zulässiger Überdruck	6 bar

Umwälzpumpen

	Kollektorkreis (P1 1/2)	Speicherentladekreis (P2 1/2)
Hersteller	Grundfos	WILO
Typ	UPS 65-180 F	Veroline-IP-E65/115-1,5/2
Elektr. Leistungsaufnahme	1100 – 1500 W	1500 W

Regelung Solaranlage

	Beladeregulung
Hersteller	Paradigma
Typ	SystaSolar Aqua

3 Objektbeschreibung

3.1 Allgemeine Beschreibung des Objektes

Betreiber der solaren Klimatisierung Esslingen ist die Festo AG & Co. KG.

Die installierte Solaranlage verfügt über 290 Vakuumröhrenkollektoren mit einer Gesamt-Bruttokollektorfläche von 1.330 m². 58 Kollektoren haben eine Aperturfläche von 3 m² (CPC30) und 232 eine Apertur-/Kollektorfläche von 4,5 m² (CPC45). Insgesamt ergibt sich eine Gesamtaperturfläche von 1218 m². Die Kollektoren sind auf dem Sheddach eines Produktions- und Bürogebäudes montiert. Sie sind gegenüber der Horizontalen um 30° geneigt und weichen in ihrer Ausrichtung um 18° nach Westen von der Südrichtung ab. Die CPC45-Kollektoren bestehen aus 21 Vakuumröhren, von denen je drei innerhalb des Kollektors in Reihe geschaltet sind. Die CPC30-Kollektoren haben 14 Röhren von denen jeweils 2 in Reihe durchströmt werden. Jeweils ein CPC30-Kollektor und 4 CPC45-Kollektoren sind in Reihe geschaltet und bilden einen Kollektorstrang. Um eine möglichst gleichmäßige Erwärmung des Kollektorfeldes zu erreichen, wird der „kalte“ Rücklauf über eine zentral angeordnete Zulaufleitung auf die parallel verschalteten Kollektorstränge verteilt. Das durch die eingestrahlte Sonnenenergie in den Kollektoren erwärmte Heizwasser wird aus jedem Kollektorstrang in einem im Kollektorfeld mittig angeordneten Vorlaufsammler zusammengeführt und über den Kollektorkreis direkt in zwei Pufferspeicher gepumpt. Die Speicher besitzen ein Volumen von jeweils 8.500 Litern und sind in Reihe geschaltet.

Aus den Speichern wird die solare Wärme im Sommer über den Heizungsverteiler zum Technologiezentrum gepumpt und gelangt von dort zur Kälteanlage. Mit drei Kältemaschinen des Typs MYCOM ADR-100, die je eine Nennleistung von 353 kW haben, betreibt die Festo AG & Co. KG die momentan größte Adsorptionskälteanlage der Welt. Mit der erzeugten Kälte werden 26.760 m² Bürofläche sowie drei Atrien mit 2.790 m² klimatisiert. Vor der solarthermischen Erweiterung wurden die Kältemaschinen mit Abwärme von Kompressoren und Wärme aus Erdgas-Kesseln betrieben. Seit Inbetriebnahme der Solaranlage liefern die Kollektoren als dritte Wärmequelle einen Teil der Antriebswärme für die Adsorptionskälteanlagen. Hierdurch werden der Primärenergie-Einsatz und die CO₂-Emissionen reduziert sowie die Energiekosten gesenkt.

Bei der Nutzung einer solarthermischen Anlage als Wärmequelle für die Klimatisierung von Gebäuden ist die Gleichzeitigkeit von solarem Wärmeangebot und Kühlbedarf ein großer Vorteil. So besteht der größte Kühlbedarf tagsüber im Sommer, wenn auch das größte solare Angebot zur Verfügung steht. Dies wirkt sich positiv auf den Nutzungsgrad der Solaranlage aus.

Die Speicher in dieser Anlage sind so ausgelegt, dass sie die Wärmemenge für einen Arbeitszyklus einer Adsorptionskältemaschine puffern können. Beim Be- und Entladevorgang sind die Pufferspeicher in Reihe geschaltet. Im Winter, wenn keine Kühlung erforderlich ist, wird die solar erzeugte Wärme auf Niedertemperaturniveau direkt für die Betonkernaktivierung des kürzlich in 2008 erstellten Büro-Neubaus genutzt.

Als Besonderheit der Solaranlage zirkuliert im Kollektorkreis ausschließlich Wasser. Durch eine Frostschutzschaltung des Solarreglers wird verhindert, dass das Wasser im Winter einfriert. Vorteile dieses „Nur-Wasser-Systems“ sind u.a., dass der Wärmeübertrager zwischen Kollektorkreis und Speicherkreis entfällt und die Wärmekapazität von Wasser höher ist als bei einem Wasser/Glykol-

Gemisch. Außerdem hat Wasser eine niedrigere Viskosität, was zu einem geringeren Druckverlust in den Rohren und in Folge dessen zu einem niedrigeren Stromverbrauch der Solarpumpen sowie zu einem besseren Wärmeübergang in den Kollektoren führt.

Bei einer Adsorptionskältemaschine wird zur Kälteerzeugung wie bei einer Kompressionsmaschine im Verdampfer Flüssigkeit (hier Wasser) verdampft und die dafür benötigte Verdampfungsenthalpie dem Kaltwasserkreislauf entzogen und somit gekühlt.

Damit das Wasser schon bei niedrigen Temperaturen in ausreichender Menge in die Gasphase über geht, wird in der Kältemaschine ein starker Unterdruck erzeugt. Das verdampfte Kältemittel lagert sich am Adsorptionsmittel (Silikagel) an. Die dabei frei werdende Kondensationswärme muss über eine Rückkühlung abgeführt werden.

Ist das Silikagel mit Wasser beladen wird die Kammer in den Desorptionszyklus geschaltet. Hierbei wird das Silikagel auf 55°C – 90°C erwärmt und das Wasser desorbiert vom Silikagel und wird im Kondensator der Kältemaschine wieder in die flüssige Phase überführt.

Der Kondensator muss ebenfalls zum Abführen der Kondensationswärme rückgekühlt werden. Das kondensierte Wasser wird wieder dem Verdampfer zugeführt, womit der Kreislauf des Kältemittels geschlossen ist. Um einen kontinuierlichen Betrieb der Kältemaschine zu gewährleisten sind zwei Sorptionskammern notwendig, die sich abwechselnd im Adsorptions- und Desorptionszyklus befinden.

Auf Grund des niedrigen benötigten Temperaturniveaus eignen sich Adsorptionskältemaschinen (ADKM) gut für den Betrieb mit Wärme aus Solaranlagen. Der solare Nutzungsgrad hängt vom Temperaturniveau der Anlage ab und fällt bei niedrigen Temperaturen höher aus.

Hauptgründe für die Auswahl der solar unterstützten Klimatisierung Esslingen für Solarthermie2000plus waren:

- Sehr gute Eignung der vorhandenen Sheddachfläche hinsichtlich Ausrichtung und Neigung
- Mehrjährige gute Betriebserfahrung mit den Adsorptionskältemaschinen
- Gute Eignung der Adsorptionskältemaschinen für die Solarthermie aufgrund des niedrigen Antriebstemperaturniveaus.
- Möglichkeit der Niedertemperaturnutzung im Winter
- Gute Demonstrationswirkung.
- Wärmeschutz der versorgten Gebäude auf dem Niveau eines Niedrigenergiehauses.
- Nutzung passiver Maßnahmen zur Gebäudeklimatisierung.
- Hohes CO₂-Einsparpotential



Bild 3.1: Blick in die Kältezentrale (AdKMs rechts)



Bild 3.2: Detailansicht eines Teilkollektorfeldes und der Verrohrung zwischen den Teilfeldern



Bild 3.3: Kollektorfeld der solaren Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen



Bild 3.4: Blick in die Solarzentrale während der Montage und nach Fertigstellung der Solarspeicher



Bild 3.5: Luftaufnahme des Festo Betriebsgeländes in Esslingen mit Kollektorfeld (Quelle Festo)

Eine weitere Besonderheit der solaren Klimatisierung Esslingen ist der Verzicht auf eine klassische Anzeigetafel. Normalerweise wird an jeder ST2000plus-Solaranlage zu Demonstrations- und Werbezwecken eine Anzeigetafel angebracht. Auf dieser Anzeigetafel sind ein vereinfachtes Solaranlagen-Funktionsschema und einige Momentanwerte wie z. B. Temperaturen, Einstrahlung und Solarertragsleistung dargestellt. Bei Festo werden diese Messdaten in ähnlicher Weise im Intranet für die Mitarbeiter zugänglich dargestellt. Außerdem ist geplant diese Anzeige auf die Infodisplays auf dem Werksgelände zu schalten, sodass die aktuellen Messdaten auch für Mitarbeiter ohne Netzwerkzugriff oder während der Mittagspause zugänglich sind.

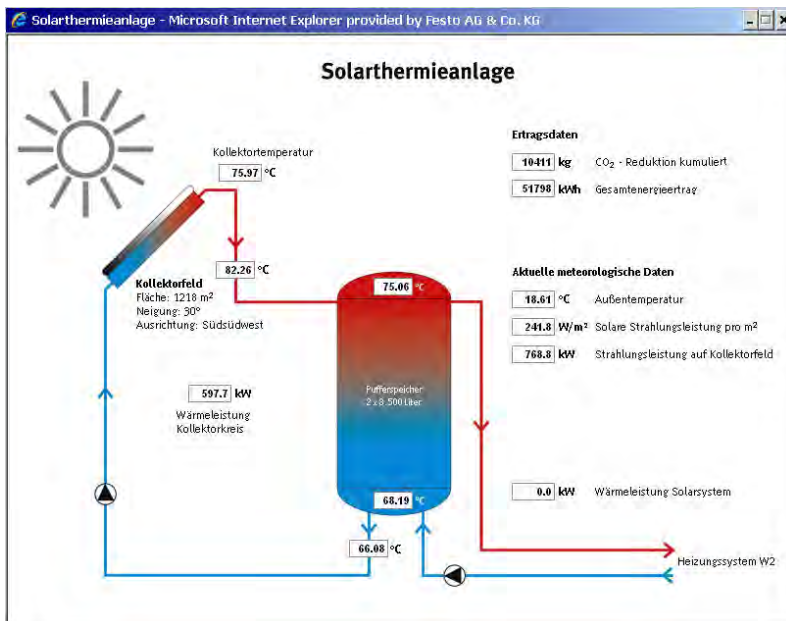


Bild 3.6: Screenshot der Intranetanzeige der solaren Klimatisierung Esslingen

3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur solaren Klimatisierung sind der tatsächliche Wärmeverbrauch der Kältemaschinen und das Verbrauchsprofil, d.h. der zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Verbrauchsprofil zu erstellen. Dieses Verbrauchsprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm. Im vorliegenden Fall lagen aufgrund des zum Planungsstart mehrjährigen Betriebs und der Erfassung von Messdaten über die Gebäudeleittechnik umfangreiche Verbrauchsdaten vor, mit denen über eine Computersimulation der solare Ertrag abgeschätzt werden konnte. Tatsächlich ist der Wärmebedarf der Kältemaschinen und des Heizungsnetzes so hoch, dass davon ausgegangen werden konnte, dass die gesamte Wärme der Solaranlage jederzeit vom Heizungssystem abgenommen wird. Deshalb war für die Auslegung des 1330 m² großen Kollektorfeldes die zur Verfügung stehende Dachfläche der begrenzende Faktor. Für die Auslegung der 2 x 8,5 m³ großen Solarspeicher war ebenfalls die Annahme der ständigen Wärmeabnahme ausschlaggebend.

3.3 Ablauf der Ausschreibung

Im Dezember 2006 erfolgte die Aufforderung zur Abgabe eines Angebots für die Solaranlage an sieben Firmen.

Die Planung der Solaranlage erfolgte durch die Thurm & Dinges Planungsgesellschaft mbH in Stuttgart. Von der Hochschule Offenburg wurde die Messtechnik incl. Datenerfassung geplant und das Messtechnik-LV erstellt.

Bis zum Angebotsschluss am 18.01.2007 gingen sieben Angebote für die Solaranlage ein.

Die Firma LEW Automotive GmbH in Urbach erhielt nach Nachverhandlungen über den Preis der Kollektoren den Zuschlag für die Solaranlage.

Zeitlicher Ablauf des Projekts ab Ausschreibung:

Aufforderung zur Angebotsabgabe:	12.2006
Angebotsschluss:	18.01.2007
Auftragsvergabe:	28.02.2007
Beginn der Installation:	03.2007
Inbetriebnahme Solaranlage	12.11.2007
Inbetriebnahme der Messtechnik:	ab 26.11. 2007 bis Mai 2008
Beginn Probebetrieb (Messungen):	01.06.2008
Laufzeit erstes Intensivmessjahr:	01.08.2008 – 31.07.2009
Laufzeit zweites Intensivmessjahr	01.08.2009 – 31.07.2010

4 Beschreibung der technischen Systeme

4.1 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems

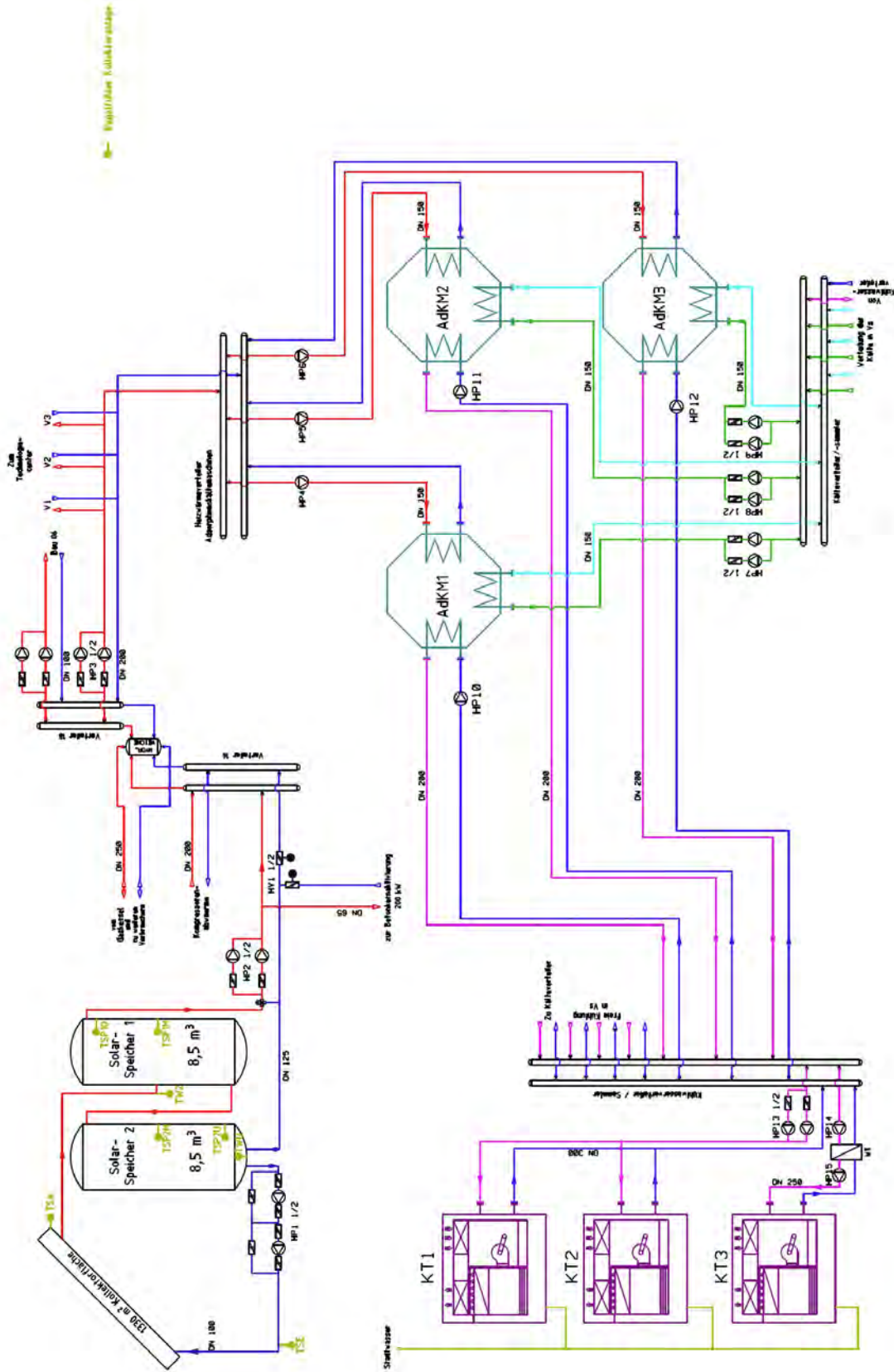


Bild 4.1 Prinzipialschaltbild der Solaren Klimatisierung Esslingen mit Regelfühlern.

Beladeregulung

Die Beladeregulung der Solarspeicher funktioniert nach dem Eimerprinzip. Hier wird die Kollektorkreispumpe nicht wie sonst üblich drehzahl geregelt, damit sie kontinuierlich durchläuft und die solare Wärme sofort aus dem Kollektor abholt, sondern das Wärmeträgermedium wird absichtlich länger im Kollektor belassen, bis es ein möglichst hohes Temperaturniveau erreicht hat. Das Ziel-Temperaturniveau kann passend für die jeweilige Anwendung eingestellt werden. Hierbei kommt es bei geringer Einstrahlung zu einem Intervallbetrieb der Kollektorkreispumpe, wobei bei jedem Intervall das auf die Zieltemperatur erwärmte Wasser aus dem Kollektor in den Speicher gepumpt wird.

Die Solarpumpe (HP1) schaltet ein bzw. aus, wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

Die Solarpumpe schaltet mit einer Zeitverzögerung ein,

wenn:

$$T_{SA} > T_{SP, \text{ soll}} + \text{Schaltdifferenz}$$

und

$$T_{SA} > T_{WU} + \text{Schaltdifferenz}$$

und

$$T_{SA} > T_{SE}$$

Die Solarpumpe schaltet sofort ein,

wenn:

$$T_{SA} > T_{SP, \text{ max.}} + \text{Schaltdifferenz}$$

und

$$T_{SA} > T_{SE}$$

oder

$$T_{SA} > 90^{\circ}\text{C}$$

Die Solarpumpe schaltet aus,

wenn:

$$T_{SA} < T_{SP, \text{ soll}}$$

oder

$$T_{SA} < T_{SE} + \text{Schaltdifferenz}$$

oder

7-15 min nach Einschalten,

wenn

$$T_{SA} < T_{SP, \text{ max.}} + \text{Schaltdifferenz}$$

und

$$T_{SA} < 90^{\circ}\text{C}.$$

Die Abschaltzeit beim Einspeisen ist bei solaren Großanlagen variabel und wird berechnet aus der Reisezeit des Fluids vom Kollektor zum Speicher. Dazu wurde der Fühler TW2 in den Solarvorlauf versetzt. Gelingt es am aktuellen Tag nicht, die Reisezeit eindeutig zu bestimmen, bleibt die Abschaltzeit auf 15 min stehen, ansonsten wird sie entsprechend verkleinert.

Da nur bei laufender Kollektorkreispumpe die Kollektortemperatur exakt gemessen werden kann, schaltet die Pumpe in Abhängigkeit von TSA kurz ein. Diese Schaltung ist nur zwischen 4 h und 20 h aktiv.

Entladeregelung

Bei der Entladung der Solarspeicher kann zwischen Einspeisung auf den zentralen Verteiler 16 (HV1_2 offen) und direkter Einspeisung in die Betonkernaktivierung eines Neubaus (HV1_1 offen) umgeschaltet werden. Da in die Betonkernaktivierung nur eine maximale Leistung von 200 kW eingespeist werden kann, kann im Winter nicht grundsätzlich auf diesen Verbraucher umgeschaltet werden. Die beiden Ventile werden so geschaltet, dass jeweils einer der beiden Entnahmewege geöffnet ist. Die Speicherentladung erfolgt Volumenstromgeregelt, wobei jeweils die geglättete von der Solaranlage zugeführte Leistung wieder entnommen wird. Über den zusätzlichen Temperaturregler TSP1M wird die Entnahmetemperatur nach unten hin begrenzt. Die Entnahmetemperaturbegrenzung begrenzt die Entnahmeleistung der Pumpen so, dass die Speichertemperatur auf dem eingestellten Entnahmesollwert bleibt (Je nach Betriebsart BKT oder Verteiler 16/18)

Heizbetrieb:

Die Abfrage erfolgt einmal täglich nachts:

Ventil HV1_1 öffnet,

wenn:

$TWU < 80^{\circ}C$

Ventil HV1_2 öffnet,

wenn:

$TWU > 80^{\circ}C$

Umschaltung auf den zentralen Verteiler bei hoher Speichertemperatur während des Tages:

Ventil HV1_1 schließt und HV1_2 öffnet

wenn:

$TWU > 80^{\circ}C$

eine Rückschaltung auf Betonkernaktivierung während des gleichen Tages findet nicht statt.

Die Entladepumpen HP2_1 und HP2_2 schalten ein,

wenn:

HV1_1 offen

und

TPS1O > 35° C

und

TPS2M > 35 ° C

oder

wenn:

HV1_2 offen

und

TSP1O > 78° C (neu 72° C)

und

TSP2M > 78 ° C (neu 72° C)

Die Entladepumpen HP2_1 und HP2_2 schalten aus,

wenn:

HV1_1 offen

und

TPS1O < 30° C

und

TPS2M < 35 ° C

oder

wenn:

HV1_2 offen

und

TSP1O < 74° C (neu 68° C)

und

$TSP2M < 78 \text{ °C}$ (neu 72 °C)

Kühlbetrieb:

Bei Kühlbetrieb findet keine Umschaltung zur Betonkernaktivierung statt. Die Entnahmeregelung findet entsprechend der Kriterien bei offenem Ventil HV1_2.

Überhitzungsschutz

Die Solarpumpe schaltet aus,

wenn:

$TWU > 85 \text{ °C}$

oder

$TSA > 115 \text{ °C}$ für mehr als 10 min.

Bei Abschalten der Solarpumpe wegen zu hoher Kollektortemperatur schaltet die Solarpumpe erst wieder ein,

wenn:

$TSA < 65 \text{ °C}$

Beide Speicherentladepumpe schalten mit 100 % Leistung zu,

wenn:

$TSP2U > 85 \text{ °C}$ (neu 75 °C)

Die Speicherentladepumpe schaltet wieder zurück auf normalen Entladebetrieb nach den oben genannten Regelkriterien,

wenn:

$TSP2U < 80 \text{ °C}$ (neu 70 °C)

Frostschutzregelung

Die Solaranlage ist mit Wasser als Wärmeträger gefüllt. Die Frostschutzfunktion schützt die Solaranlage bei niedrigen Außentemperaturen vor dem Einfrieren. Durch temperaturabhängiges, kurzes Einschalten der Solarpumpe werden Kollektoren und Rohrleitungen frostfrei gehalten. Immer wenn die Kollektortemperatur unter 7 °C sinkt, wird die Frostschutzfunktion aktiv. Die Intervallregelung hält die Kollektortemperatur TSA im Temperaturbereich zwischen 3 °C und 10 °C . Erst wenn die Kollektortemperatur für mehr als 24 Stunden 10 °C übersteigt, wird die Frostschutzfunktion beendet. Damit der Frostschutz zuverlässig funktionieren kann, wird bei einer Speichertemperatur unter 10 °C Wärme aus dem Heizungsnetz in die Speicher eingespeist.

5 Messtechnik

5.1 Messstellen im Solarsystem

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden ca. jede Sekunde vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert. Kürzere Speicherintervalle sind auch parallel möglich und werden zur Kontrolle des dynamischen Anlagenverhaltens mitgeführt. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Speicherintervalls aufgezeichnet. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z. B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

Bild 5.1 und Tabelle 5.1 und 5.2 zeigen eine Übersicht der erfassten Messgrößen an der Solar unterstützten Klimatisierung der Festo AG & Co. KG.

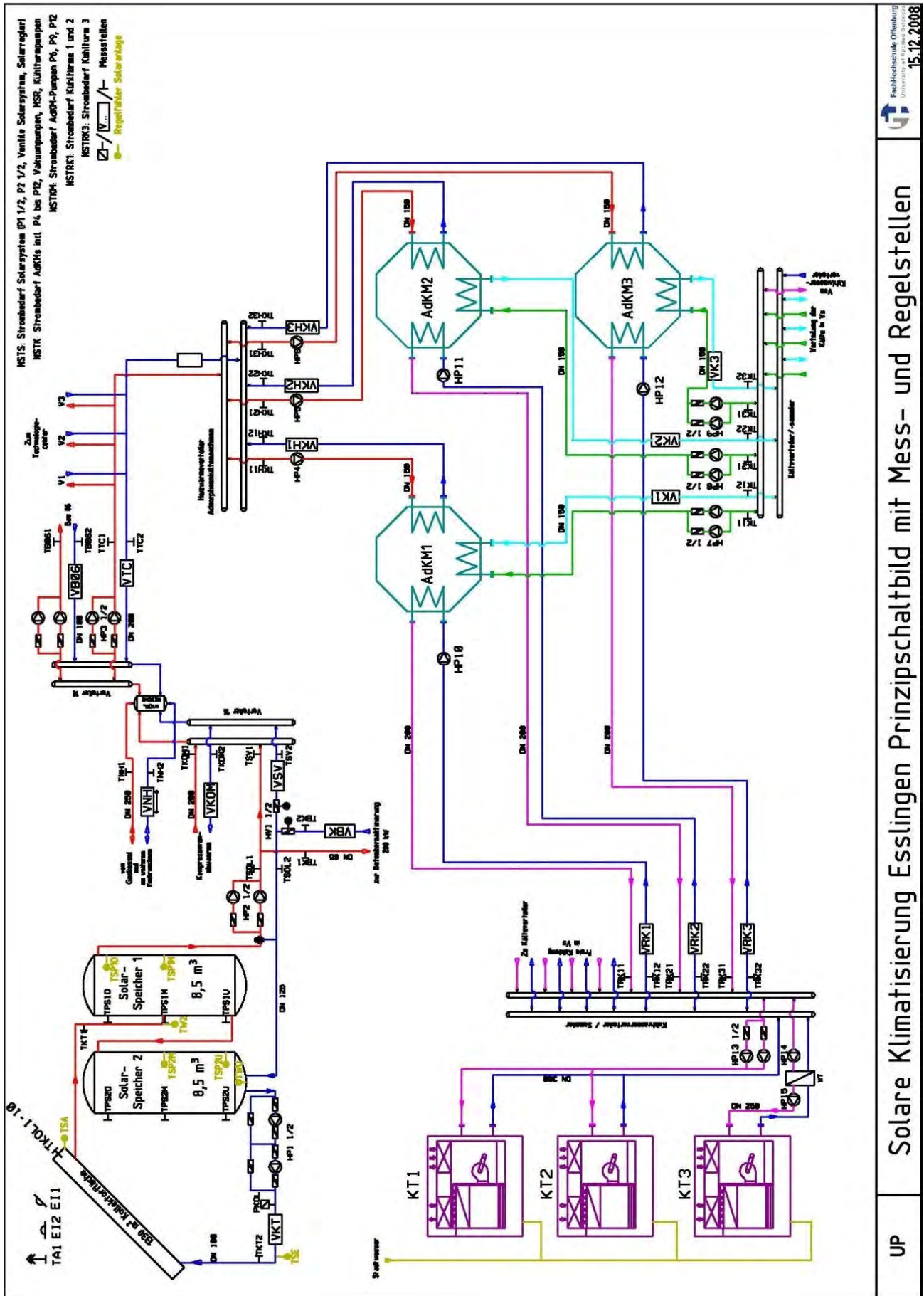


Bild 5.1 Prinzipschaltbild der solar unterstützten Klimatisierung Esslingen mit Messstellen

Tabelle 5.1 Vom Datenlogger erfasste Messgrößen der Solaranlage Esslingen

Solare Einstrahlungsleistung (W/m²)	
EI1	spezifische Strahlungsleistung in Kollektorebene
EI2	spezifische Strahlungsleistung horizontal
Volumenströme (m³/h)	
VKT	Volumenstrom Kollektorkreis
VSV	Volumenstrom Solarsystem/Verteiler16
VBK	Volumenstrom aus Solaranlage zur BKT
VNH1	Volumenstrom Nachheizung zu Verteiler 16
VNH2	Volumenstrom Verteiler 16 zu weiteren Verbrauchern
VKOM	Volumenstrom Kompressorenabwärme
VTC	Volumenstrom zum TC und Kältemaschinen
VB06	Volumenstrom Verteiler 18 / Bau 06
VKH1	Volumenstrom Heizkreis Kältemaschine 1
VKH2	Volumenstrom Heizkreis Kältemaschine 2
VKH3	Volumenstrom Heizkreis Kältemaschine 3
VRK1	Volumenstrom Rückkühlung zu Kältemaschine 1
VRK2	Volumenstrom Rückkühlung zu Kältemaschine 2
VRK3	Volumenstrom Rückkühlung zu Kältemaschine 3
VK1	Volumenstrom Kaltwasser von Kältemaschine 1
VK2	Volumenstrom Kaltwasser von Kältemaschine 2
VK3	Volumenstrom Kaltwasser von Kältemaschine 3
Betriebsstunden (h)	
4 Pumpen 2 Ventile	
HP1/1	Betriebsstunden Pumpe P1/1 Kollektorkreis
HP1/2	Betriebsstunden Pumpe P1/2 Kollektorkreis
HP2/1	Betriebsstunden Pumpe P2/1 Entladekreis Pufferspeicher
HP2/2	Betriebsstunden Pumpe P2/2 Entladekreis Pufferspeicher
HV1/1	Betriebsstunden Ventil V1/1 Umschaltung BKT/Verteiler 16 in Stellung Betonkernaktivierung
HV1/2	Betriebsstunden Ventil V1/2 Umschaltung BKT/Verteiler 16 in Stellung Verteiler 16
Elektrische Leistung (kW)	
PSTS	Elektrische Leistung Strombedarf Solarsystem (P1 1/2, P2 1/2, V1, Solarregler)
PSTK	Elektrische Leistung Kältemaschinen incl. P4 bis P12, Vakuumpumpen, MSR, Kühlturmpumpen P13 bis P15
PSTKM	Elektrische Leistung AdKM-Pumpen P4 bis P12
PSTRK1	Elektrische Leistung Kühltürme 1 und 2

PSTRK3	Elektrische Leistung Kühlturm 3
Temperaturen (°C)	
TA1	Temperatur Außenluft
TKOL1	Temperatur Kollektorfeld 1 Austritt
TKOL2	Temperatur Kollektorfeld 2 Austritt
TKOL3	Temperatur Kollektorfeld 3 Austritt
TKOL4	Temperatur Kollektorfeld 4 Austritt
TKOL5	Temperatur Kollektorfeld 5 Austritt
TKOL6	Temperatur Kollektorfeld 6 Austritt
TKOL7	Temperatur Kollektorfeld 7 Austritt
TKOL8	Temperatur Kollektorfeld 8 Austritt
TKOL9	Temperatur Kollektorfeld 9 Austritt
TKOL10	Temperatur Kollektorfeld 10 Austritt
TKT1	Temperatur Kollektorkreis warm
TKT2	Temperatur Kollektorkreis kalt
TSOL1	Temperatur aus Solarsystem vor Abzweig BKT warm
TSOL2	Temperatur aus Solarsystem vor Abzweig BKT kalt
TSV1	Temperatur aus Solarsystem zu Verteiler 16 warm
TSV2	Temperatur aus Solarsystem zu Verteiler 16 kalt
TBK1	Temperatur aus Solarsystem zur BKT warm
TBK2	Temperatur aus Solarsystem zur BKT kalt
TNH1	Temperatur Nachheizung warm
TNH2	Temperatur Nachheizung kalt
TKOM1	Temperatur Kompressorenabwärme warm
TKOM2	Temperatur Kompressorenabwärme kalt
TTC1	Temperatur aus Heizverteiler zum TC und Kältemaschinen warm
TTC2	Temperatur aus Heizverteiler zum TC und Kältemaschinen kalt
TB061	Temperatur aus Solaranlage zur BKT warm
TB062	Temperatur aus Solaranlage zur BKT kalt
TKH11	Temperatur Kältemaschinenheizkreis1 warm
TKH12	Temperatur Kältemaschinenheizkreis1 kalt
TKH21	Temperatur Kältemaschinenheizkreis2 warm
TKH22	Temperatur Kältemaschinenheizkreis2 kalt
TKH31	Temperatur Kältemaschinenheizkreis3 warm
TKH32	Temperatur Kältemaschinenheizkreis3 kalt
TRK11	Temperatur Rückkühlung zu Kältemaschine 1 warm
TRK12	Temperatur Rückkühlung zu Kältemaschine 1 kalt
TRK21	Temperatur Rückkühlung zu Kältemaschine 2 warm
TRK22	Temperatur Rückkühlung zu Kältemaschine 2 kalt
TRK31	Temperatur Rückkühlung zu Kältemaschine 3 warm
TRK32	Temperatur Rückkühlung zu Kältemaschine 3 kalt

TK11	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 1 warm
TK12	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 1 kalt
TK21	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 2 warm
TK22	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 2 kalt
TK31	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 3 warm
TK32	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 3 kalt
TPS1O	Temperatur Pufferspeicher 1 (HT) oben
TPS1M	Temperatur Pufferspeicher 1 (HT) mitte
TPS1U	Temperatur Pufferspeicher 1 (HT) unten
TPS2O	Temperatur Pufferspeicher 2 (NT) oben
TPS2M	Temperatur Pufferspeicher 2 (NT) mitte
TPS2U	Temperatur Pufferspeicher 2 (NT) unten
Druck (bar_ü)	
pKOL	Systemdruck in Kollektorkreis (bei den Solarspeichern)

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet (Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2 Im Datenlogger berechnete Kenngrößen der Solaranlage Esslingen

Volumenströme (m³/h)		
		berechnet aus:
VSOL	gesamt Volumenstrom aus Solarsystem	(VBK; VSV)
VNK	Volumenstrom von Nachheizung und Kompressoren	(VNH1; VKOM)
VKH	Volumenstrom Heizkreise aller Kältemaschinen	(VKH1; VKH2; VKH3)
VRK	Volumenstrom Rückkühlung aller Kältemaschinen	(VRK1; VRK2; VRK3)
VK	Volumenstrom Kaltwasser aller Kältemaschinen	(VK1; VK2; VK3)
Elektrische Leistungen (kW)		
		berechnet aus:
PSTKG	Elektrische Leistung Kältemaschinen und Rückkühl.	(PSTK; +PSTRK1; +PSTRK3)
PSTKT	Elektrische Leistung aller Kühltürme	(PSTRK1; +PSTRK3)

Wärmeleistungen (kW)		
		berechnet aus:
EIK	Strahlungsleistung auf Kollektorfeld	(E11; m ²)
PKT	Wärmeleistung Kollektorkreis minus Verlustleistung (Frostschutz, Anfahrverluste, Störungen)	(VKT; TKT1; TKT2)
PKTH	Wärmeleistung Kollektorkreis an System (negative Werte unterdrückt)	(VKT; TKT1; TKT2)
PKTF	negative Wärmeleistung Kollektorkreis (Verluste) (negative Werte unterdrückt)	(VKT; TKT2; TKT1)
PBK	Wärmeleistung aus Solaranlage BKT Bau 06	(VBK; TBK1; TBK2)
PSV	Wärmeleistung Solarsystem/Verteiler16 minus Verlustleistung (Frostschutz, Anfahrverluste, Störungen)	(VSV; TSV1; TSV2)
PSVH	Wärmeleistung Solarsystem/Verteiler16 (negative Werte unterdrückt)	(VSV; TSV1; TSV2)
PSVF	Wärmeleistung Solarsystem an Solarsystem (negative Werte unterdrückt)	(VSV; TSV2; TSV1)
PSOL	Wärmeleistung Speicherentladekreis minus Verlustleistung (Frostschutz, Anfahrverluste, Störungen)	(PBK; PSV)
PSOLH	Wärmeleistung Speicherentladekreis (negative Werte unterdrückt)	(PBK; PSVH)
PNH1	Wärmeleistung Nachheizung Heizkessel	(VNH1; TNH1; TNH2)
PNH2	Wärmeleistung von Verteiler 16 zu Verbrauchern	(VNH2; TNH2; TNH1)
PKOM	Wärmeleistung Kompressorenabwärme	(VKOM; TKOM1; TKOM2)
PNK	Wärmeleistung Nachheizung und Kompressoren	(PNH1; PKOM)
PTC	Wärmeleistung zum TC und Kältemaschinen	(VTC; TTC1; TTC2)
PB06	Wärmeleistung zum Bau 06	(VB06; TB061; TB062)
PKH1	Wärmeleistung Heizkreis Kältemaschine 1	(VKH1; TKH11; TKH12)
PKH2	Wärmeleistung Heizkreis Kältemaschine 2	(VKH2; TKH21; TKH22)
PKH3	Wärmeleistung Heizkreis Kältemaschine 3	(VKH3; TKH31; TKH32)
PKH	Wärmeleistung Heizkreis aller Kältemaschinen	(PKH1; PKH2; PKH3)
PRK1	Kälteleistung Rückkühlung zu Kältemaschine 1	(VRK1; TRK11; TRK12)
PRK2	Kälteleistung Rückkühlung zu Kältemaschine 2	(VRK2; TRK21; TRK22)
PRK3	Kälteleistung Rückkühlung zu Kältemaschine 3	(VRK3; TRK31; TRK32)
PRK	Kälteleistung Rückkühlung aller Kältemaschinen	(PRK1; PRK2; PRK3)
PK1	Kälteleistung Kaltwasser von Kältemaschine 1	(VK1; TK11; TK12)
PK2	Kälteleistung Kaltwasser von Kältemaschine 2	(VK2; TK21; TK22)
PK3	Kälteleistung Kaltwasser von Kältemaschine 3	(VK3; TK31; TK32)
PK	Kälteleistung Kaltwasser aller Kältemaschinen	(PK1;PK2;PK3)
Energien (kWh)		
EITK	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld	

QKT	Energie Kollektorkreis gesamt
QKTH	Energie aus Kollektorkreis (negative Werte unterdrückt)
QKTF	Energie an Kollektorkreis (Verlustleistung, negative Werte unterdrückt)
QSV	Energie Solarsystem/Verteiler16 gesamt
QSVH	Energie aus Solarsystem an Verteiler16 (negative Werte unterdrückt)
QSVF	Energie von Verteiler16 an Solarsystem (negative Werte unterdrückt)
QBK	Energie aus Solaranlage zur BKT Bau 06
QSOL	Energie Speicherentladekreis (QSV+QBK)
QSOLH	Energie Speicherentladekreis (QSV+QBK negative Werte unterdrückt)
QNH1	Energie Nachheizung Heizkessel
QNH2	Energie von Verteiler 16 zu weiteren Verbrauchern
QKOM	Energie Kompressorenabwärme
QNK	Energie Nachheizung und Kompressoren (QKOM + QNH1)
QTC	Energie zum TC und Kältemaschinen
QB06	Energie zum Bau 06
QKH1	Energie Heizkreis Kältemaschine 1
QKH2	Energie Heizkreis Kältemaschine 2
QKH3	Energie Heizkreis Kältemaschine 3
QKH	Energie Heizkreis aller Kältemaschinen (QKH1 + QKH2 + QKH3)
QRK1	Energie Rückkühlung zu Kältemaschine 1
QRK2	Energie Rückkühlung zu Kältemaschine 2
QRK3	Energie Rückkühlung zu Kältemaschine 3
QRK	Energie Rückkühlung aller Kältemaschinen (QRK1 + QRK2 + QRK3)
QK1	Energie Kaltwasser von Kältemaschine 1
QK2	Energie Kaltwasser von Kältemaschine 2
QK3	Energie Kaltwasser von Kältemaschine 3
QK	Energie Kaltwasser aller Kältemaschinen (QK1 + QK2 + QK3)
NSTS	Elektrische Energie Strombedarf Solarsystem (P1 1/2, P2 1/2, V1, Solarregler)
NSTK	Elektrische Energie Kältemaschinen incl. P4 bis P12, Vakuumpumpen, MSR, Kühl- turmpumpen P13 bis P15
NSTKM	Elektrische Energie AdKM-Pumpen P4 bis P12
NSTRK1	Elektrische Energie Kühltürme 1 und 2
NSTRK3	Elektrische Energie Kühlturm 3
NSTKG	Elektrische Energie Kältemaschinen und Rückkühlung
NSTKT	Elektrische Energie aller Kühltürme

Volumina (m³)	
KT	Volumen Kollektorkreis gesamt
SV	Volumen Solarsystem/Verteiler16 gesamt
BK	Volumen aus Solaranlage zur BKT Bau 06
SOL	Volumen Speicherentladung
NH1	Volumen Nachheizung
NH2	Volumen Verteiler 16 zu weiteren Verbrauchern
KOM	Volumen Kompressorenabwärme
TC	Volumen zum TC und Kältemaschinen
B06	Volumen zum Bau 06
KH1	Volumen Heizkreis Kältemaschine 1
KH2	Volumen Heizkreis Kältemaschine 2
KH3	Volumen Heizkreis Kältemaschine 3
KH	Volumen Heizkreis alle Kältemaschinen
RK1	Volumen Rückkühlung Kältemaschine 1
RK2	Volumen Rückkühlung Kältemaschine 2
RK3	Volumen Rückkühlung Kältemaschine 3
RK	Volumen Rückkühlung alle Kältemaschinen
K1	Volumen Kaltwasser Kältemaschine 1
K2	Volumen Kaltwasser Kältemaschine 2
K3	Volumen Kaltwasser Kältemaschine 3
K	Volumen Kaltwasser alle Kältemaschinen
Sonstige	
CO ₂ -Reduzierung Solar: (QSOL) X 0,000220 t	[Erdgas: 0,220 kg CO ₂ /kWh]
CO ₂ -Reduzierung Kompressoren: (QKOM) X 0,000220 t	[Erdgas: 0,220 kg CO ₂ /kWh]
CO ₂ -Reduzierung: (QSOL+QKOM) X 0,000220 t	[Erdgas: 0,220 kg CO ₂ /kWh]

Definition der Kennzahlen des Solarsystems und der Kälteanlage

Die wichtigsten Kennzahlen des Solarsystems sind wie folgt definiert:

Systemnutzungsgrad brutto (g_{SB}) und netto (g_{SN})

$$g_{SB} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV}{EITK} \times 100\%$$

$$g_{SN} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{elektr. Energie}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV - NSTS}{EITK} \times 100\%$$

Solarer Deckungsanteil brutto (d_{NE_B}) und netto (d_{NE_N}) an der Gesamtnutzenergie

$$d_{NE_B} = \frac{\text{Solarenergie von Pufferspeicher}}{\text{Gesamtenergie eingespeist in Verteiler 16 und Bauteilaktivierung}} =$$
$$= \frac{QSOL}{QSOL + QKOM + QNH2} \times 100\%$$

$$d_{NE_N} = \frac{\text{Solarenergie von Pufferspeicher} - \text{elektr. Energie Solar}}{\text{Gesamtenergie eingespeist in Verteiler 16 und Bauteilaktivierung}} =$$
$$= \frac{QSOL - NSTS}{QSOL + QKOM + QNH2} \times 100\%$$

Arbeitszahl des Solarsystems (A)

$$A = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Elektrische Energie des Solarsystems}} = \frac{QSP}{NSTS}$$

Coefficient of Performance der Adsorptionskältemaschinen

$$COP_{\text{therm}} = \frac{\text{Nutzkälte AdKMs}}{\text{Antriebswärme AdKMs}} = \frac{QK}{QKH}$$

6 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und Mängel festzustellen.

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

i. Zu schwache Schwerkraftbremse im Kollektorkreis

Bei der Installation der Solaranlage wurde im Kollektorkreis Rücklauf eine zu schwache Schwerkraftbremse eingebaut. Dadurch wurde bei heißen Speichern und ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektoren die Schwerkraftbremse aufgedrückt und es bildete sich eine Schwerkraftzirkulation aus. Nach Austausch der Schwerkraftbremse gegen eine mit größerer Federkraft sind keine Fehlströmungen mehr zu beobachten (Bild 6.1).

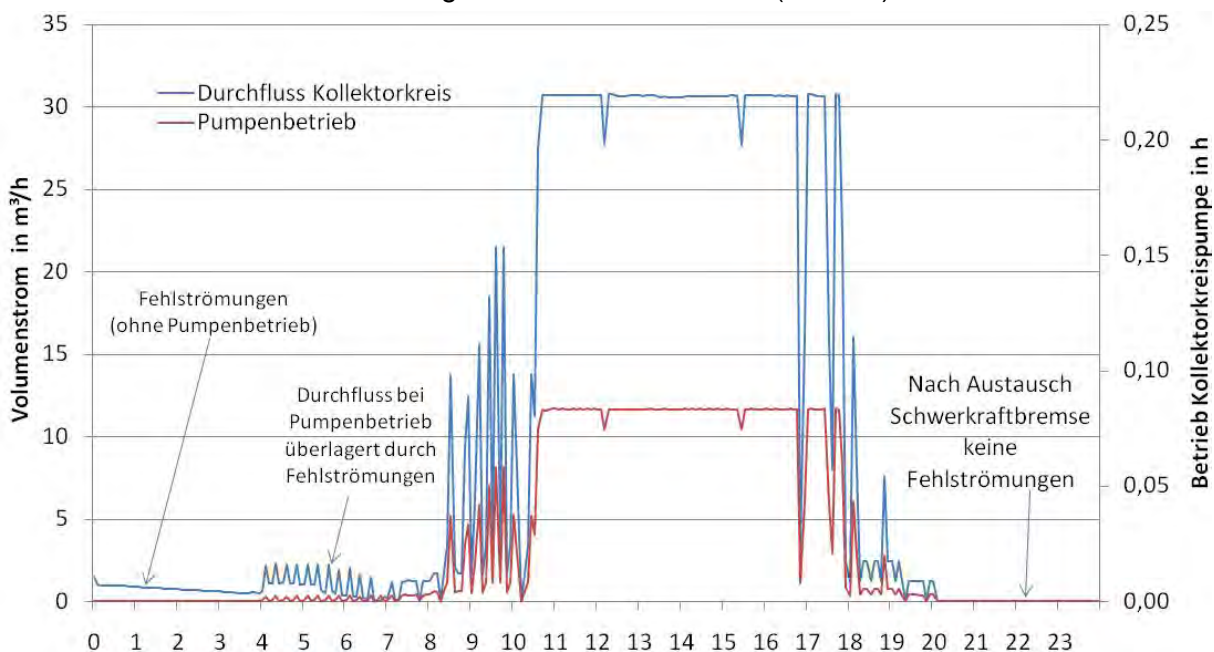


Bild 6.1: Volumenstrom Kollektorkreis und Betriebsdauer der Kollektorkreispumpe (während eines 5-Minutenintervalls) am 29.04.08

ii. Reglerstörungen wegen falsch angeschlossener Fühler

Zwischen dem 08. und 29.05.08 lief in mehreren Nächten die Kollektorkreispumpe während der ganzen Nacht durch (Bild 6.2). Außerdem kam es zu mehreren Anlagenstillständen (Bild 6.3). Ursache hierfür waren zwei bei Umbaumaßnahmen vertauscht angeschlossene Temperaturfühler des Solarreglers. Dadurch waren auch nachts die Regelkriterien zur Speicherbeladung erfüllt. Durch Rücktausch der beiden Fühler am Regler konnte das Problem behoben werden.

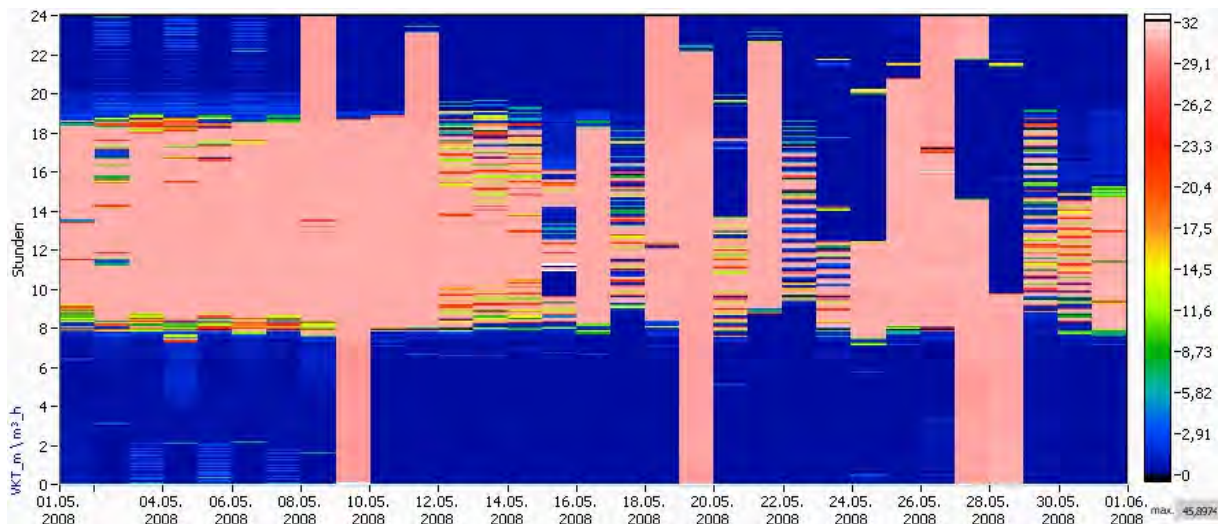


Bild 6.2: Carpet-Plot des Volumenstroms im Kollektorkreis. Zwischen dem 08. und 28.05.2008. Häufig auch nachts Pumpenaktivität.

iii. Defekt Ventil Speicherentladung

Im August 2008 kam es aufgrund einer Störung der Entladung der Solarspeicher an einigen Tagen wegen Überhitzung der Speicher zu Stillständen im Kollektorkreis (Bild 6.3). Bei störungsfreiem Anlagenbetrieb hätte in diesem Zeitraum ein deutlich höherer Ertrag erzielt werden können. Die Störung der Entladung ist auf ein defektes Beimischventil zurückzuführen, nach dessen Austausch die Entladung der Speicher wieder störungsfrei funktionierte.

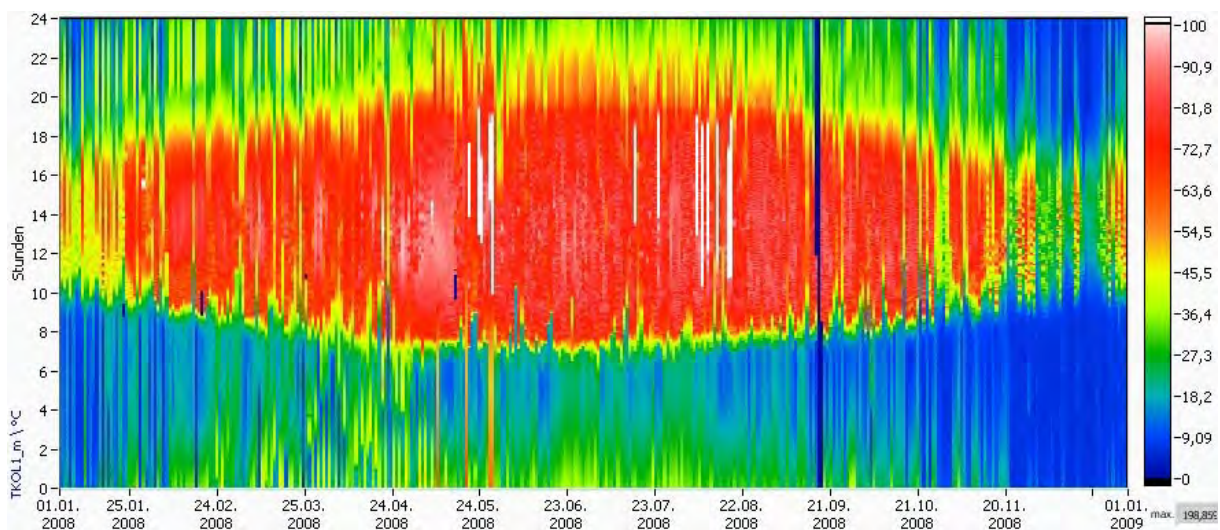


Bild 6.3: Carpet-Plot der Kollektortemperatur in Kollektor 1. 2008 kam es an 13 Tagen zu Anlagenstillständen und damit Temperaturen über 100°C (weiße Bereiche) wegen verschiedener Störungen. Speziell im August kam es zu Stillständen wegen einer Störung auf der Entladeseite.

iv. Optimierung der Umschaltung auf den direkten Abzweig zur Bauteilaktivierung Bau 06

Die Solaranlage ist mit den Adsorptionskältemaschinen über einen zentralen Verteiler, an den auch andere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, verbunden (siehe Bild 5.1). Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 °C. Die Solltemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 °C. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus (Bau 06) eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung direkt zur Bauteilaktivierung ab 35 °C entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 °C und darunter erreichbar. Da über

diesen Weg maximal 200 kW Wärmeleistung abgeführt werden können, wurde zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert. Durch die hohe Vor- und Rücklaufemperatur vom Hauptverteiler erhöht sich die Temperatur in den Speichern deutlich (Bild 6.5) und es ergeben sich dadurch negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag. Eine weitere negative Auswirkung der hohen Speichertemperaturen ist der erhöhte Wärmeverbrauch für die Frostschutzschaltung. Im Carpet-Plot in Bild 6.4 ist zu sehen, dass sich der Kollektor durch die Frostschutzschaltung nach Sonnenuntergang im Winter nochmals auf teilweise über 30 °C bis 45 °C erwärmt. Dies tritt nur bei hohen Speichertemperaturen auf, wenn während des Tages zum Hauptverteiler entladen wurde (Bild 6.5). Dabei wird heißeres Wasser zu den Kollektoren gepumpt als notwendig, woraus sich höhere Wärmeverluste ergeben als bei niedrigerer Temperatur. Ein Vergleich der mittleren täglichen Speichertemperatur mit dem täglichen Wärmeverlust über den Kollektorkreis in Bild 6.6 zeigt, dass hier ein deutlicher Zusammenhang besteht. Die Regelung dieser Umschaltung wurde so optimiert, dass die Bauteilaktivierung mit Ihrer niedrigen Rücklaufemperatur nun häufiger direkt bedient wird. Dazu wurde die prognostizierte Sonnenscheindauer als Regelparameter entfernt. Es wird jetzt bei Heizbetrieb allein anhand der Speichertemperatur entschieden, ob zur Bauteilaktivierung entladen wird. Seither liegen die Speichertemperaturen im Winter deutlich niedriger (Bild 6.5) und die Kollektortemperatur steigt nur noch selten nach Sonnenuntergang an (Bild 6.4). Die Wärmeverluste an das Kollektorfeld sind zwar größtenteils immer noch von der Speichertemperatur abhängig (Bild 6.6), fallen aber nicht mehr so hoch aus. Dies ist auf eine Änderung der Frostschutzregelung durch den Hersteller zurückzuführen, die bei hohen Speichertemperaturen die Rate des Pumpenbetriebs für den Frostschutz verringert.

Eine weitere mögliche Lösung wäre die Installation eines Mischventils im Kollektorkreis, durch das bei aktiver Frostschutzschaltung eine eingestellte Zieltemperatur von beispielsweise 10 °C im Kollektorkreisrücklauf realisiert werden könnte.

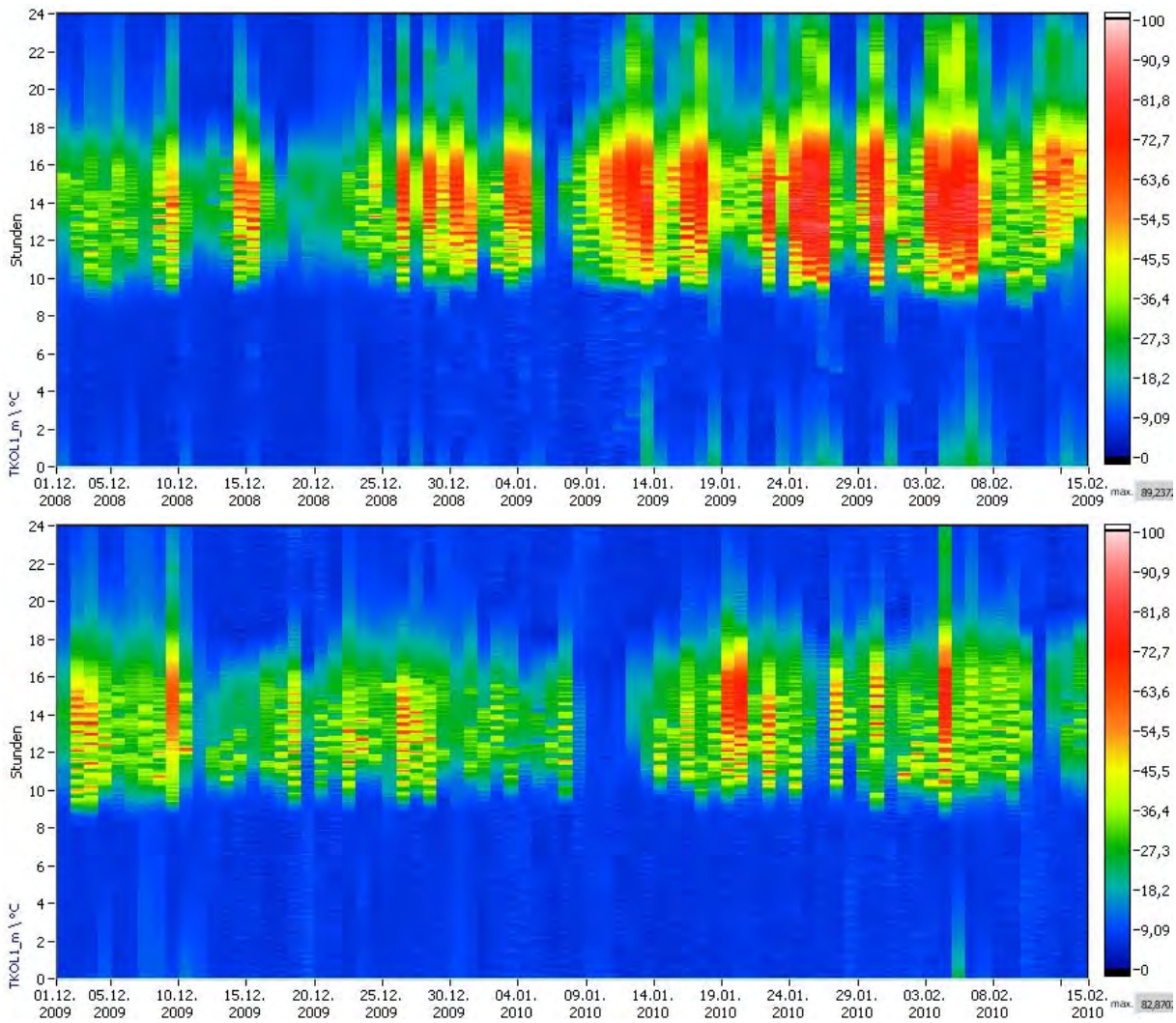


Bild 6.4: oben: Nach 20:00 Uhr erhöht sich die Kollektortemperatur durch die Frostschutzschaltung häufig auf über 30 °C. Dieser Fall tritt nur auf, wenn die untere Speichertemperatur über 70°C liegt (vgl. Bild 5). Seit Änderung der Regelung (unten), dass die prognostizierte Sonnenscheindauer nicht mehr in die Regelung einfließt, tritt dieser Fall kaum mehr auf.

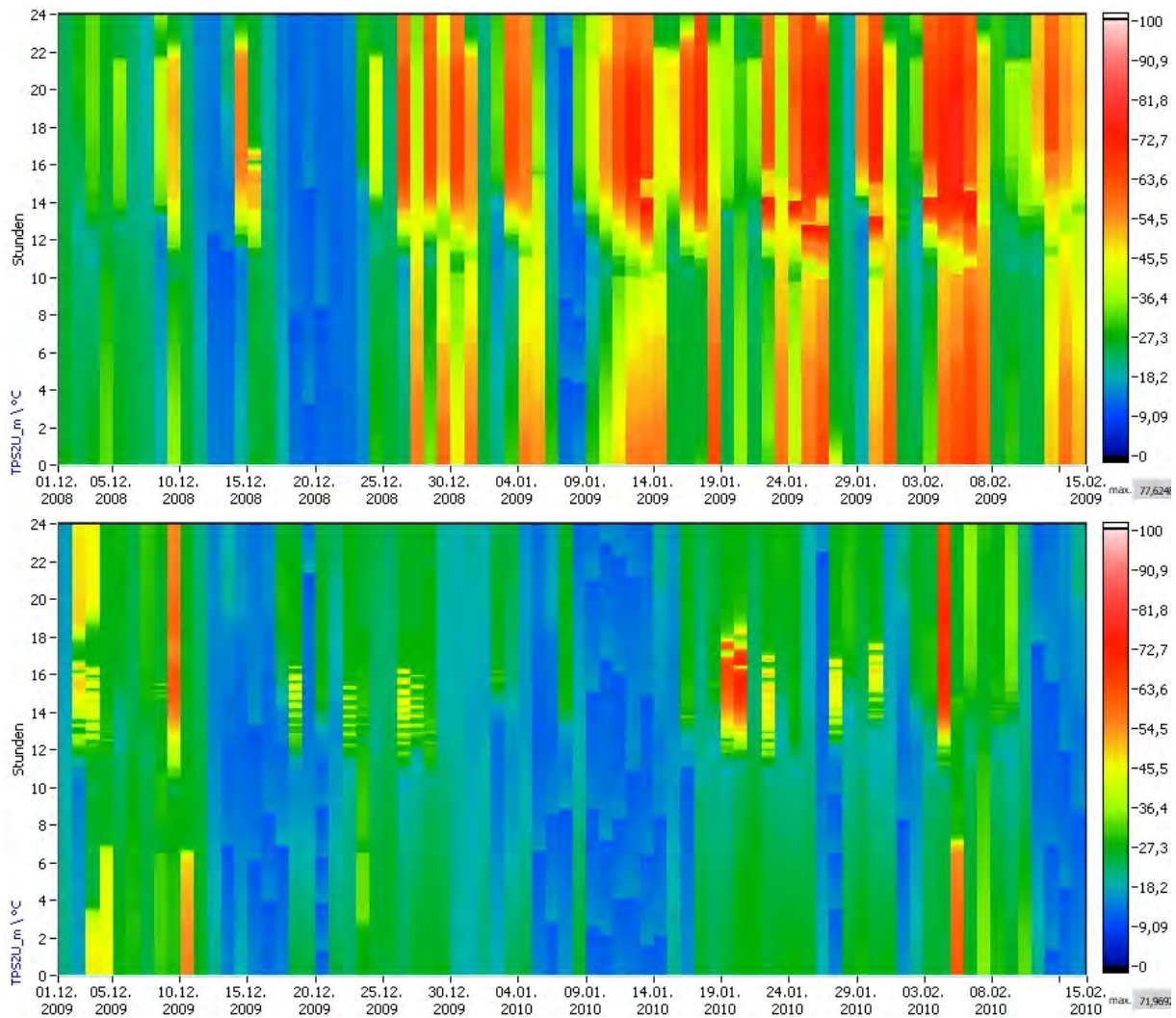


Bild 6.5: Niedrige Rücklauftemperaturen treten vor allem dann auf, wenn die Speicher zur Bauteilaktivierung entladen wurden. Seit Änderung der Regelung (Bild unten), wodurch die prognostizierte Sonnenscheindauer nicht mehr in die Regelung einfließt, deutlich niedrigere Temperaturen im Speicher unten.

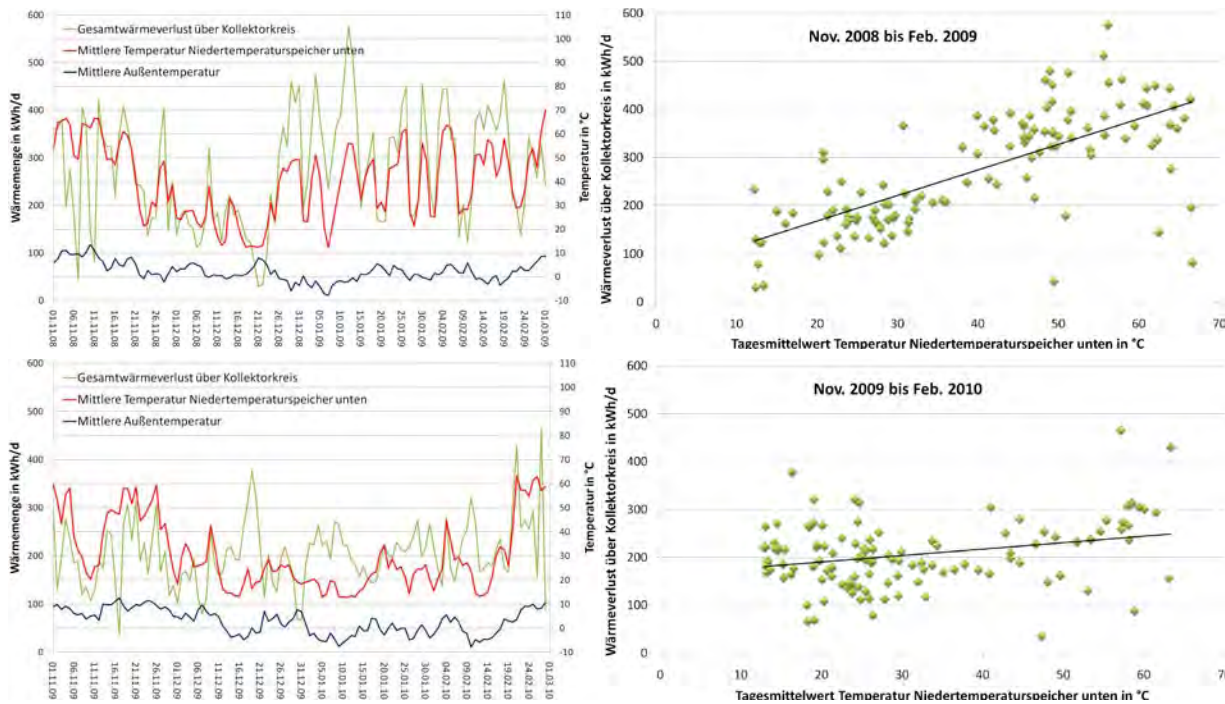


Bild 6.6: Zusammenhang zwischen mittlerer Speichertemperatur des Tages und Wärmeverluste an das Kollektorfeld bei Frostschutzbetrieb vor (oben) und nach (unten) Optimierung der Regelung der Umschaltung zur Bauteilaktivierung

v. Optimierung der Betriebsweise der Adsorptionskältemaschinen

Anfang April 2009 wurde die Betriebsweise der AdKMs so geändert, dass diese nur noch in Betrieb gehen, wenn eine nachhaltige Mindestwärmeleistung von der Solaranlage und den Kompressoren über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht. Die einzelnen Maschinen werden dann je nach zur Verfügung stehender Wärmeleistung zu- bzw. weggeschaltet. Hierdurch wird eine Zusatzheizung durch die Gaskessel weitgehend vermieden. Die zusätzlich benötigte Kälte wird mit elektromotorischen Kompressions-Kältemaschinen erzeugt. Hierdurch wird der solare und nachhaltige Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch in den Sommermonaten deutlich gesteigert. Im Juli und August 2009 mussten die AdKMs allerdings wieder häufiger betrieben werden, als es mit den nachhaltigen Wärmequellen allein möglich gewesen wäre, um den gesamten Kältebedarf der Gebäude abzudecken.

Wegen zu geringer Wärmeabnahme am Hauptverteiler kam es in den Übergangszeiten April und September 2009 teilweise zu Stagnationen der Solaranlage (Bild 6.7). Zusätzlich wurde vom Hauptverteiler Wärme in die Solarspeicher eingetragen, da einerseits wenig oder keine Wärme am Verteiler abgenommen wurde, andererseits aber Wärme von den Kompressoren am Hauptverteiler eingespeist wurde. Die geringe Wärmeabnahme entstand, da die AdKMs aufgrund der beschriebenen veränderten Betriebsweise nicht in Betrieb waren. Die daraus resultierende Abschaltung der Kollektorkreispumpe, wegen überschrittener Maximaltemperatur in den Solarspeichern, führte zu einer Verringerung des solaren Ertrags.

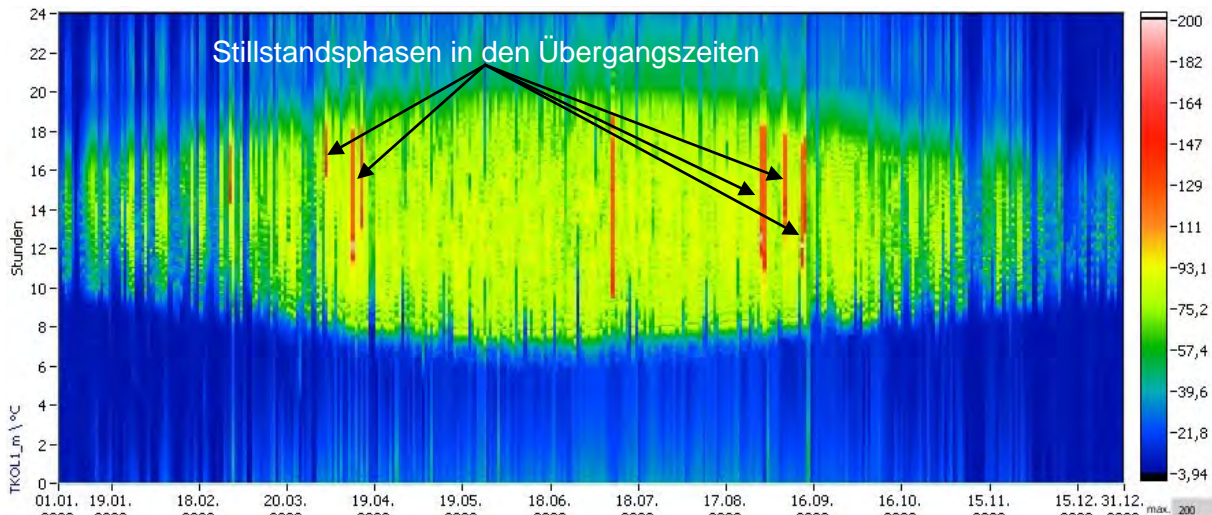


Bild 6.7: Die dargestellte Temperatur im Kollektor steigt im Stillstand auf bis zu 200 °C. Zu erkennen an den roten Linien in denen die Kollektortemperatur auf deutlich über 100°C ansteigt.

Durch eine schrittweise Verringerung der zuvor beschriebenen nachhaltigen Mindestwärmeleistung für den Betrieb einer AdKM von ca. 500 kW auf nun 350 kW konnte das Problem nicht gänzlich behoben werden. Stagnationen treten bisher fast ausschließlich in den Übergangszeiten auf, wenn nur wenig Wärme- und Kältebedarf besteht.

Da die AdKMs nur noch ab 350 kW nachhaltiger Wärmeleistung betrieben werden, kommt es bei schwankender Wärmeleistung von Kompressoren und Solaranlage zu einem ungünstigen Betriebsverhalten mit häufigen Startphasen, die zu einem ineffizienten Betrieb der AdKMs führen. Zur Reduzierung des Taktens soll der Betrieb der AdKMs weiter optimiert werden, um einen effizienteren Teillastbetrieb zu ermöglichen.

vi. Wärmeeintrag in Solarspeicher von Hauptverteiler

In den Übergangszeiten tritt es häufig auf, dass die Einschaltbedingung für die Speicherentladung zum Hauptverteiler erfüllt ist, aber den Speichern keine Wärme entnommen, sondern zugeführt wird. Ursache hierfür ist, dass zur Raumheizung und zum Betrieb der Kältemaschinen kaum Wärme benötigt wird. Da aber gleichzeitig von den Druckluftkompressoren Wärme am Verteiler eingespeist wird, ist die Temperatur im Rücklauf höher als im Vorlauf und es wird Wärme in die Speicher eingetragen. Zur Ermittlung der nachhaltigen Wärmeleistung, die als Einschaltkriterium der AdKMs herangezogen wird, wird die Wärmeleistung auf der Solarspeicherentladeseite eingerechnet. Nun werden einerseits wegen geringer nachhaltiger Wärmeleistung die AdKMs nicht gestartet, andererseits wird den Speichern kaum Wärme entnommen, da die Rücklauftemperatur mangels Wärmeabnahme ansteigt. Hier sollen die Einschaltkriterien für die AdKMs überprüft werden und gegebenenfalls durch geeignetere ersetzt werden.

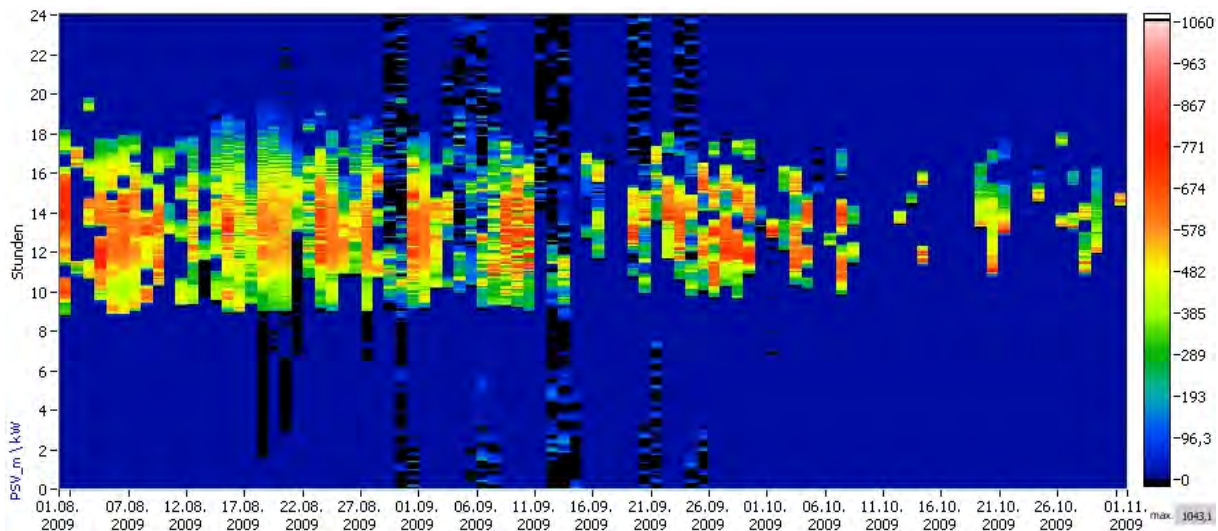


Bild 6.8: Carpetplot der Speicherentladeleistung PSV zum Hauptverteiler: Die dargestellte Leistung liegt häufig im negativen Bereich, wenn am Hauptverteiler wenig oder keine Wärme abgenommen wird. Werte unter null sind schwarz dargestellt.

vii. Reduzierung der Solltemperatur der Speicherentladung

Um die Speichertemperatur auch im Sommer etwas zu reduzieren wurde die Solltemperatur zum Entladen der Solarspeicher am 11.08.2009 von 80°C auf 70°C reduziert. Dies war möglich, da die anderen Wärmequellen wie Kompressorenabwärme und Kessel ebenfalls auf diesem Temperaturniveau in den Verteiler einspeisen. Zusätzlich wurde am 01.12.2009 die Speichermax.-Temperatur (TSP, max) der Beladeregulation von 85 °C auf 75 °C reduziert, wodurch das sofortige Einschalten der Kollektorkreispumpe bereits bei 85 °C erfolgt. Eine signifikante Änderung der Kollektortemperatur durch diese Änderung konnte nicht beobachtet werden. Die Temperatur in Speicher 1 (Bild 6.10) konnte um 5 – 10 K gesenkt werden, was allerdings ohne erkennbare Auswirkungen auf die Vor- und Rücklauftemperaturen im Kollektorkreis blieb. Im Februar und März 2010 kam es durch die Reduzierung der Speichermax.-Temperatur zu vermehrten Stillständen. Am 23.03.2010 wurde die Speichermax.-Temperatur der Solarregelung wieder auf 85 °C zurückgestellt. Die Änderungen auf der Speicherentladeseite wurden nicht rückgängig gemacht.

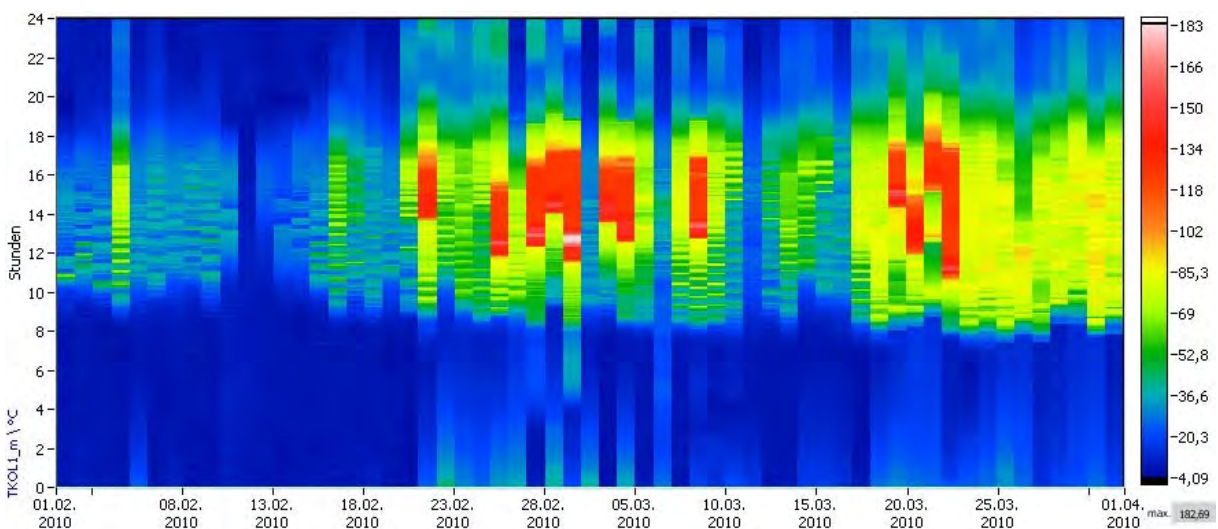


Bild 6.9: Carpetplot der Kollektortemperatur TKOL1. Im Februar und März 2010 kam es vermehrt zu Stillständen wegen reduzierter Speichermax.-Temperatur

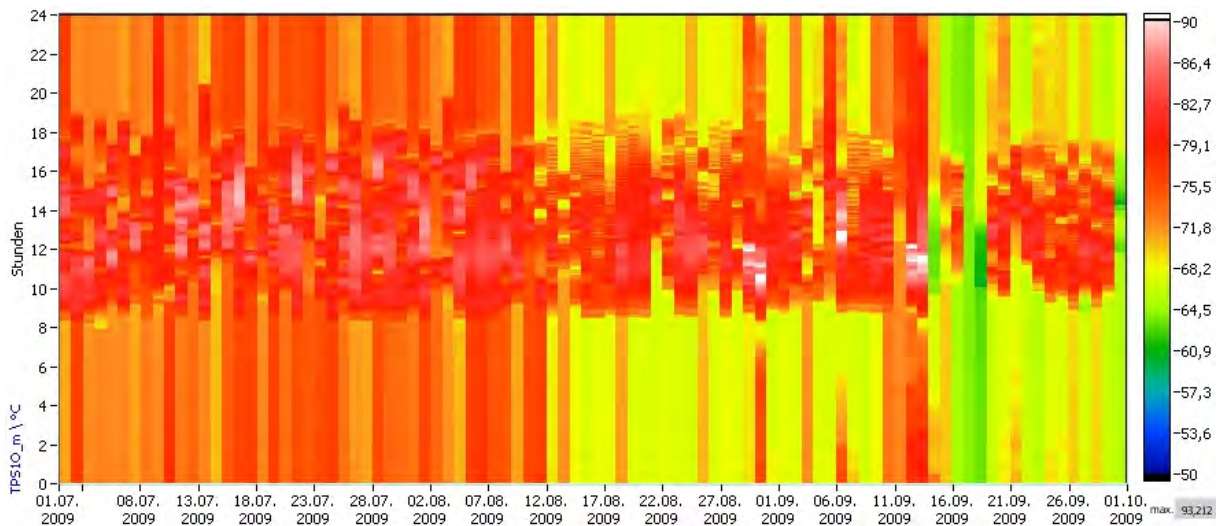


Bild 6.10: Carpetplot der oberen Speichertemperatur TPS10. Der Sollwert für die Speicherentladung wurde am 11.08. von 80 °C auf 70 °C reduziert.

viii. Abweichender Temperaturverlauf eines Kollektorfühlers

Im Frühjahr 2010 wurde beobachtet, dass einer der zehn über das Kollektorfeld verteilten Kollektorfühler (TKOL5) einen deutlich anderen Temperaturverlauf zeigte als die anderen Fühler. Diese deutliche Abweichung zeigte sich nur wenn die Kollektorpumpe ausgeschaltet war und kein Wasser in den Kollektoren zirkulierte (Bild 6.11). Vor allem nachts, wenn längere Zeit kein Wasser zirkulierte kühlte TKOL deutlich langsamer bzw. nur bis zu einem höheren Temperaturniveau als die anderen ab. Die Abweichung konnte deshalb erst entdeckt werden, nachdem nicht mehr jede Nacht die Frostschutzschaltung aktiv war. Ursache hierfür war ein undichter Kollektor. Gleichzeitig verloren an diesem Kollektor zwei Röhren das Vakuum. Am 28.06.2010 wurde der undichte Kollektor demontiert und nach Reparatur wieder eingebaut. Seither wird vom Betreiber in regelmäßigen Abständen eine Begehung des Kollektorfeldes durchgeführt, um solche Defekte schneller zu erkennen. Bei der Untersuchung der Ursache der Undichtigkeit wurde vom Kollektorhersteller festgestellt, dass es aufgrund einer Lokalkorrosion zu einem Riss kam. Die Lokalkorrosion kam laut Kollektorhersteller aufgrund falsch dosierter Korrosionsschutzmittel zustande. Ein kausaler Zusammenhang mit den genannten defekten Vakuumröhren konnte nicht festgestellt werden. Die Ertragseinbuße durch den zeitweisen Ausbau des defekten Kollektors ist gering. Durch die Demontage des defekten Kollektors mit 3 m² Aperturfläche fehlten an der Gesamtfläche von 1218 m² lediglich 0,25 Prozent.

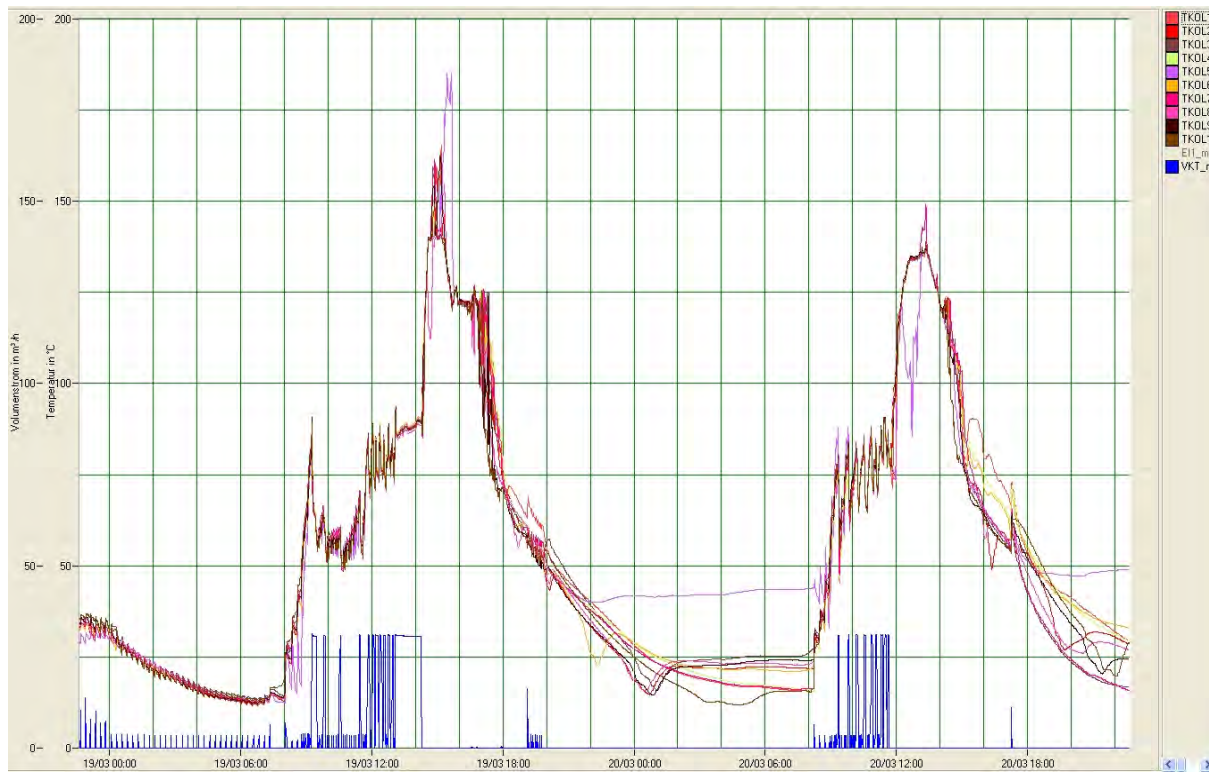


Bild 6.11: Verlauf der Kollektortemperaturen TKOL1 bis TKOL10 zusammen mit dem Gesamtvolumenstrom des Kollektorfeldes am 20.03.2010. Ohne Durchfluß zeigt die Temperatur an TKOL5 ein deutlich anderes Verhalten als die anderen Fühler vor allem über Nacht fällt die Temperatur deutlich weniger ab als an den anderen Fühlern

6.1.1 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

Während einer einjährigen Intensivmessphase werden u. a. der Ertrag und der Systemnutzungsgrad der Solaranlage ermittelt und damit die vom Anlageninstallateur abgegebene Ertragsgarantie überprüft. Bei dieser solaren Klimatisierungsanlage wurde vom Projektträger, im Unterschied zu anderen Anlagen die in Solarthermie2000plus gefördert wurden, keine Energiegarantie gefordert, da es bei solaren Klimatisierungsanlagen noch wenig Erfahrungswerte gibt. Vom Betreiber wurde unabhängig davon eine Energiegarantie vom Kollektorhersteller eingefordert.

Tabelle 6.1 Messergebnisse und Systemkennzahlen der solar unterstützten Klimatisierung der Fa. Festo Esslingen für den Zeitraum 01.08.2008 bis 31.07.2009 (1. Intensivmessphase).

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.08.08 – 31.07.09	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	1.563.613 kWh	1284 kWh/(m ² a)
2	Energie von Kollektorfeld an Solar-Pufferspeicher	QKT	542.146 kWh	445 kWh/(m ² a)
3	Nutzenergie des Solarsystems	QSOL	459.465 kWh	377 kWh/(m ² a)
4	Energie von Nachheizung (Gas-/Ölkessel)	QNH1	4.228.504 kWh	
5	Energie von Kompressoren	QKOM	2.915.366 kWh	
6	Energieabgabe an Heizungsnetz	QGES	7.617.870 kWh	20.865 kWh/d
7	Energiebedarf Kältemaschinen	QKH	3.634.748 kWh	9.958 kWh/d
8	Elektrische Energie des Solarsystems	NSTS	3.610 kWh	8,12 Wh/(m ² d)
9	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1.101 h	3,0 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher	HP2	1.082 h	3,0 h/d
11	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	31,63 m ³ /h	26,0 l/(m ² h)
12	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher zum Verteiler	VSOL	26,67 m ³ /h	
13	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	gKB	34,7 %	
14	Solarsystemnutzungsgrad brutto	gSB	29,4 %	
15	netto	gSN	29,2 %	
	Solarer Deckungsanteil Ges.-energie brutto	dGE_B	6,03 %	
	netto	dGE_N	5,98 %	
	Arbeitszahl des Solarsystems	A	127	
	Coefficient of Performance thermisch	COP _{therm}	0,46	

Tabelle 6.2 Messergebnisse und Systemkennzahlen der solar unterstützten Klimatisierung der Fa. Festo Esslingen für den Zeitraum 01.08.2009 bis 31.07.2010 (2. Intensivmessphase).

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.08.09 – 31.07.10	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	1.586.057 kWh	1.302 kWh/(m ² a)
2	Energie von Kollektorfeld an Solar-Pufferspeicher	QKT	575.059 kWh	472 kWh/(m ² a)
3	Nutzenergie des Solarsystems	QSOL	529.134 kWh	434 kWh/(m ² a)
4	Energie von Nachheizung (Gas-/Ölkessel)	QNH1	2.009.163 kWh	
5	Energie von Kompressoren	QKOM	3.538.950 kWh	
6	Energieabgabe an Heizungsnetz	QGES	6.122.052 kWh	16.773 kWh/d
7	Energiebedarf Kältemaschinen	QKH	Zählerdefekt	
8	Elektrische Energie des Solarsystems	NSTS	4.623 kWh	10,40 Wh/(m ² d)
9	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1.113 h	3,0 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher	HP2	2.076 h	5,7 h/d
11	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	31,51 m ³ /h	25,9 l/(m ² h)
12	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher zum Verteiler	VSOL	27,73 m ³ /h	
13	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	gKB	36,3 %	
14	Solarsystemnutzungsgrad brutto	gSB	33,4 %	
15	netto	gSN	33,1 %	
	Solarer Deckungsanteil Ges.-energie brutto	dGE_B	8,64 %	
	netto	dGE_N	8,57 %	
	Arbeitszahl des Solarsystems	A	114	
	Coefficient of Performance thermisch	COP _{therm}	Zählerdefekt	

6.1.2 Wärmeverbrauch

Der mittlere Wärmeverbrauch lag während der 1. Intensivmessphase (01.08.2008 - 31.07.2009) bei 20.871 kWh pro Tag. Als gesamte erzeugte Wärme wurden in diesem Zeitraum 7.617.870 kWh gemessen. Die Adsorptionskältemaschinen verbrauchten in diesem Zeitraum 3.634.748 kWh. Der tatsächliche Verbrauch lag damit um 27 % über dem vor Installation der Solaranlagen gemessenen Verbrauch (2.864.121 kWh). An solarer Wärme wurden 459.465 kWh in das Heizungsnetz eingespeist, was einem solaren Deckungsanteil von 6 % entspricht.

Während der 2. Intensivmessphase (01.08.2009 - 31.07.2010) lag der mittlere Wärmeverbrauch bei 16.773 kWh pro Tag. Als gesamte erzeugte Wärme wurden in diesem Zeitraum 6.122.052 kWh und damit ca. 20 % weniger als im ersten Intensivmessjahr gemessen. Der Wärmeverbrauch der Adsorptionskältemaschinen kann nicht angegeben werden, da einer der Volumenstromsensoren während der Kühlperiode ausgefallen war. An solarer Wärme wurden 529.134 kWh in das Heizungsnetz eingespeist, was einem solaren Deckungsanteil von 8,6 % entspricht.

Die Bilder 6.12 und 6.13 zeigen die realen und die angenommenen Tagessummen des Wärmeverbrauchs der Adsorptionskältemaschinen (gemittelt aus Wochensummen) während der ersten bzw. zweiten Intensivmessphase. Darin wird ersichtlich, dass der Wärmeverbrauch der Kältemaschinen in den Monaten November bis April, in denen nicht gekühlt wird, fast immer bei null liegt. Insgesamt entspricht der reale Jahresverlauf des Wärmeverbrauchs annähernd dem für die Auslegung angenommenen.

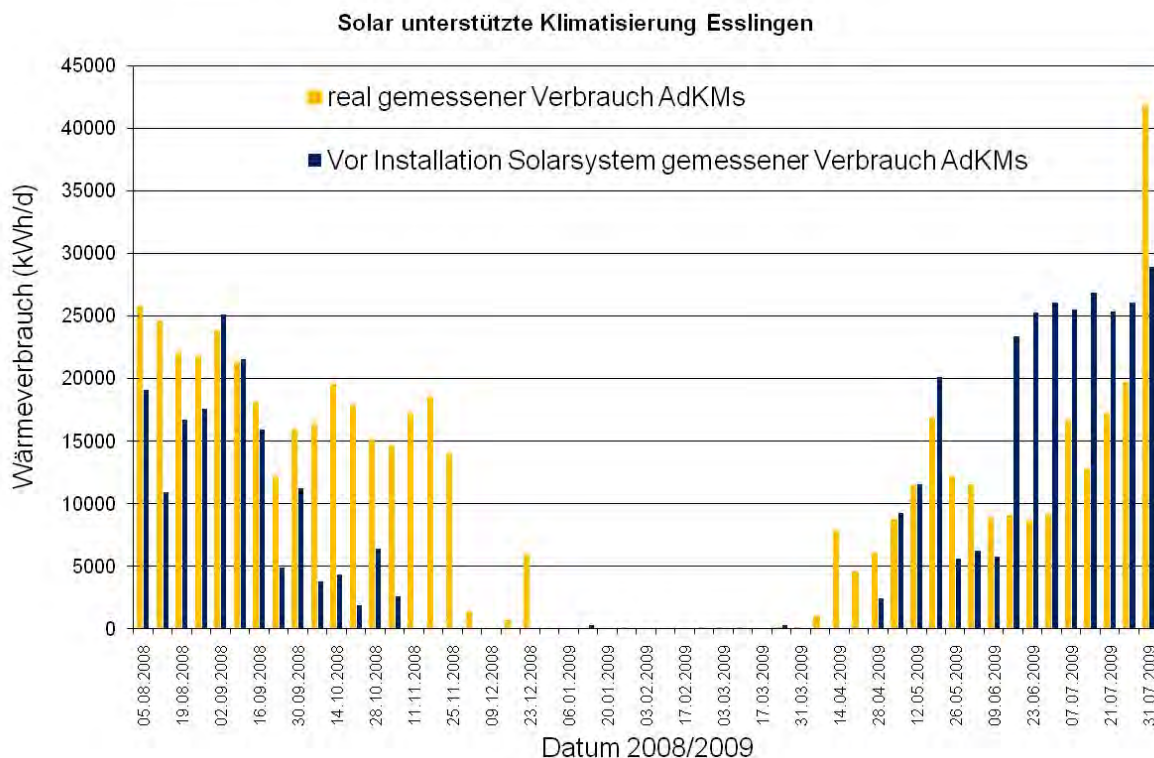


Bild 6.12 Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 1. Intensivmessphase (01.08.2008 - 31.07.2009)

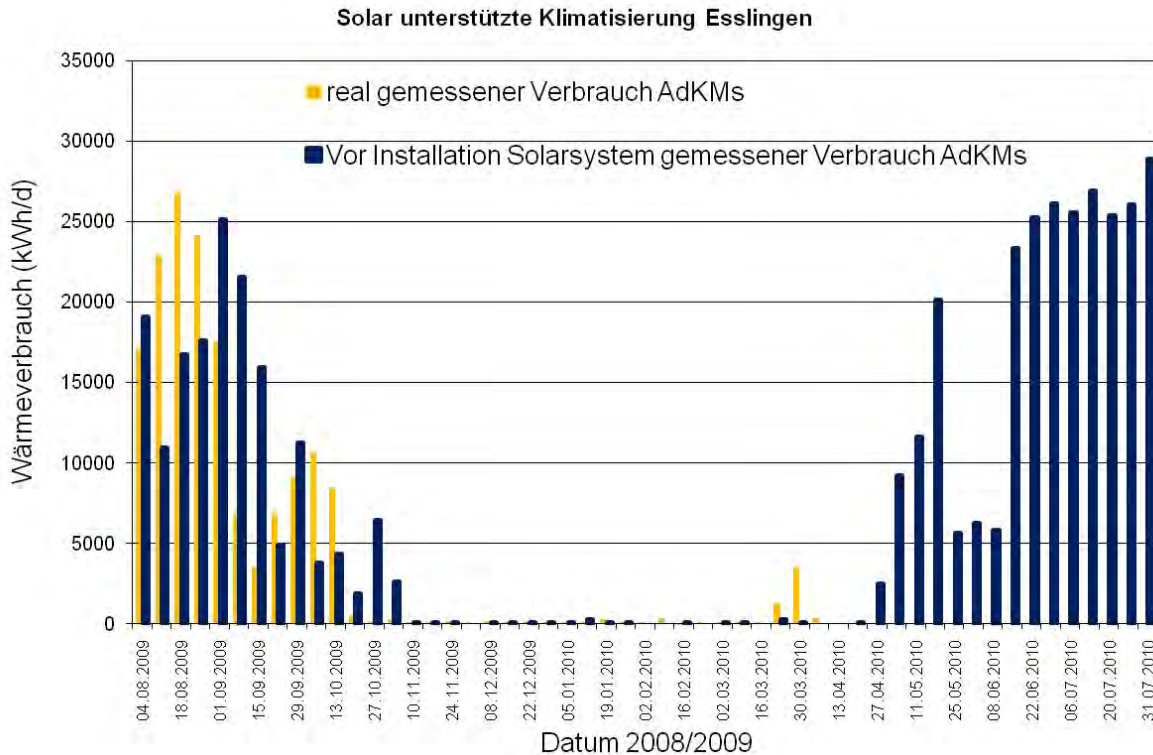


Bild 6.13 Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 2. Intensivmessphase (01.08.2009 - 31.07.2010). Ab April keine Messwerte mehr wegen Sensordefekt.

Die Bilder 6.14 – 6.15 zeigen den Gesamtwärmeverbrauch des Heizungsnetzes und die solare Wärmemenge, die in das Netz eingespeist wurden. Der Deckungsanteil fällt dabei mit 6 % relativ gering aus. Die zur Verfügung stehende Dachfläche war bei der Dimensionierung des Kollektorfeldes der begrenzende Faktor. In 2009 und 2010 konnte der Deckungsanteil im Vergleich zu 2008 im Mittel auf 8,6 % und in einzelnen Wochen auf bis zu 25 % gesteigert werden (vgl. 6.1 v.). Ursache hierfür ist die veränderte Betriebsweise der AdKMs und die Optimierungen am Solarsystem (vgl. 6.1).

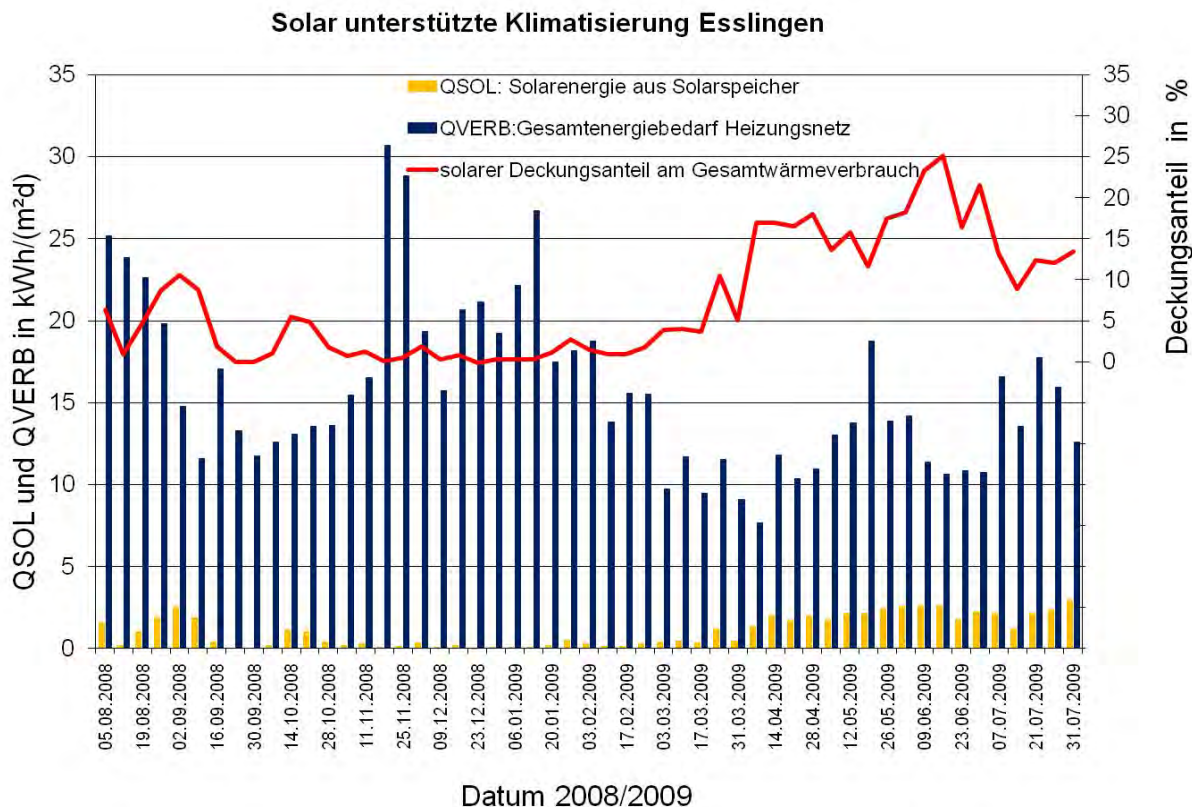


Bild 6.14 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 1. Intensivmessphase (01.08.2008 – 31.07.2009). In 2009 fallen die Deckungsanteile in der Kühlperiode deutlich höher aus als in 2008. Ursache hierfür ist die veränderte Betriebsweise der AdKMs und die Optimierungen am Solarsystem, wobei sie im Juli deutlich geringer ausfallen, da die AdKMs wegen hohen Kältebedarfs häufiger betrieben werden mussten (vgl. 6.1 v.).

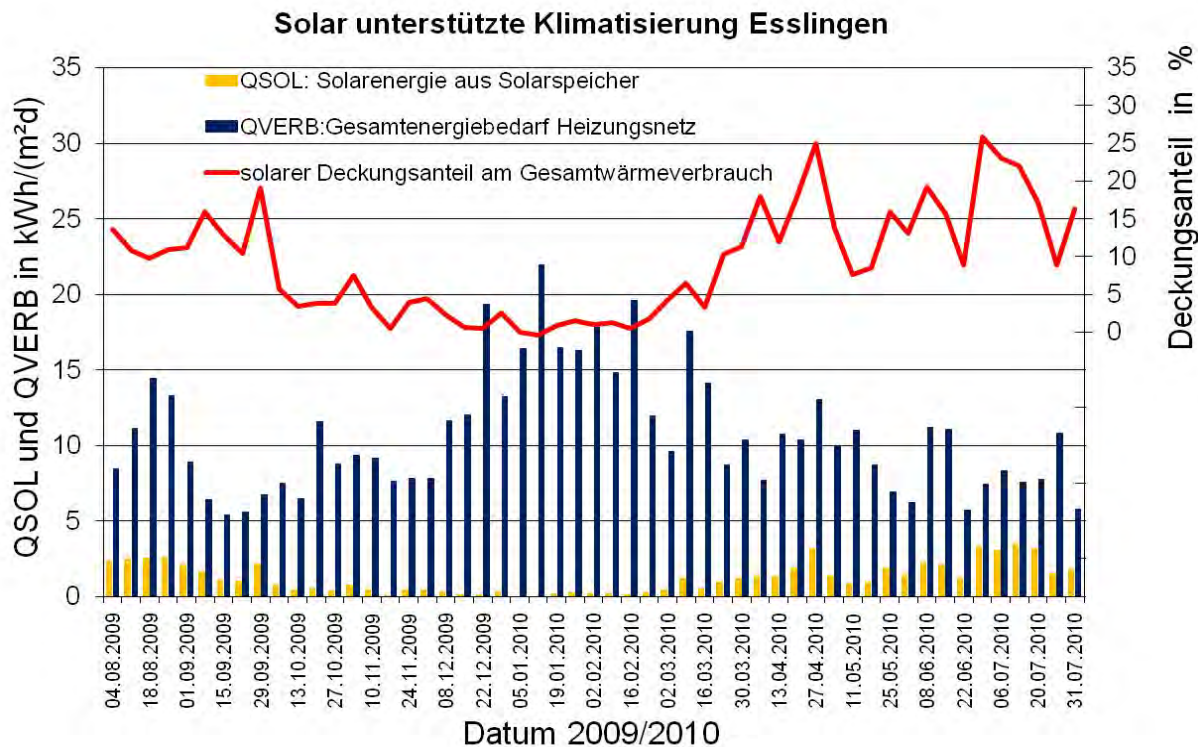


Bild 6.15 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 2. Intensivmessphase (01.08.2009 – 31.07.2010).

6.1.3 Energien und Nutzungsgrade

Im 1. Messjahr wurden von der Gesamtstrahlung auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (EITK) von 1.563.613 kWh bzw. 1.284 kWh/m² insgesamt 542.146 kWh vom Kollektorkreis an die Pufferspeicher abgegeben (QKT). Die Energiedifferenz zwischen EITK und QKT wurde an den Kollektoren reflektiert oder als thermische Verluste an die Umgebung abgegeben. Prozentual wurde von der eingestrahlten Energie 34,7 % (Kollektornutzungsgrad) vom Beladekreis in die Solarspeicher geladen und 29,4 % (Systemnutzungsgrad) den Speichern wieder entnommen.

Im 2. Messjahr von 1.586.057 kWh Gesamteinstrahlung (EITK) bzw. 1.302 kWh/m² insgesamt 575.059 kWh vom Kollektorkreis an die Pufferspeicher abgegeben (QKT). Prozentual wurde 36,3 % (Kollektornutzungsgrad) vom Beladekreis in die Solarspeicher geladen und 33,4 % (Systemnutzungsgrad) den Speichern wieder entnommen.

Die Bilder 6.16 und 6.17 zeigen die spezifischen Tagesmittelwerte aus den Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad.

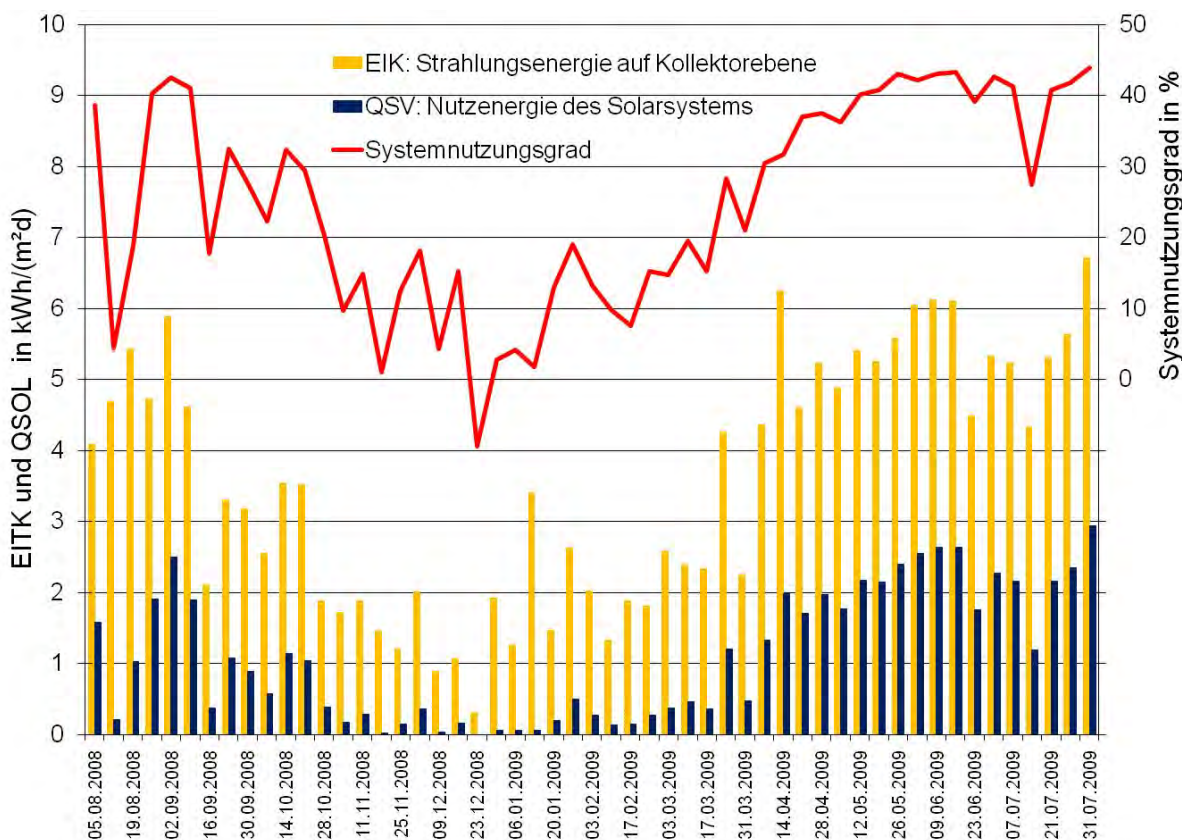


Bild 6.16 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades. Wegen Ventilstörung vom 06. – 15.08.08 nur geringe Speicherentladeleistung. Wegen Sensorausfall zwischen 15.09. und 06.10.08 angenommener Speicherverlust von 9 % (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach dem Zeitraum der Störung)

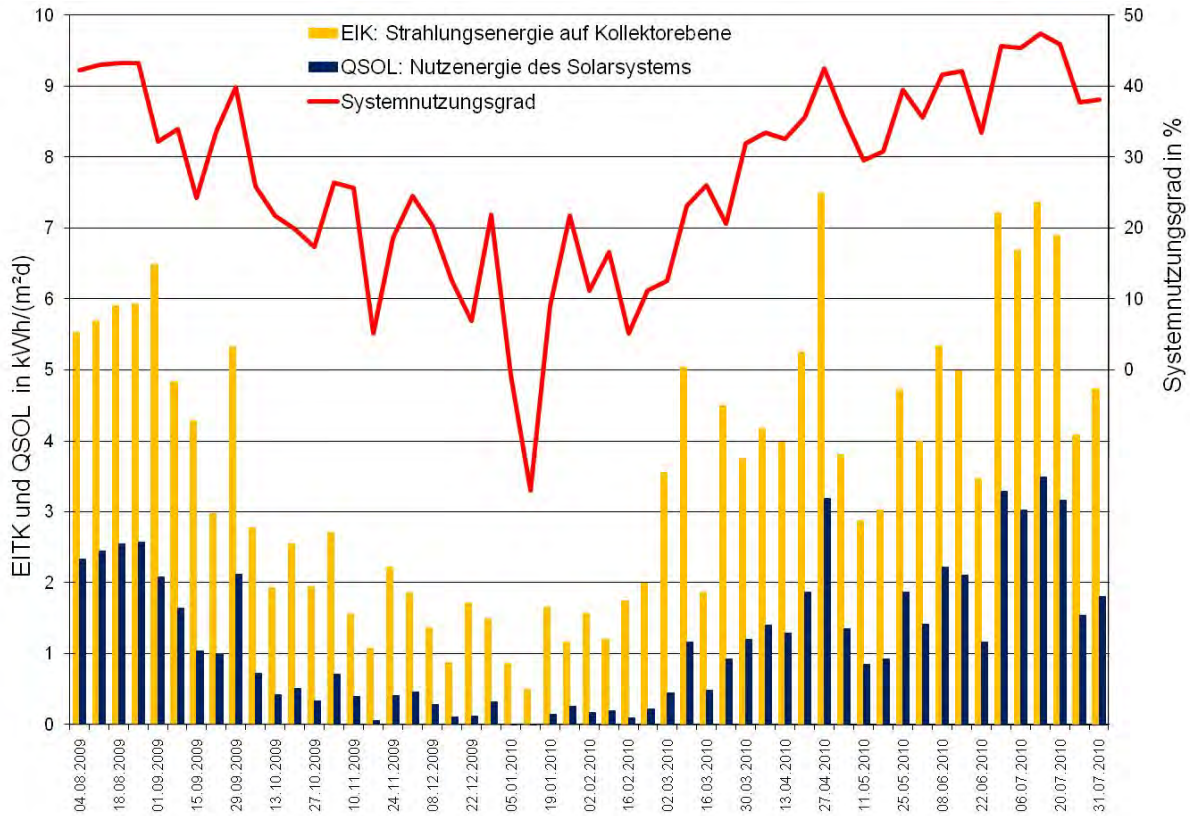


Bild 6.17 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

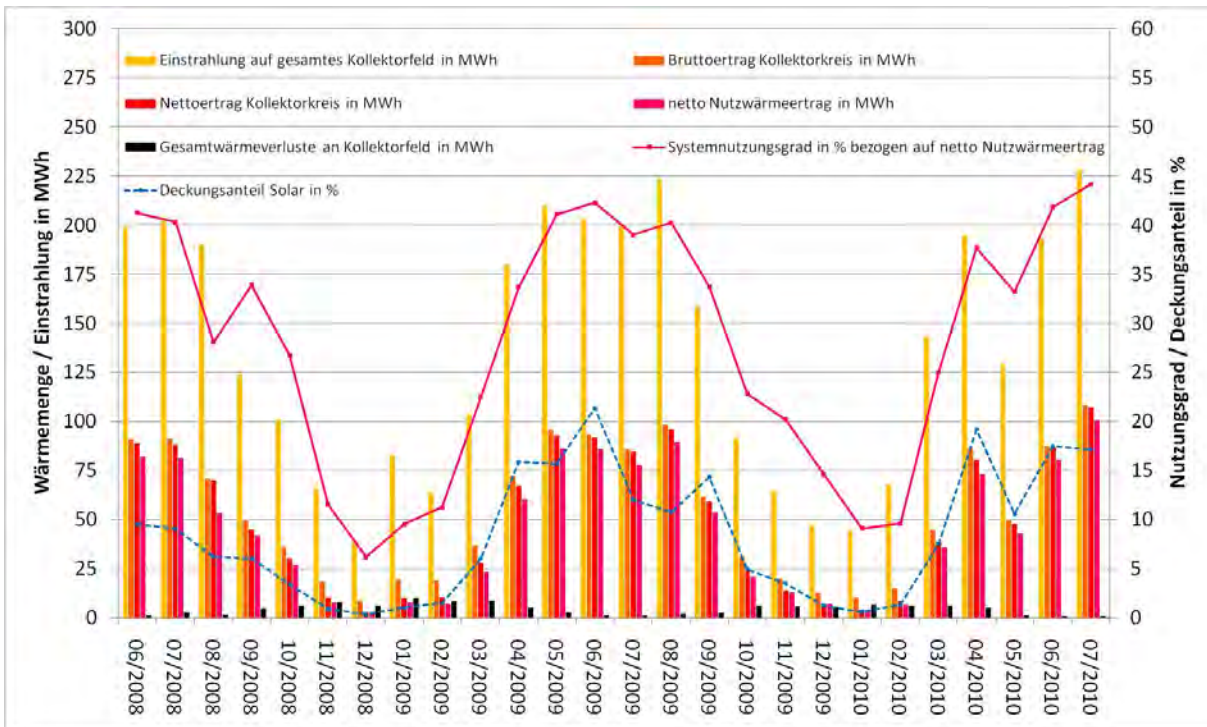


Bild 6.18 Monatliche Summen- bzw. Mittelwerte der wichtigsten Messdaten seit Inbetriebnahme des Messsystems Anfang Juni 2008. Wegen Ventilstörung vom 06. – 15.08.08 nur geringe Entladeleistung. Wegen Sensorausfall zwischen 15.09. und 06.10.08 angenommener Speicherverlust von 9 % (Mittelwert aus je einer Woche vor und nach dem Zeitraum der Störung). Wegen hohen Kühlbedarfs im Juli und August 2009 vermehrt Einsatz der AdKMs auch mit Wärme aus Gaskesseln.

7 Projektbeteiligte

Objektanschrift:

Ruiter Straße 82
73734 Esslingen

Betreiber:

Festo AG & Co. KG
Ruiter Straße 82
73734 Esslingen
0711 347-0
bbu@de.festo.com

Planung:

THURM & DINGES
Planungsgesellschaft mbH
Lindenspürstraße 32
D-70176 Stuttgart
0711 22871-0
info@thurm-dinges.com

Installation:

LEW-Automotive GmbH
Steinbeisstraße 12/1
73660 Urbach
07181 99015-0
info@lew-automotive.de

Projektmanagement:

Projekträger Jülich (PTJ) für das BMU
Forschungszentrum Jülich GmbH
52425 Jülich
Dr. Peter Donat
Telefon 030/20199-427
p.donat@fz-juelich.de

Programmbegleitung:

Fraunhofer ISE
Heidenhofstr. 2
79110 Freiburg
0761 / 45 88 – 0
edo.wiemken@ise.fhg.de

Wissenschaftlich-technische Begleitung:

Hochschule Offenburg
77652 Offenburg
Herr Prof. Bollin
Herr Dipl.-Ing. (FH) Huber
Telefon 0781/205-294
bollin@fh-offenburg.de
klaus.huber@fh-offenburg.de

8 Internet

Informationen zum Förderkonzept Solarthermie-2000 und den darin betreuten Solaranlagen sind im Internet zugänglich.

<http://www.solarthermie2000plus.de>

und

<http://fgnet.fh-offenburg.de>

9 Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: „Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen“ (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: „Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes“; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: „Langzeiterfahrungen Solarthermie“; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Huber, K.; Bollin, E.: „Detailmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; Veröffentlichung im Tagungsband 18. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2008
- /8/ Bollin, E.; Huber, K.; Scheck, E.; Jödicke, D.: „Erste Ergebnisse und Betriebserfahrungen des Detailmonitorings einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; Veröffentlichung im Tagungsband 19. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2009
- /9/ Huber, K.; Bollin, E.: „Solare Kühlung im großen Stil, Begleitende Forschung zum ersten Intensivmessjahr der größten solar unterstützten Klimatisierungsanlage Europas“; Erneuerbare Energien Ausgabe 12/2008
- /10/ Huber, K.; Bollin, E.; Scheck, E.; Wiemken, E.; Wewior, J.; Eicker, U.; Pietruschka, D.; Dalibard, A.; Meißner, R.; Kettner C.: „Solare Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes, Betriebsanalyse und energetische Bewertung“; Technik am Bau (TAB) Ausgabe 01/2010
- /11/ Huber, K.; Bollin, E.; Scheck, E.; Wiemken, E.; Wewior, J.; Eicker, U.; Pietruschka, D.; Dalibard, A.; Meißner, R.; Kettner C.: „Operation Analysis and Energy Evaluation of a Solar-thermal System Assisting the Air Conditioning of an Office/ Administration Building. “; www.renknow.net; 2010
- /12/ Huber, K.; Bollin, E.; Scheck, E.; Jödicke, J.: „Langzeitmonitoring einer solarthermischen Anlage zur Unterstützung der Kälteversorgung eines Büro- und Verwaltungsgebäudes“; Veröffentlichung im Tagungsband 20. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2010

- /13/ Huber, K.; Bollin, E.; Scheck, E.: „Kühlen im großen Stil“; Erneuerbare Energien Ausgabe 07/2010
- /14/ Wiemken, E.; Wewior, J.; Petry Elias, A.: „Betriebserfahrungen aus solar unterstützter Kaltwassererzeugung zur Gebäudeklimatisierung“; Veröffentlichung im Tagungsband 20. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2010
- /15/ Dalibard, A.; Pietruschka, D.; Eicker, U.; Schumacher, J.: „Simulation of a large solar adsorption cooling plant“, Eurosun 2008, Lisbon, Portugal; 2008
- /16/ Dalibard, A.; Eicker, U.; „Primary energy optimisation of a solar adsorption cooling plant through dynamic simulations“; Eurosun 2010, Palermo, Italien; 2010

Dieser Bericht und weitere Berichte zu den von der Hochschule Offenburg begleiteten Solargroßanlagen können als PDF-Dokument per E-Mail bei der Hochschule Offenburg angefordert werden.

Bisher erschienene Berichte:

- Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban
- Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim
- Solaranlage Hegau-Klinikum Singen
- Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden
- Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg
- Solaranlage Albtherme Waldbronn
- Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen
- Solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen

Die solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329605F gefördert. Der festgelegte Gesamtförderanteil von 37,75 % ergab sich aus dem Förderanteil an den kalkulierten Investitionskosten des Solarsystems von 30 % und dem Anteil für die Messtechnik von 100 %.

Solarthermie2000plus

*Wissenschaftlich-technische Begleitung von solarthermischen
Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern*

BERICHT



Förderkennzeichen: 032 5012

Berichtszeitraum: 01.01.2011 bis 31.05.2012

Hochschule Offenburg

Prof. Elmar Bollin
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber

Offenburg, September 12

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	3
2	Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems	4
3	Objektbeschreibung	6
3.1	Allgemeine Beschreibung des Objektes	6
3.2	Auslegungswerte für die Solaranlage	9
3.3	Ablauf der Ausschreibung	10
4	Beschreibung der technischen Systeme	11
4.1	Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems	11
5	Messtechnik	16
5.1	Messstellen im Solarsystem	16
	Definition der Kennzahlen des Solarsystems und der Kälteanlage	23
6	Betriebserfahrungen und Messergebnisse	24
6.1	Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung	24
6.1.1	Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen	32
6.1.2	Wärmeverbrauch	34
6.1.3	Energien und Nutzungsgrade	35
7	Systemkosten und garantierter Energieertrag	36
8	Projektbeteiligte	38
9	Internet	38
10	Literatur	39

1 Einleitung

Im Rahmen des Programms Solarthermie2000plus wurde eine begrenzte Anzahl solarthermischer Pilot sowie Forschungs- und Demonstrationsanlagen zur Teildeckung des Wärmebedarfs unterschiedlicher Verbraucher im Niedertemperaturbereich modellhaft gefördert. Mit Solarthermie2000plus führte das BMU im Rahmen des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung die langfristig angelegten Forschungsaktivitäten zur thermischen Nutzung der Sonnenenergie des Förderkonzepts Solarthermie-2000 mit neuen Schwerpunkten fort. Gegenstand der Förderung im neuen Förderkonzept waren insbesondere die Planung, Errichtung und Erprobung von Pilot- und Demoanlagen mit einer erforderlichen Mindestgröße von 100 m² Kollektorfläche und die Begleitforschung für:

- solar unterstützte, kombinierte Trinkwassererwärmungs- und Heizungsanlagen bei solaren Deckungsanteilen von mindestens 10 %,
- solar unterstützte Wärmenetze mit Langzeitwärmespeicherung etwa 35 bis 60 % solarem Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf,
- die Einbindung von solarthermischen Anlagen in Fernwärmenetze,
- integrale Konzepte zur Einbindung von Solarwärme, Geothermie und Abwärme,
- die solar unterstützte Klimatisierung und deren Kombination mit solarer Heizung,
- solare Prozesswärme im Niedertemperaturbereich.

Unter www.solarthermie2000plus.de finden Sie weitere Informationen zu Solarthermie2000plus.

2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems

Kollektoren

Kollektorhersteller	S-Power Vertriebs- und Entwicklungs GmbH
Kollektortyp	62 x S-POWER DF 20/2000 TPS inside 62 x S-POWER DF 30/3000 TPS inside
Bauartzulassung	011-7S472 R
Absorbermaterial	Kupfer
Beschichtung	Titan-Nitrit-Oxid (Tinox)
Frontabdeckung	Vakuurröhren
Material Kollektorrahmen	Aluminiumlegierung
Konversionsfaktor η_0	0,776- bezogen auf Aperturfläche
Kollektorkonstante linear	1,953 (W/(m ² K))
Kollektorkonstante quadratisch	0,006 W/(m ² K ²)
Winkelkorrekturfaktor	Transversal: 1,03 (50°) Longitudinal: 0,97 (50°)
Wärmeträgerinhalt pro Kollektor	2,72 Liter (DF 20/2000 TPS inside) 4,08 Liter (DF30/3000 TPS inside)
Prüfinstitut und Test Nr.	TÜV Rheinland 21209370
Ausrichtung (Azimut) (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	-53,78 °
Neigung	30 °
Anzahl Kollektoren	Je 62 x DF 20/2000 TPS inside und DF30/3000 TPS inside
Aperturfläche	315,27 m ²
Volumenstrom durch Kollektorfelder	17.000 l/h \cong 53,9 l/m ² h
Maße	2164 mm x 1500 mm x 120 mm (DF 20/2000) 2164 mm x 2250 mm x 120 mm (DF 30/3000)

Rohrleitung zwischen den Kollektoren

Rohrmaterial	Stahl (ST33-2)
Material der Wärmedämmung	Steinwolle mit Alublechmantel
Dicke der Wärmedämmung	35 mm – 76 mm Bei Rohrnennweiten DN20 – DN 65
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,035 W/mK
Einfache Länge	61,4/4,8/14,4/14,4/38,4/154,9 m
Außendurchmesser d_a	26,9/33,7/42,4/48,3/60,3/76,1 mm
Innendurchmesser d_i	21,6/27,2/35,9/41,8/53/68,8 mm

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

Rohrleitung vom Gesamt-Kollektorfeld zum Wärmeübertrager und zwischen Wärmeübertrager und den Speichern

	Außenbereich	Innenbereich
Rohrmaterial	Stahl	Stahl
Material der Wärmedämmung	Steinwolle mit Alublechmantel	Steinwolle mit Alublechmantel
Dicke der Wärmedämmung	76 mm	76 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,035 W/mK	0,035 W/mK
Einfache Länge	36,6 m	32,4 m
Außendurchmesser d_a	76,1 mm	76,1 mm
Innendurchmesser d_i	68,8 mm	68,8 mm

Wärmeträger im Kollektorkreis

Hersteller	Pro KÜHLSOLE GmbH
Markenname	Ssol-TV50
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	45 % / 55 %
Basisstoff	Propylenglykol

Pufferspeicher

Hersteller	Altmayer BTB
Typ	PUS 20.000 bzw. BRD-LZO-S
Anzahl	1
Volumen je Speicher	20.000 Liter
Material Behälterwand	Stahl
Material Wärmedämmung	Mineralwolle
Dicke der Wärmedämmung	200 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,035 W/(m·K)
Max. zulässige Temperatur	100 °C
Max. zulässiger Überdruck	3 bar

Notkühler

Hersteller	Thermofin
Typ	TDH 080.1-12-A-L (D5)
Elektr. Leistungsaufnahme	2.400 W
Max. zulässiger Überdruck	10 bar

Umwälzpumpen

	Kollektorkreis (P1 1/2)	Speicherlade- kreis (P2 1/2)	Speicherentlade- kreis (P3 1)	Speicherentlade- kreis (P3 2)
Hersteller	Grundfos			
Typ	TPE 50-160/2	TPE 65-30/4	TPE 50-180/2	Magna 25-60
Elektr. Leistungs- aufnahme	1110 W	172 W	584 W	28,9 W

Wärmeübertrager Kollektorkreis/Pufferspeicherkreis

Hersteller	Alfa Laval
Typ	CB200-
Fläche	37,84 m ²
Wärmeleistung	299 kW
Material Tauscherplatten	1,4401 Alloy 316 / Cu
Verbindungsart der Platten	gelötet

Regelung Solaranlage

Hersteller	Saia Burgess
Typ	PCD2.M5540

3 Objektbeschreibung

3.1 Allgemeine Beschreibung des Objektes

Eigentümer der solaren Klimatisierung Rottweil ist die Power & Air Solutions als Tochtergesellschaft der Deutschen Telekom AG. Betreiber ist in deren Auftrag die Fa. Strabag PFS GmbH.

Die installierte Solaranlage verfügt über 124 Vakuumröhrenkollektoren mit einer Gesamt-Bruttokollektorfläche von 503 m². 62 Kollektoren haben eine Aperturfläche von 2,034 m² (S-POWER DF 20/2000 TPS inside) und 62 eine Aperturfläche von 3,051 m² (S-POWER DF 30/3000 TPS inside). Insgesamt ergibt sich eine Aperturfläche von 315 m². Die Kollektoren sind auf dem Flachdach eines Werkstattgebäudes montiert. Sie sind gegenüber der Horizontalen um 20° geneigt und weichen in ihrer Ausrichtung um 54° nach Osten von der Südrichtung ab. Die relativ flache Neigung der Kollektoren wurde gewählt um die zweite Kollektorreihe nicht durch die erste zu verschatten. Die flache Neigung macht sich auch wegen der deutlichen Abweichung von der Südrichtung positiv bemerkbar, da dadurch auch im späteren Tagesverlauf, wenn die Sonne mit einem sehr ungünstigen Winkel zur Solaranlage steht, noch Erträge realisiert werden können.

Jeweils ein DF 20/2000- und ein DF30/3000-Kollektor sind zu einem Kollektor zusammengefasst. Damit besteht ein Kollektor aus 50 Vakuumröhren die parallel geschaltet sind. Die dadurch entstehenden 62 Kollektoren sind alle parallel miteinander verschaltet und nach Tichelmann verrohrt. Die

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

Kollektoren sind in zwei gleichgroße Teilfelder unterteilt, die hintereinander aufgestellt sind. Das durch die eingestrahlte Sonnenenergie in den Kollektoren erwärmte Glykol/Wasser-Gemisch wird durch einen Wärmeübertrager zur Erwärmung des Speicherladekreises im Keller des Gebäudes gepumpt. Der Speicher hat ein Volumen von 20.000 Litern und ist im Freien neben dem Gebäude aufgestellt.

Aus den Speichern wird die solare Wärme im Sommer über einen Heizungsverteiler zu den Kältemaschinen gepumpt. Im Winter wird die Wärme über denselben Verteiler in das Heizungsnetz des Gebäudes eingespeist. Die beiden einstufigen Absorptions-Kältemaschinen vom Typ York International/Mitsubishi Typ ES-IA 2 MW werden mit dem Stoffpaar Wasser-Lithiumbromid betrieben und weisen jeweils 340 kW Kälteleistung im Nennbetrieb (Heiztemperatur 99 °C, Rückkühltemperatur 27 °C) auf. Die Kältemaschinen wurden bereits vor Inbetriebnahme der Solaranlage mit der Abwärme eines Blockheizkraftwerks (BHKW) und Wärme von zwei Gaskesseln betrieben. Das Erdgas-BHKW vom Hersteller MAN Typ E 2842 DE mit Lambda-Sonde hat eine Wärmeleistung von 315 kW bei einer maximalen Vorlauftemperatur von 100°C und eine elektrische Leistung von 194 kW. Mit der erzeugten Kälte werden Büroräume, Callcenter und Serverräume auf dem Betriebsgelände gekühlt. Seit Inbetriebnahme der Solaranlage liefern die Kollektoren als dritte Wärmequelle einen Teil der Antriebswärme für die Absorptionskälteanlage. Hierdurch wird der Primärenergie-Einsatz reduziert und die Energiekosten gesenkt.

Eine Besonderheit dieses Systems stellt der Notkühler dar, der in den Kollektorkreis integriert ist. Bei drohender Stagnation wegen zu geringer Wärmeabnahme wird die Solarwärme über den Notkühler abgeführt und damit eine hohe thermische Belastung des Kollektorfluids weitgehend vermieden. Eine weitere Besonderheit der Anlage ist der thermische Frostschutz. Bei Frostgefahr pumpt die Anlage zeitweise warmes Wasser aus dem Pufferspeicher durch die Rohrleitungen im Freien um diese vor dem Einfrieren zu bewahren. Die Leitungen im Kollektorkreis sind hiervon allerdings explizit ausgenommen, da dort der Frostschutz chemisch durch ein Glykol/Wasser-Gemisch garantiert wird.

Bei einer Absorptionskältemaschine wird zur Kälteerzeugung wie bei einer Kompressionsmaschine im Verdampfer Flüssigkeit (hier Wasser) verdampft und die dafür benötigte Verdampfungsenthalpie dem Kaltwasserkreislauf entzogen und somit gekühlt.

Damit das Wasser schon bei niedrigen Temperaturen in ausreichender Menge in die Gasphase übergeht, wird im Verdampfer der Kältemaschine ein starker Unterdruck erzeugt. Das verdampfte Kältemittel wird vom Absorptionsmittel (konzentrierte LiBr-Lösung) im Absorber aufgenommen. Die nun verdünnte Lösung wird nun in den Austreiber gepumpt und über einen Wärmetauscher durch die konzentrierte LiBr-Lösung aus dem Austreiber vorgewärmt. Im Austreiber wird die verdünnte Lösung weiter erhitzt und das zuvor aufgenommene Wasser verdampft. Über die Rückkühlung wird das ausgetriebene Wasser kondensiert und dem Kältemittelkreislauf wieder zugeführt wo es im Verdampfer dann erneut verdunstet werden kann.

Hauptgründe für die Auswahl der solar unterstützten Klimatisierung Rottweil für Solarthermie2000plus waren:

- Mehrjährige gute Betriebserfahrung mit den Absorptionskältemaschinen
- Gute Demonstrationswirkung.
- Hohes CO₂-Einsparpotential
- Kombination BHKW mit Solarthermie zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung



Bild 3.1: Kollektorfeld der solaren Klimatisierungsanlage Rottweil auf dem Werkstattgebäude. Rechts unten ist der Notkühler zu sehen.



Bild 3.2 Solar-Pufferspeicher links und Detailansicht Kollektorfeld der solare Klimatisierungsanlage Rottweil rechts

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil



Bild 3.3 Links: Wärmeübertrager zwischen Kollektorkreis und Speicherladekreis.
Rechts: Absorptionskältemaschine

Bei der Solaren Klimatisierung Rottweil wurde die Anzeigetafel in Form eines Monitors im Kantinebereich aufgehängt. An jeder ST2000plus-Solaranlage wird zu Demonstrations- und Werbezwecken eine Anzeigetafel angebracht. Auf dieser Anzeigetafel sind ein vereinfachtes Solaranlagen-Funktionsschema und einige Momentanwerte wie z. B. Temperaturen, Einstrahlung und Solarertragsleistung dargestellt. In Rottweil werden die aktuellen Messdaten in der in Abb. 3.4 gezeigten Grafik präsentiert.

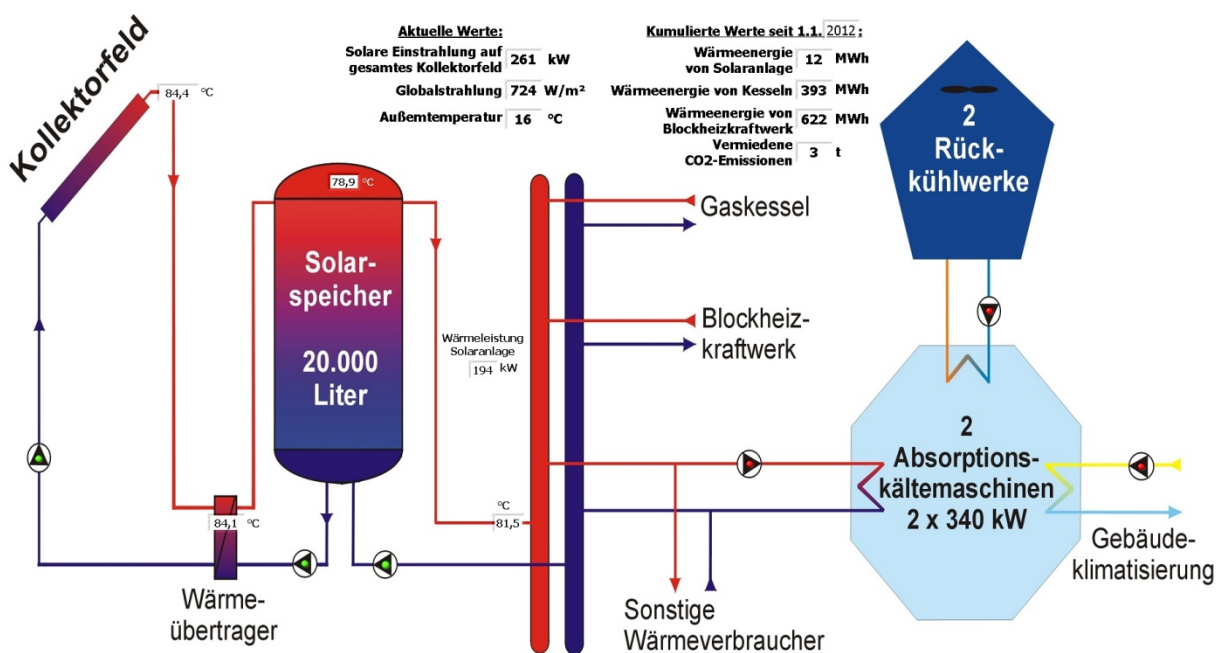


Bild 3.4 Anzeigebild des Monitors im Kantinebereich der solaren Klimatisierung Rottweil

3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur solaren Klimatisierung sind der tatsächliche Wärmeverbrauch der Kältemaschinen und das Verbrauchsprofil, d.h. der zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unum-

gänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Verbrauchsprofil zu erstellen. Dieses Verbrauchsprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm. Im vorliegenden Fall lagen aufgrund des zum Planungsstart mehrjährigen Betriebs und der Erfassung von Messdaten über die Gebäudeleittechnik umfangreiche Verbrauchsdaten vor, um über eine Computersimulation den solaren Ertrag abschätzen zu können. Tatsächlich ist der Wärmebedarf der Kältemaschinen und des Heizungsnetzes so hoch, dass davon ausgegangen werden konnte, dass die gesamte Wärme der Solaranlage jederzeit vom Heizungssystem abgenommen wird. Deshalb war für die Auslegung des 503 m² großen Kollektorfeldes die zur Verfügung stehende Dachfläche der begrenzende Faktor. Für die Auslegung des 20 m³ großen Solarspeichers war ebenfalls die Annahme der ständigen Wärmeabnahme ausschlaggebend. Durch Variation des Speichervolumens im Simulationsprogramm wurde die optimale Größe ermittelt.

3.3 Ablauf der Ausschreibung

Anfang 2010 erfolgte die Aufforderung zur Abgabe eines Angebots für die Solaranlage an vier Firmen für jeweils vier verschiedene Kollektortypen.

Die Planung der Solaranlage erfolgte durch das Ingenieurbüro Friedlin in Puchheim. Von der Hochschule Offenburg wurde die Messtechnik incl. Datenerfassung geplant und das Messtechnik-LV erstellt.

Bis Ende April gingen vier Angebote für die Solaranlage für je vier Varianten ein.

Die Firma Böhme in Herrnhut erhielt den Zuschlag für die Solaranlage für das Angebot über 404.000,- € netto mit Kollektoren der Fa. S-Power. Zusätzlich wurde die Kollektoraufständerung und die Ertüchtigung des Gebäudes an die Fa. Allianz Handwerker Services für 96.547,- € vergeben.

Tab. 3.1 Zeitlicher Ablauf des Projekts ab Ausschreibung:

Aufforderung zur Angebotsabgabe:	01.2010
Angebotsschluss:	30.04.2010
Auftragsvergabe:	09.2010
Beginn der Installation:	10.2010
Inbetriebnahme Solaranlage	04.2011
Inbetriebnahme der Messtechnik:	05.2011
Beginn Intensivmessjahr:	01.06.2011

4 Beschreibung der technischen Systeme

4.1 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems

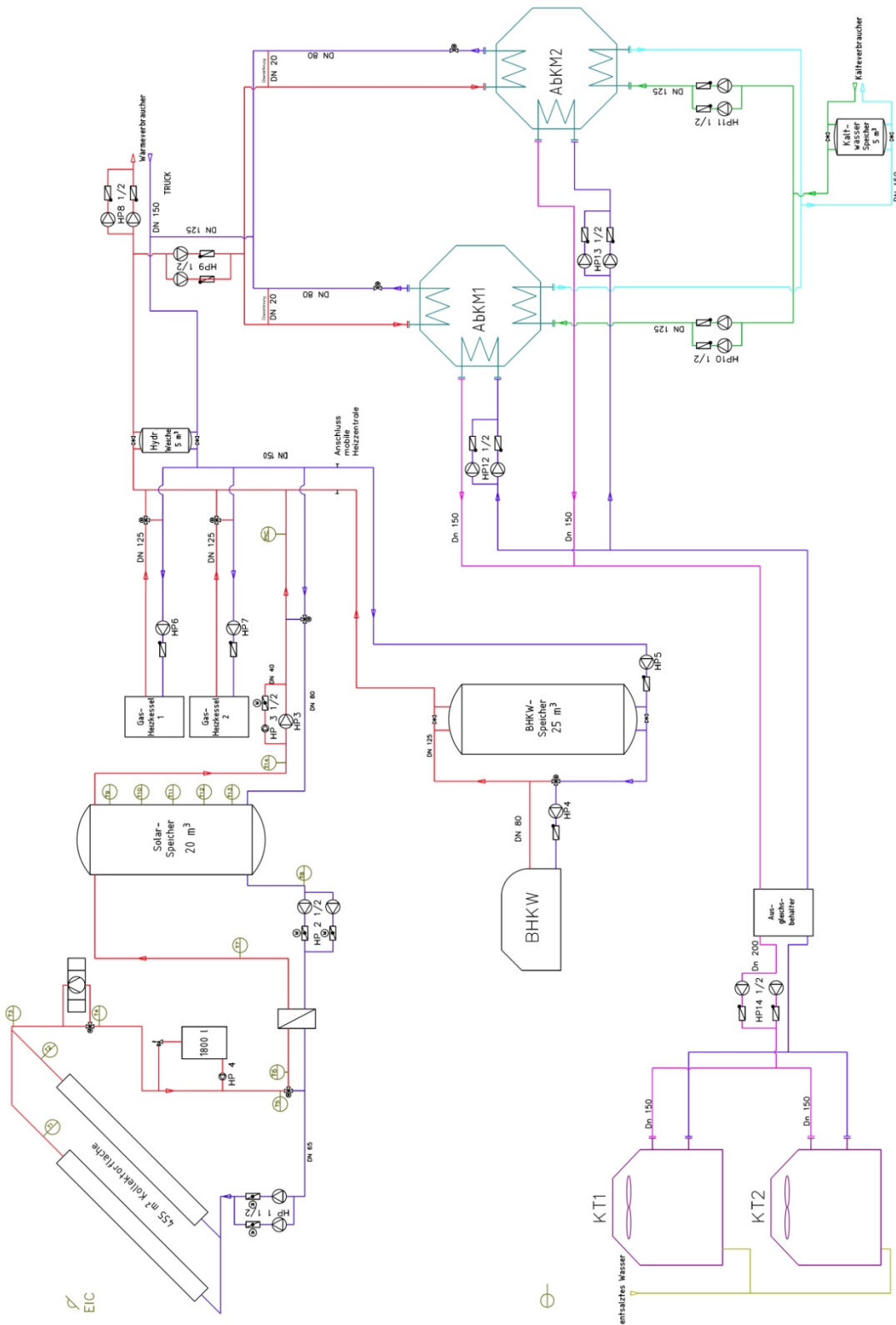


Bild 4.1 Prinzipialschaltbild der solaren Klimatisierung Rottweil mit Regelfühlern.

Beladeregulung

Die Regelung der Solaranlage ist über die vorhandene Gebäudeleittechnik (GLT) realisiert.

Die Kollektorkreisumpen werden über die solare Einstrahlung gestartet. Die Pumpen sind außerdem drehzahlregelt, um über den Volumenstrom eine bestimmte Temperatur im Kollektorvorlauf konstant zu halten. Der Volumenstrom der durch den Wärmeübertrager geführt wird, kann außerdem über ein Bypassventil geregelt werden.

Es wird zwischen Sommer- und Winterbetrieb unterschieden. Der Winterbetrieb ist immer dann aktiv, wenn die Absorptionskältemaschinen keine Wärme benötigen. Dies ist der Fall, wenn die Außentemperatur unter 22 °C liegt.

Eine der beiden parallelen Kollektorpumpen HP1/1 und HP1/2 schaltet ein bzw. aus wenn folgende Voraussetzungen erfüllt sind:

Die Kollektorpumpe schaltet ein,

wenn:

$$EIC > 300 \text{ W/m}^2$$

Die Kollektorpumpe schaltet aus,

wenn:

$$EIC < 250 \text{ W/m}^2$$

Die Drehzahl der Pumpen im Kollektorkreis wird am Temperaturfühler T5 auf eine Solltemperatur T_{soll} von 100 °C bei Sommerbetrieb und 85 °C bei Winterbetrieb geregelt. Wird eine um 7 K höhere Temperatur als im Solarspeicher unten erreicht öffnet sich das Bypassventil und es wird weiter per Drehzahlregelung der Pumpe versucht die Solltemperatur zu halten. Das Bypassventil öffnet mindestens so weit, dass 2/3 des Volumenstroms zum Wärmeübertrager gelangen. Kann die Solltemperatur auch beim minimalen Volumenstrom nicht erreicht werden, schaltet das Ventil so lange 100 % auf Bypass bis sich die Temperatur wieder erhöht hat.

Das Bypassventil öffnet den Weg zum Wärmeübertrager,

wenn:

$$T5 > T13 + 7 \text{ K}$$

Das Bypassventil öffnet weiter zum Wärmeübertrager,

wenn:

$$T5 > T_{\text{soll}}$$

Die Kollektorpumpe erhöht die Drehzahl,

wenn:

$$T5 > T_{\text{soll}}$$

Das Bypassventil schließt bis minimal 2/3 Öffnung zum Wärmeübertrager,

wenn:

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

$$T_5 < T_{\text{soll}}$$

Das Bypassventil schließt den Weg zum Wärmeübertrager komplett,

wenn:

$$T_5 < T_{13} + 7 \text{ K}$$

und:

Bypassventil zu 2/3 zum Wärmeübertrager geöffnet

dann:

Das Bypassventil öffnet den Weg zum Wärmeübertrager ,

wenn:

$$T_5 > T_{\text{soll}}$$

Eine der beiden sekundärseitigen Speicherbeladepumpen HP 1/2 und HP 2/2 schalten ein, sobald das Bypassventil den Weg zum Wärmeübertrager frei gibt. Diese Pumpen sind ebenfalls drehzahl geregelt.

Die Speicherladepumpe schaltet ein,

wenn:

Bypassventil öffnet Weg zum Wärmeübertrager.

Die Speicherladepumpe erhöht die Drehzahl

wenn:

$$T_5 > T_{\text{soll}}$$

Die Speicherladepumpe reduziert die Drehzahl

wenn:

$$T_5 < T_{\text{soll}}$$

Die Speicherladepumpe schaltet aus,

wenn:

Bypassventil schließt Weg zum Wärmeübertrager komplett.

Entladeregulung

Die Speicherentladung wird über zwei unterschiedlich großen Pumpen realisiert. Die kleine Pumpe HP3/2 ist immer parallel zur Kollektorpumpe in Betrieb, wird aber ausgeschaltet sobald die große Pumpe HP 3/1 in Betrieb geht. Die kleine Pumpe HP 3/2 soll die lange, im freien verlegte Speicherentladeleitung warm halten. Solange die kleine Pumpe in Betrieb ist, bleibt der Bypass kurz vor der Einspeisestelle ins konventionelle System in Bypassstellung, erst bei Betrieb der großen Pumpe wird die Einspeisung ermöglicht. Die große Pumpe HP 3/1 ist für die eigentliche Speicherentladung zuständig und wird eingeschaltet sobald die Solltemperatur im Speicher erreicht ist. Die Drehzahl der Pumpe wird auf die Solltemperatur von 97 °C (Sommerbetrieb) bzw. 82 °C (Winterbetrieb) geregelt.

Die kleine Speicherentladepumpe HP 3/2 schaltet ein,

wenn:

$EIC > 300 \text{ W/m}^2$

und:

die Einschaltbedingungen für HP 3/1 nicht erfüllt sind

Die kleine Speicherentladepumpe HP 3/2 schaltet aus,

wenn:

$EIC < 250 \text{ W/m}^2$

oder:

Einschaltbedingungen für HP3/1 sind gegeben.

Die große Speicherentladepumpe HP 3/1 schaltet ein und das Bypassventil im Speicherentladekreis schließt den Bypass,

wenn:

$T_9 > T_{\text{soll}}$

Die große Speicherentladepumpe HP 3/1 schaltet aus und das Bypassventil im Speicherentladekreis öffnet den Bypass,

wenn:

$T_9 < 92 \text{ °C}$ (Sommerbetrieb) bzw. $T_9 > 77 \text{ °C}$ (Winterbetrieb)

Die Kollektorpumpe erhöht die Drehzahl,

wenn:

$T_5 > T_{\text{soll}}$

Die Kollektorpumpe reduziert die Drehzahl,

wenn:

$T_5 < T_{\text{soll}}$

Überhitzungsschutz

Zur Vermeidung von Überhitzungen im Kollektorkreis und der damit verbundenen Schädigung des Frostschutzmittels wurde ein Notkühler im Kollektorkreis integriert. Dieser leitet ab 104 °C einen Temperaturabhängigen Teilstrom des Kollektorfluids zum Notkühler. Steigt die Temperatur trotz Notkühler weiter an, wird die Kollektorpumpe bei 120 °C abgeschaltet.

Das Dreiwegeventil am Notkühler leitet einen Teilstrom des Kollektorfluids zum Notkühler und erhöht diesen bei steigender bzw. reduziert ihn bei sinkender Temperatur,

wenn:

$T_4 > 104 \text{ °C}$

Das Dreiwegeventil am Notkühler schließt den Weg zum Notkühler,

wenn:

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

$T_4 < 100 \text{ °C}$

Frostschutzregelung

Zum Schutz des Wärmeübertragers bei Außentemperaturen unter dem Gefrierpunkt, wird über das Bypassventil im Kollektorkreis kurz vor dem Wärmeübertrager der Volumenstrom zum Wärmeübertrager erst freigegeben, wenn das Kollektorfluid wärmer als 5 °C ist.

Weg zum Wärmeübertrager im Kollektorkreis wird freigegeben,

wenn:

$T_5 > 5 \text{ K}$

Weg zum Wärmeübertrager im Kollektorkreis wird gesperrt,

wenn:

$T_5 < 5 \text{ K}$

Der Solarspeicher ist nebst einigen peripheren, mit Wasser gefüllten Leitungen im Freien aufgestellt. Zur Verhinderung des Einfrierens dieser Leitungen wird bei Frostgefahr (Außentemperatur $< 5 \text{ °C}$) Wasser aus dem Speicher in diese Rohre gepumpt.

Die Frostschutzschaltung wird freigegeben,

wenn:

$T_{\text{außen}} < 5 \text{ °C}$

Eine der Pumpen HP 2/x wird eingeschaltet,

wenn:

$T_7 \text{ oder } T_6 \text{ oder } T_9 < 6 \text{ °C}$

Die Pumpe wird wieder ausgeschaltet,

wenn:

$T_9 > 10 \text{ °C}$

Zur Sicherstellung der Aussagekraft der Temperaturmessungen wird die Pumpe bei Frostschutzbetrieb stündlich gestartet.

Die Pumpe HP 3/2 wird eingeschaltet,

wenn:

T_{14} oder $T_{13} < 6 \text{ °C}$

Die Pumpe wird wieder ausgeschaltet,

wenn:

$T_{13} > 10 \text{ °C}$

Zur Sicherstellung der Aussagekraft der Temperaturmessungen wird die Pumpe bei Frostschutzbetrieb stündlich gestartet.

Die Freigabe der Frostschutzschaltung wird gelöscht,

wenn:

$T_{\text{außen}} > 5 \text{ °C}$

5 Messtechnik

5.1 Messstellen im Solarsystem

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden ca. jede Sekunde vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert. Kürzere Speicherintervalle sind möglich und werden zur Kontrolle des dynamischen Anlagenverhaltens über begrenzte Zeiträume durchgeführt (z. B. im Probebetrieb nach Fertigstellung der Anlage). Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Speicherintervalls aufgezeichnet. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z. B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

Bild 5.1 sowie Tab. 5.1 und Tab. 5.2 zeigen eine Übersicht der erfassten Messgrößen an der Solar unterstützten Klimatisierung der Telekom in Rottweil.

Tab. 5.1 Vom Datenlogger erfasste Messgrößen der Solaranlage Rottweil

Solare Einstrahlungsleistung (W/m ²)		
E11	spezifische Strahlungsleistung in Kollektorebene	
E12	spezifische Strahlungsleistung horizontal	
Volumenströme (m³/h)		
VKT	Volumenstrom Kollektorkreis	
VSP	Volumenstrom Speicherladekreis	
VSV	Volumenstrom Speicherentladekreis	
VNH1	Volumenstrom Nachheizkreis 1	
VNH2	Volumenstrom Nachheizkreis 2	
VBHKW	Volumenstrom Blockheizkraftwerk	
VHEIZ	Volumenstrom vom Verteiler an alle Verbraucher	
VKH1	Volumenstrom Heizkreis Kältemaschine 1	
VKH2	Volumenstrom Heizkreis Kältemaschine 2	
VRK	Volumenstrom Rückkühlung Kältemaschinen	
VK1	Volumenstrom Kaltwasser von Kältemaschine 1	
VK2	Volumenstrom Kaltwasser von Kältemaschine 2	
Betriebsstunden (h)		
5 Pumpen		
HP1/1	Betriebsstunden Pumpe P1/1 Kollektorkreis	
HP1/2	Betriebsstunden Pumpe P1/2 Kollektorkreis	
HP2/1	Betriebsstunden Pumpe P2/1 Entladekreis Pufferspeicher	
HP2/2	Betriebsstunden Pumpe P2/2 Entladekreis Pufferspeicher	
HP3/1	Betriebsstunden Pumpe P3/1 Entladekreis Pufferspeicher	
HP3/2	Betriebsstunden Pumpe P3/2 Entladekreis Pufferspeicher (Warmhaltekreis)	
Elektrische Leistung (kW)		
PSTS	Elektrische Leist. Solarsyst. (P1 1/2, P2 1/2, P3, P4, V1, Solarregler, Notkühler)	
PSTKM	Elektrische Leistung beide Kältemaschinen	
PSTKH	Elektrische Leistung Pumpen Antriebswärme beide AbKM (P9 1/2)	
PSTK1	Elektrische Leistung Pumpen Kaltwasser AbKM 1 (P10 1/2)	
PSTK2	Elektrische Leistung Pumpen Kaltwasser AbKM 2 (P11	

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

	1/2)	
PSTRK1	Elektrische Leistung Pumpen Rückkühlung AbKM 1 (P12 1/2)	
PSTRK2	Elektrische Leistung Pumpen Rückkühlung AbKM 2 (P13 1/2)	
PSTRK3	Elektrische Leistung Pumpen Kühltürme (P14 1/2)	
PSTKT	Elektrische Leistung Ventilatoren Kühlturm 1 & 2	
Temperaturen (°C)		
TA1	Temperatur Außenluft	
TKOL1	Temperatur Kollektorfeld Austritt1	
TKOL2	Temperatur Kollektorfeld Austritt2	
TNOT1	Temperatur vor Notkühler	
TNOT2	Temperatur nach Notkühler	
TKT1	Temperatur Kollektorkreis warm	
TKT2	Temperatur Kollektorkreis kalt	
TSP1	Temperatur Speicherladekreis warm	
TSP2	Temperatur Speicherladekreis kalt	
TSV1	Temperatur Speicherentladekreis warm	
TSV2	Temperatur Speicherentladekreis kalt	
TNH11	Temperatur Nachheizung 1 warm	
TNH12	Temperatur Nachheizung 1 kalt	
TNH21	Temperatur Nachheizung 2 warm	
TNH22	Temperatur Nachheizung 2 kalt	
TBHKW1	Temperatur Blockheizkraftwerk warm	
TBHKW2	Temperatur Blockheizkraftwerk kalt	
THEIZ1	Temperatur vom Verteiler an alle Verbraucher warm	
THEIZ2	Temperatur vom Verteiler an alle Verbraucher kalt	
TKH11	Temperatur Kältemaschinenheizkreis1 warm	
TKH12	Temperatur Kältemaschinenheizkreis1 kalt	
TKH21	Temperatur Kältemaschinenheizkreis2 warm	
TKH22	Temperatur Kältemaschinenheizkreis2 kalt	
TRK1	Temperatur Rückkühlung Kältemaschinen warm	
TRK2	Temperatur Rückkühlung Kältemaschinen kalt	
TK11	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 1 warm	
TK12	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 1 kalt	
TK21	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 2 warm	
TK22	Temperatur Kaltwasser von Kältemaschine 2 kalt	
TPSS1	Temperatur solar Pufferspeicher oben	
TPSS2	Temperatur solar Pufferspeicher oberhalb Mitte	
TPSS3	Temperatur solar Pufferspeicher Mitte	

TPSS4	Temperatur solar Pufferspeicher unterhalb Mitte	
TPSS5	Temperatur solar Pufferspeicher unten	
TPSBO	Temperatur BHKW Pufferspeicher oben	
TPSKU	Temperatur Kaltwasserspeicher unten	
TRÜCK	Rücklauftemperatur andere Verbraucher	
TRAUMSOL	Raumtemperatur beim Datenlogger bei der Solaranlage	
TRAUMHEIZ	Raumtemperatur beim Datenlogger in der Heizzentrale	
TRAUMAbKM	Raumtemperatur beim Datenlogger in der Kältezentrale	
Druck (bar_v)		
pKOL	Systemdruck in Kollektorkreis (beim Wärmetauscher)	

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet (Tabelle 5.2).

Tab. 5.2 Im Datenlogger berechnete Kenngrößen der Solaranlage Esslingen

Volumenströme (m ³ /h)		
		berechnet aus:
VNH	Volumenstrom beider Nachheizkreise	(VNH1; VNH2)
VNB	Volumenstrom Nachheizung und Blockheizkraftwerk	(VNH1; VNH2; VBHKW)
VKH	Volumenstrom Heizkreis beider Kältemaschinen	(VKH1; VKH2)
VK	Volumenstrom Kaltwasser beider Kältemaschinen	(VK1; VK2)
Elektrische Leistungen (kW)		
PSTKges	Elektrische Leistung Kälteerzeugung gesamt	
Wärmeleistungen (kW)		
		berechnet aus:
EIK	Strahlungsleistung auf Kollektorfeld	(E1; m ²)
PNOT	Abgeführte Wärmeleistung über Notkühler	(VKT; TNOT1; TNOT2)
PKT	Wärmeleistung Kollektorkreis minus Verlustleistung	(VKT; TKT1; TKT2)
PKTH	Wärmeleistung Kollektorkreis an System	(VKT; TKT1; TKT2)
PKTF	negative Wärmeleistung Kollektorkreis (Verluste)	(VKT; TKT2; TKT1)
PSP	Wärmeleistung Speicherladekreis minus Verlustleistung	(VSP; TSP1; TSP2)
PSPH	Wärmeleistung Speicherladekreis an Speicher	(VSP; TSP1; TSP2)
PSPF	negative Wärmeleistung Speicherladekreis (Verluste)	(VSP; TSP2; TSP1)
PSV	Wärmeleistung Solarsystem/Heizsystem minus Verlustleistung	(VSV; TSV1; TSV2)

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

PSVH	Wärmeleistung Solarsystem/Heizsystem	(VSV; TSV1; TSV2)
PSVF	Wärmeleistung Heizsystem an Solarsystem	(VSV; TSV2; TSV1)
PNH1	Wärmeleistung Nachheizung Heizkessel 1	(VNH1; TNH11; TNH12)
PNH2	Wärmeleistung Nachheizung Heizkessel 2	(VNH2; TNH21; TNH22)
PNH	Wärmeleistung Nachheizung beide Heizkessel	(PNH1; PNH2)
PBHKW	Wärmeleistung Blockheizkraftwerk	(VBHKW; TBHKW1; TBHKW2)
PNB	Wärmeleistung Nachheizung und Blockheizkraftwerk	(PNH1; PNH2; PBHKW)
PERZ	Wärmeleistung aller Wärmeerzeuger am Verteiler	(PNH1; PNH2; PBHKW; PSV)
PHEIZ	Wärmeleistung vom Verteiler an alle Verbraucher	(VHEIZ; THEIZ1; THEIZ2)
PKH1	Wärmeleistung Heizkreis Kältemaschine 1	(VKH; TKH1; TKH2)
PKH2	Wärmeleistung Heizkreis Kältemaschine 2	(VKH; TKH1; TKH2)
PKH	Wärmeleistung Heizkreis beider Kältemaschinen	(VKH; TKH1; TKH2)
PRK	Kälteleistung Rückkühlung beider Kältemaschinen	(VRK; TRK1; TRK2)
PK1	Kälteleistung Kaltwasser Kältemaschine 1	(VK; TK1; TK2)
PK2	Kälteleistung Kaltwasser Kältemaschine 2	(VK; TK1; TK2)
PK	Kälteleistung Kaltwasser beider Kältemaschinen	(VK; TK1; TK2)
Energien (kWh)		
EITK	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld	
QNOT	Abgeführte Wärmeenergie über Notkühler	
QKT	Bilanz Energie Kollektorkreis (Primärkreis)	
QKTH	Energie von Kollektorkreis (Primärkreis)	
QKTF	Energie an Kollektorkreis für Frostschutz (Primärkreis)	
QSP	Bilanz Energie Kollektorkreis (Sekundärkreis)	
QSPH	Energie von Kollektorkreis (Sekundärkreis)	
QSPF	Energie an Kollektorkreis für Frostschutz (Sekundärkreis)	
QSV	Bilanz Energie Solarspeicher/Hauptverteiler	
QSVH	Energie von Solarspeicher an Hauptverteiler	
QSVF	Energie an Solarspeicher von Hauptverteiler	

QNH1	Energie Nachheizung Heizkessel 1	
QNH2	Energie Nachheizung Heizkessel 2	
QNH	Energie Nachheizung beide Heizkessel	
QBHKW	Energie Blockheizkraftwerk	
QNB	Energie Nachheizung und Blockheizkraftwerk	
QERZ	Energie aller Wärmeerzeuger am Verteiler	
QHEIZ	Energie vom Verteiler an alle Verbraucher	
QKH1	Energie Heizkreis Kältemaschine 1	
QKH2	Energie Heizkreis Kältemaschine 2	
QKH	Energie Heizkreis beider Kältemaschinen	
QRK	Energie Rückkühlung beider Kältemaschinen	
QK1	Energie Kaltwasser Kältemaschine 1	
QK2	Energie Kaltwasser Kältemaschine 2	
QK	Energie Kaltwasser beider Kältemaschinen	
NSTS	Strombedarf Solarsystem (P1 1/2, P2 1/2, P3, P4, V1, Solarregler, Notkühler)	
NSTKM	Strombedarf beide Kältemaschinen	
NSTKH	Strombedarf Pumpen Antriebswärme beide AbKM (P9 1/2)	
NSTK1	Strombedarf Pumpen Kaltwasser AbKM 1 (P10 1/2)	
NSTK2	Strombedarf Pumpen Kaltwasser AbKM 2 (P11 1/2)	
NSTRK1	Strombedarf Pumpen Rückkühlung AbKM 1 (P12 1/2)	
NSTRK2	Strombedarf Pumpen Rückkühlung AbKM 2 (P13 1/2)	
NSTRK3	Strombedarf Pumpen Kühltürme (P14 1/2)	
NSTKT	Strombedarf Ventilatoren Kühlturm 1 & 2	
NSTKges	Strombedarf Kälteerzeugung gesamt	
Temperaturdifferenzen		
Delta TKOL	Temperaturdifferenz zwischen TKOL1 und TKOL2	
Delta TNOT	Temperaturdifferenz zwischen TNOT1 und TNOT2	
Delta TKT	Temperaturdifferenz zwischen TKT1 und TKT2	
Delta TSP	Temperaturdifferenz zwischen TSP1 und TSP2	
Delta TSV	Temperaturdifferenz zwischen TSV1 und TSV2	
Delta TNH1	Temperaturdifferenz zwischen TNH11 und TNH12	
Delta TNH2	Temperaturdifferenz zwischen TNH21 und TNH22	
Delta TBHKW	Temperaturdifferenz zwischen TBHKW1 und TBHKW2	
Delta THEIZ	Temperaturdifferenz zwischen THEIZ1 und THEIZ2	
Delta TKH1	Temperaturdifferenz zwischen TKH11 und TKH12	
Delta TKH2	Temperaturdifferenz zwischen TKH21 und TKH22	
Delta TRK	Temperaturdifferenz zwischen TRK1 und TRK2	
Delta TK1	Temperaturdifferenz zwischen TK11 und TK12	

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

Delta TK2	Temperaturdifferenz zwischen TK21 und TK12	
TKT1_m-TSP1_m	Temperaturdifferenz am Wärmetauscher zwischen Primär- und Sekundärseite jeweils warmer Anschluss	
TKT2_m-TSP2_m	Temperaturdifferenz am Wärmetauscher zwischen Primär- und Sekundärseite jeweils kalter Anschluss	
Sonstige		
CO ₂ -Reduzierung:	[Erdgas: 0,220 kg CO ₂ /kWh	QSV x 0,000220 t

Definition der Kennzahlen des Solarsystems und der Kälteanlage

Die wichtigsten Kennzahlen des Solarsystems sind wie folgt definiert:

Systemnutzungsgrad brutto (g_{SB}) und netto (g_{SN})

$$g_{SB} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV}{EITK} \times 100 \%$$

$$g_{SN} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{elektr. Energie}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV - NSTS}{EITK} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil brutto ($d_{NE,B}$) und netto ($d_{NE,N}$) an der Gesamtnutzenergie

$$d_{NE,B} = \frac{\text{Solarenergie von Pufferspeicher}}{\text{Gesamtenergie eingespeist in Heizungsnetz}} =$$

$$= \frac{QSOL}{QSOL + QBHKW + QNH} \times 100 \%$$

$$d_{NE,N} = \frac{\text{Solarenergie von Pufferspeicher} - \text{elektr. Energie Solar}}{\text{Gesamtenergie}} =$$

$$= \frac{QSOL - NSTS}{QSOL + QBHKW + QNH} \times 100 \%$$

Arbeitszahl des Solarsystems (A)

$$A = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Elektrische Energie des Solarsystems}} = \frac{QSP}{NSTS}$$

Energy Efficiency Ratio der Adsorptionskältemaschinen

$$EER_{\text{therm}} = \frac{\text{Nutzkälte AdKMs}}{\text{Antriebswärme AdKMs}} = \frac{QK}{QKH}$$

6 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und Mängel festzustellen.

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

i. Hohe Speicherverluste

Es zeigten sich relativ hohe Wärmeverluste im Solarspeicher und der an ihm angeschlossenen Rohrleitung (Bild 6.1). Die Rohrleitung zwischen Speicher und der Schnittstelle zum Heizungsnetz mussten über eine längere Strecke (einfache Strecke ca. 100 m) im Freien verlegt werden. Der Speicher selbst wurde auch in Freien aufgestellt. Dementsprechend liegt es nahe, dass ein großer Teil der Wärmeverluste trotz guter Wärmedämmung an diesen Rohren entsteht. Die Zirkulation in diesem Kreislauf wird durch zwei unterschiedlich große Pumpen gewährleistet.

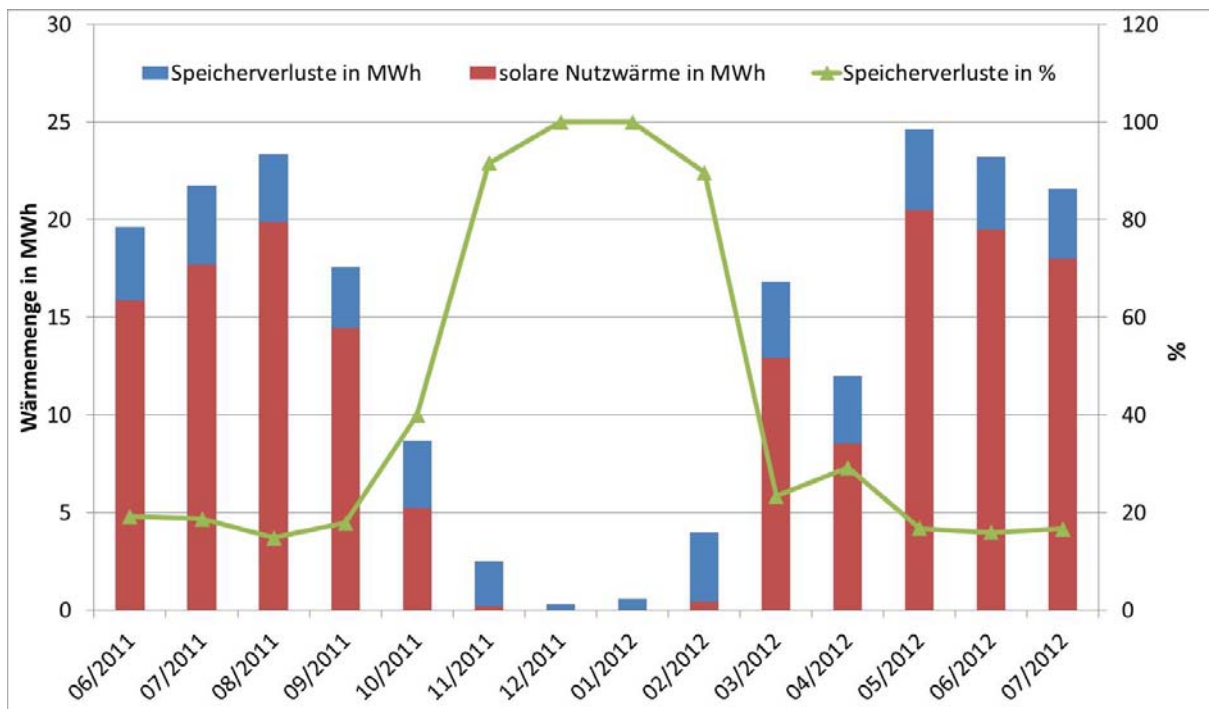


Bild 6.1 Monatliche Speicherverluste der solaren Klimatisierung Rottweil

Die kleinere Pumpe geht immer parallel zur Kollektorkreispumpe in Betrieb um die lange Rohrleitung über einen Bypass bis zur Einspeisestelle warm zu halten. Dadurch ist diese Pumpe deutlich

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

länger in Betrieb als Wärme ins Heizungsnetz eingespeist wird (Bild 6.2). Die Pumpe geht unabhängig von Speichertemperatur und Wärmebedarf ab einer Einstrahlung von 350 W/m^2 in Betrieb.

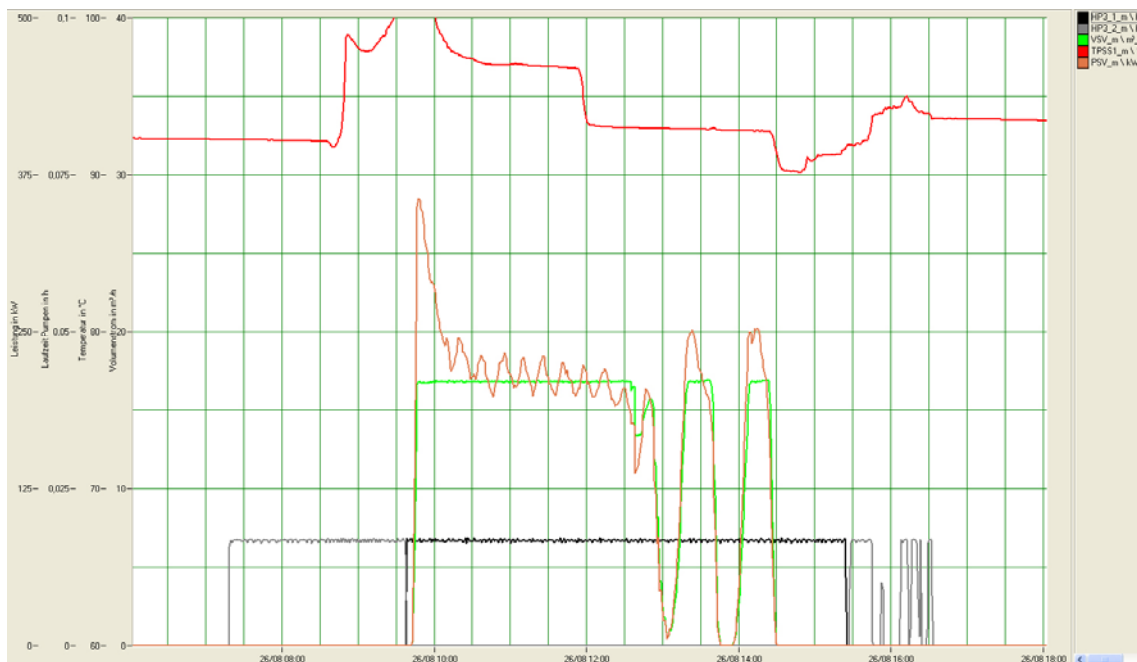


Bild 6.2 Darstellung der Betriebszeiten der Speicherentladepumpen HP3/1 (groß) und HP3/2 (klein), des Speicherentladevolumenstroms VSV, der wie die Speicherentladeleistung (PSV) nur dann erfasst wird, wenn der Bypass zum Heizungssystem geöffnet ist. Es zeigt sich, dass die Pumpen morgens und abends jeweils ca. zwei Stunden ohne Wärmeabgabe die Rohrleitungen warm halten.

Zur Reduzierung der Speicherverluste wird die Regelung geändert, sodass die kleine Pumpe nicht mehr in Abhängigkeit von der Einstrahlung geregelt wird. Zukünftig soll die Speichertemperatur und der Wärmebedarf im Heizungsnetz als Regelkriterien für den Betrieb der beiden Pumpen dienen. Bei Erreichen einer Mindesttemperatur von 95°C im Speicher oben und Mitte soll die Pumpe in Betrieb gehen. Der Bypass soll erst nach einer festgelegten Zeitspanne den Weg zum Heizungsnetz freigeben. Die Zeitspanne ist so zu bemessen, dass nach Ablauf heißes Wasser am Bypassventil angekommen ist und das Einströmen kalten Wassers in das Heizungssystem weitgehend vermieden wird. Durch diese Regeländerung werden die Rohre nicht mehr so lange mit heißem Wasser warm gehalten, sodass eine Reduzierung der Wärmeverluste erwartet wird. Außerdem wird eine Reduzierung des Stromverbrauchs und damit eine Erhöhung der Arbeitszahl erwartet.

Neben den beschriebenen Verlusten aufgrund der Regelstrategie fallen außerdem noch Verluste für die Frostschutzschaltung an, mit deren Hilfe die im Freien befindlichen, mit Wasser gefüllten Rohre eisfrei gehalten werden. Bei weniger als 5°C Außentemperatur wird in regelmäßigen Abständen die Pumpe für eine halbe Stunde gestartet um bereits abgekühltes Wasser in den Rohren durch wärmeres Wasser aus dem Speicher zu ersetzen.

Hier wäre sicher sinnvoll die Temperaturen im / am Rohr an kritischen Stellen zu überwachen um dadurch die Pumpe seltener und kürzer in Betrieb nehmen zu müssen und ein unnötiges Beheizen der Rohre zu vermeiden.

ii. Direktanbindung Wärmeverbraucher mit niedrigerem Temperaturniveau

Da wie in Tab. 2 dargestellt in den Wintermonaten November bis Februar den Speichern wegen zu niedriger Temperatur keine Wärme entnommen werden konnte, wurde auf dem Betriebsgelände nochmals nach Wärmeverbrauchern gesucht, die Wärme auf niedrigem Temperaturniveau benötigen. Hier bieten sich die Trinkwassererwärmung der Kantine sowie verschiedene Lüftungsanlagen an, die räumlich nahe bei der Solaranlage installiert sind. Die Anbindung der Trinkwassererwärmungsanlage würde nach dem Prinzip der im Projekt Solarthermie-2000 entwickelten und in zahlreichen Anlagen erprobten und untersuchten Prinzip der Trinkwasservorwärmung realisiert. Die Lüftungsanlage würde in ähnlicher Weise mit der Solarwärme zur Vorwärmung angebunden.

Durch diese Maßnahme kann die auf niedrigem Temperaturniveau eingespeiste Solarwärme genutzt werden. Außerdem wird durch die dadurch reduzierte Speichertemperatur eine häufigere Einspeisung durch die Solaranlage ermöglicht und damit der solare Ertrag erhöht. Die Verluste werden durch die niedrigere Temperatur ebenfalls geringer ausfallen. Bisher lagen die Speichertemperaturen immer bei über 30°C, obwohl in Frostperioden Wärme für den Frostschutz entnommen und keine Wärme außer der Solarwärme eingespeist wurde.

iii. Defekt Volumenstromzähler

Im Juni 2011 reduzierte sich innerhalb weniger Tage der Volumenstrom der Rückkühlung der Absorptionskältemaschinen. Eine Überprüfung der Wärmebilanz und der Funktion der Kältemaschinen zeigte, dass die Wärme über die Rückkühlung abgeführt wird und die Maschinen auch normal Kälte produzieren. Dementsprechend konnte von einem Defekt des Volumenstromzählers ausgegangen werden, der den Durchfluss nicht behindert. Der Austausch des Zählers am 29.06.2011 behob die Störung.

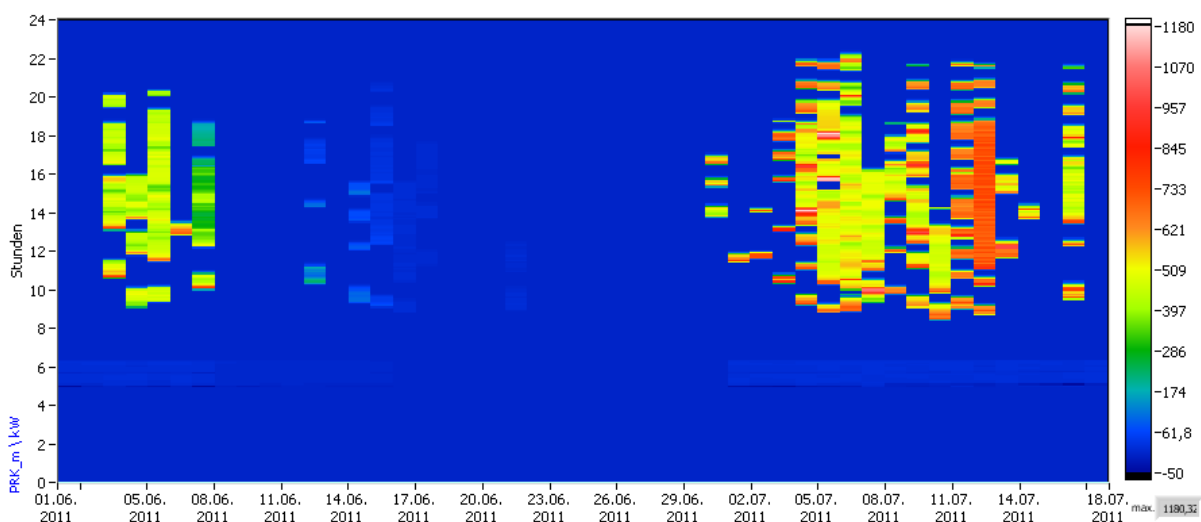


Bild 6.3 Leistung Rückkühlung beide Absorptionskältemaschinen

iv. Regelung Kollektorkreispumpe

Die Kollektorkreispumpe wird bei einer solaren Einstrahlung von 350 W/m² eingeschaltet und bei 300 W/m² ausgeschaltet. Am Wärmetauscher ist ein Bypassventil eingebaut, das den Weg zum

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

Wärmetauscher nur dann frei gibt, wenn Wärme in die Speicher eingespeist werden kann. Also wenn die Speichertemperatur unten um 7 K kleiner als die Temperatur des Kollektorfluids ist. Bei der Untersuchung der Regelung der Kollektorkreispumpe war auffällig, dass diese Pumpe meist bereits lange in Betrieb ist, bis die notwendige Temperatur für die Einspeisung in den Speicher erreicht ist (Bild 6.4) Dadurch wird unnötig Strom verbraucht und es geht über die Rohrleitungen viel Wärme verloren. Eine Anhebung des Sollwerts der Einstrahlung für den Start der Kollektorkreispumpe bringt den Nachteil, dass die Pumpe bei niedrigen Speichertemperaturen zu spät startet. Außerdem besteht die Gefahr, dass sich das Kollektorfluid in den Vakuumröhren stark erwärmt und die Stagnationstemperatur und damit das Abschalten der Kollektorpumpe erreicht wird. Eine Lösung für dieses Problem wurde bisher noch nicht gefunden. Ideal wäre hier ein oder mehrere Temperaturfühler in den Vakuumröhren, um die Temperatur direkt dort überwachen zu können und die Pumpe anhand der Kollektortemperatur zu steuern. Hierdurch würde die Gefahr der Pumpenabschaltung wegen überhörter Kollektortemperatur kaum mehr entstehen. Die Pumpe würde auch immer dann in Betrieb gehen, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und unterer Speichertemperatur eine Beladung des Pufferspeichers zulässt. Die Installation eines Kollektorfühlers in einer Vakuumröhre ist allerdings konstruktionsbedingt nicht möglich.

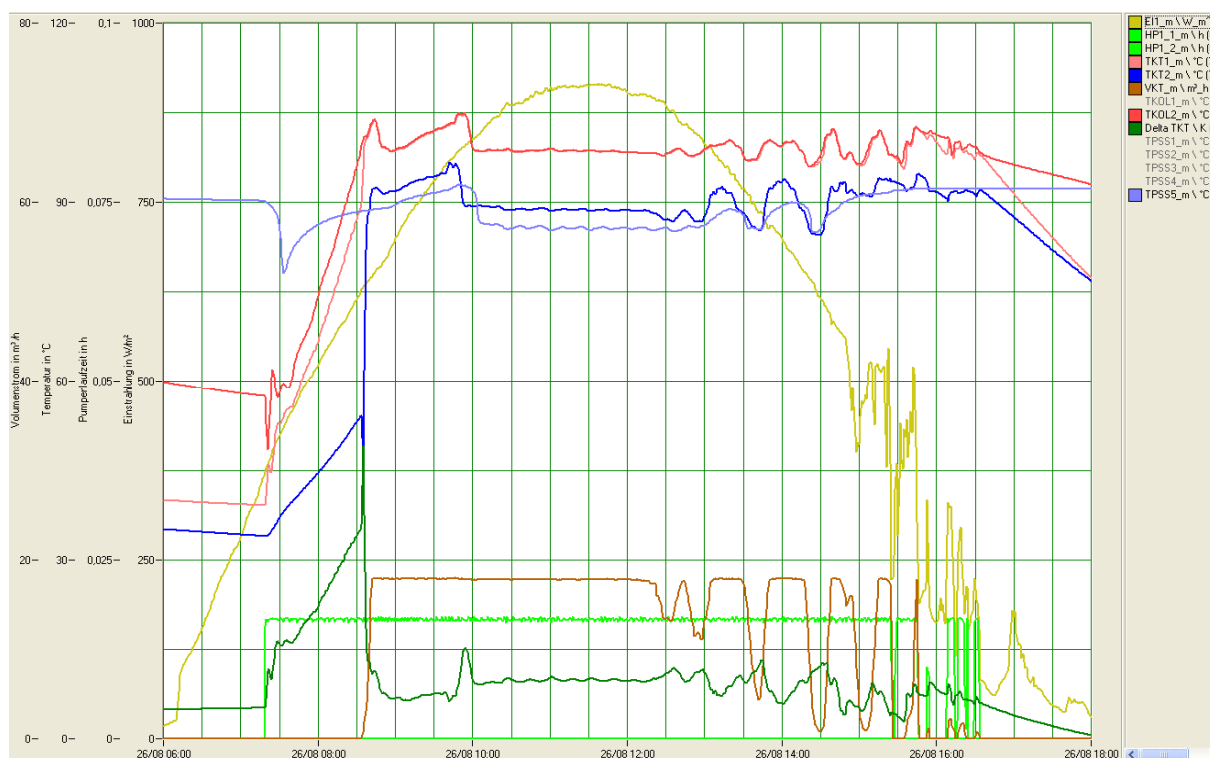


Bild 6.4 Darstellung des Betriebsverhaltens der Kollektorkreispumpe (Statussignal HP1_1 & HP1_2). Der zugehörige Volumenstrom (VKT) wird erst erfasst, wenn die Temperatur im Kollektorkreis genügend hoch ist um Wärme in den Solarpufferspeicher einzuspeisen und das Ventil den Weg zum Wärmetauscher frei gibt.

v. Notkühlung

Die oben erwähnte Notkühlung war bisher noch nicht in Betrieb, da die anfallende Wärme des Solarsystems jederzeit in das Heizungssystem eingespeist werden konnte und auch keine Störungen

vorlagen, die deren Betrieb notwendig gemacht hätte. Hierzu wurde am 15.03. ein Versuch durchgeführt, bei dem die Sekundärpumpe am Wärmeübertrager und damit die Wärmeabnahme deaktiviert wurde. Dadurch stieg die Temperatur kurz nach dem Kollektorfeld und kurz vor dem, Notkühler von ca. 87 °C (bei aktivierter Sekundärpumpe) auf bis zu 113 °C an. Das Drei-Wege-Ventil am Notkühler wurde so weit geöffnet bis die Temperatur nach dem Notkühler bei ca. 104°C war. Dieser Zustand wurde mit leichten Schwankungen über einen längeren Zeitraum gehalten (Abb. 5). Danach wurde die Sekundärpumpe wieder aktiviert und die Speicherentladepumpe deaktiviert. Der Speicher heizte sich langsam stufenweise auf. Die notwendige Temperatur von 104°C wurde aber nicht erreicht, da sie solare Einstrahlung wegen der fortgeschrittenen Tageszeit zu gering war.

Durch den Notkühler wird die hohe thermische Belastung des Kollektorfluids vermieden. Normalerweise sind Solaranlagen bei einem Stillstand wegen Überhitzung für den Rest des Tages außer Betrieb, da die Kollektorpumpe erst wieder bei unterschreiten einer festgelegten Temperatur in Betrieb genommen wird, da das Kollektorfluid dann zum Teil verdampft ist und die Kollektoren stark überhitzt sind. Durch die Einbindung eines Notkühlers wird diese lange Stillstandsphase vermieden und es kann auch nach einer Phase zu geringer Wärmeabnahme am selben Tag wieder Wärme geerntet werden. Bei der vorliegenden Anlage ist dieser Fall aufgrund der im Verhältnis zur Kollektorfläche sehr hohen Wärmeabnahme bisher nicht aufgetreten. Bei, im Verhältnis zur Kollektorfläche, geringerer Wärmeabnahme kann hierdurch aber auch der solare Ertrag gesteigert werden, da nach einer vermiedenen Überhitzung die Speicher nochmal aufgeladen werden können bzw. Wärme zur Verfügung gestellt werden kann.

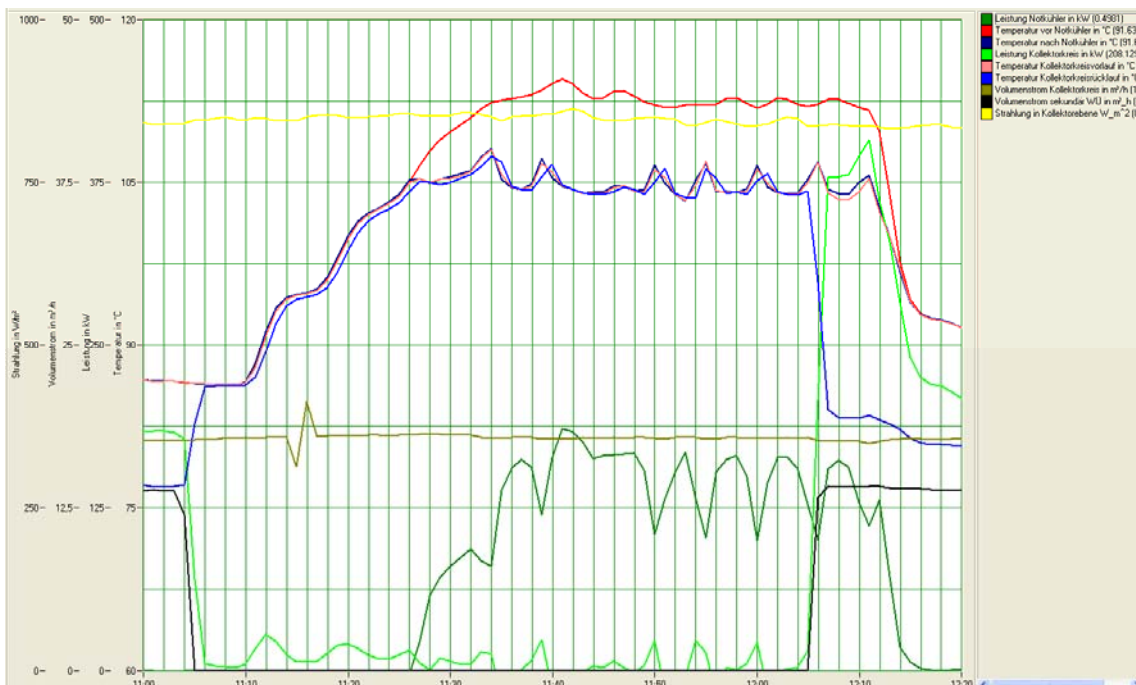


Bild 6.5 Grafische Auswertung des Notkühlerbetriebs bei provozierter Überhitzung im Kollektorkreis durch abschalten der Sekundärpumpe am Wärmetauscher und der Speicherentladepumpe.

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

vi. Betrieb BHKW

Allgemein gilt der parallele Betrieb einer Solarthermieanlage parallel zu einem Blockheizkraftwerk (BHKW) als problematisch, wenn die Solarthermieanlage bei gutem Wetter den Wärmebedarf alleine decken kann. Die Solarthermieanlage verhindert bei hoher solarer Einstrahlung den Betrieb des BHKW und reduziert damit die gewünschte Stromproduktion. In

Bild 6.8 Wärmeleistung der Gaskessel

ist die Wärmeleistung die dem BHKW-Speicher entnommen wird (PBHKW) als Carpet-Plot dargestellt. Im Vergleich mit der Wärmeleistung der Solaranlage in Bild 6.7 und Bild 6.9 zeigt sich, dass dem BHKW-Speicher u.a. immer dann keine Wärme entnommen wird, wenn die Solaranlage in das Heizungsnetz Wärme einspeist. Damit kann davon ausgegangen werden, dass die solar erzeugte Wärmemenge ungefähr die gleiche Wärmemenge des BHKW ersetzt. Im Zeitraum 01.06.2011 bis 31.05.2011 waren dies 113.609 kWh. Die Solarwärme ersetzt nur dann Wärme der Kessel, wenn das BHKW nicht in Betrieb ist.

Ausgegangen wird hier anhand von Messdaten im Zeitraum Januar bis Mai 2012 von einem durchschnittlichen thermischen Nutzungsgrad von 55 % (Speicherverluste sind berücksichtigt) und einem durchschnittlichen elektrischen Nutzungsgrad von 32 %. Damit kann davon ausgegangen werden, dass ca. 206.562 kWh Gas weniger verbraucht wurden und ca. 66.100 kWh weniger Strom vom BHKW produziert wurden. Durch den Einsatz der solarthermisch erzeugten Wärme ergibt sich damit eine Primärenergieeinsparung von 55.359 kWh (Primärenergiefaktoren f_p von 1,1 für Gas, 2,6 für Strom und 0 für die Solarwärme, Quelle EnEV). Die Berechnungsergebnisse sind tabellarisch in Tab. 6.1 aufbereitet.

Tab. 6.1: Primärenergiebedarf des Blockheizkraftwerks zur Wärme- und Stromerzeugung, des Solarsystems bei Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz und der Gaskessel bei Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz. Beispielhaft wurde hier die im Zeitraum 01.06.2011 – 31.05.2012 vom Solarsystem gelieferte Wärmemenge als Grundlage genommen. Die Strommenge wurde unter der Annahme eines thermischen Nutzungsgrades von 55 % und eines elektrischen Nutzungsgrades von 32 % berechnet. Beim Gaskessel wurde ein thermischer Nutzungsgrad von 80 % unterstellt.

	Wärme vom Solarsystem mit Strombezug aus dem Netz	Strom und Wärme vom Blockheizkraftwerk mit Gas aus dem Netz	Wärme aus Gaskesseln und Strombezug aus dem Netz
Wärmebedarf		113.600 kWh	
Strombedarf bzw. erzeugter Strom		66.100 kWh	
Primärenergiebedarf für Wärmeerzeugung	0 kWh	227.218 kWh	156.200 kWh
Primärenergiebedarf für Stromerzeugung	171.860 kWh	0 kWh	171.860 kWh

Primärenergiebedarf gesamt	171.860 kWh	227.218 kWh	328.060 kWh
-------------------------------	-------------	-------------	-------------

Im Sommer 2011 zeigte sich, daß häufig die Heizkessel statt des BHKW in Betrieb waren. Dieses Problem wurde im September durch eine Änderung der Steuerungsfolge weitgehend behoben. Seither gibt es kaum noch Zeiträume in denen die Kessel statt des BHKW in Betrieb sind (Bild 6.6 & 6.8). Die Stillstandsphase des BHKW im Januar 2012 ist auf eine Revision zurückzuführen. Im Juli 2012 gab es eine Störung, die erst spät behoben werden konnte.

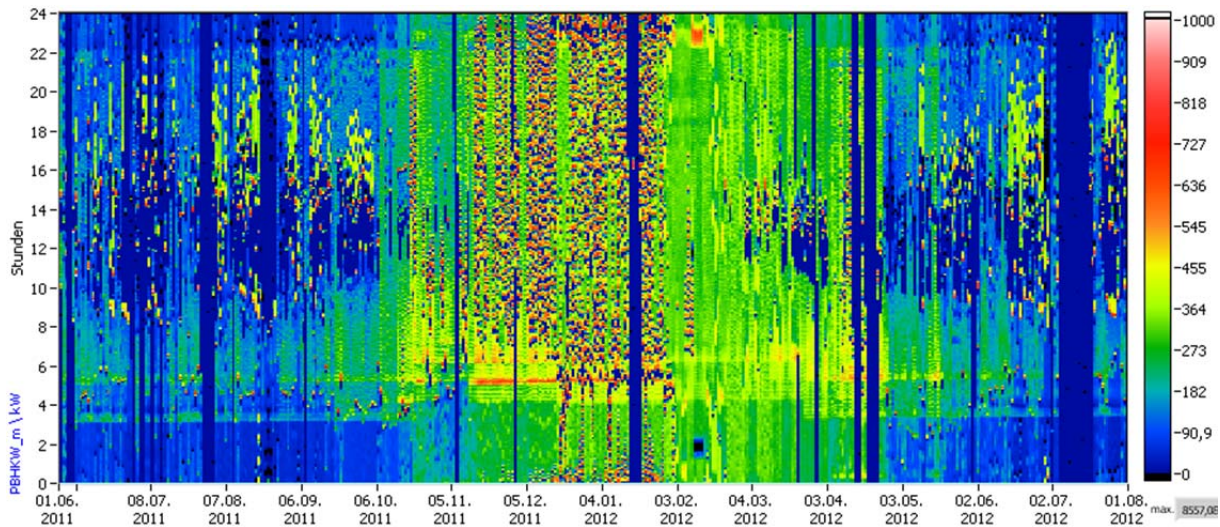


Bild 6.6 Darstellung des Einflusses der Wärmeleistung der Solaranlage (PSV Bild 6.7) und der Heizkesselleistung (PNH Bild 6.8) auf den BHKW-Betrieb

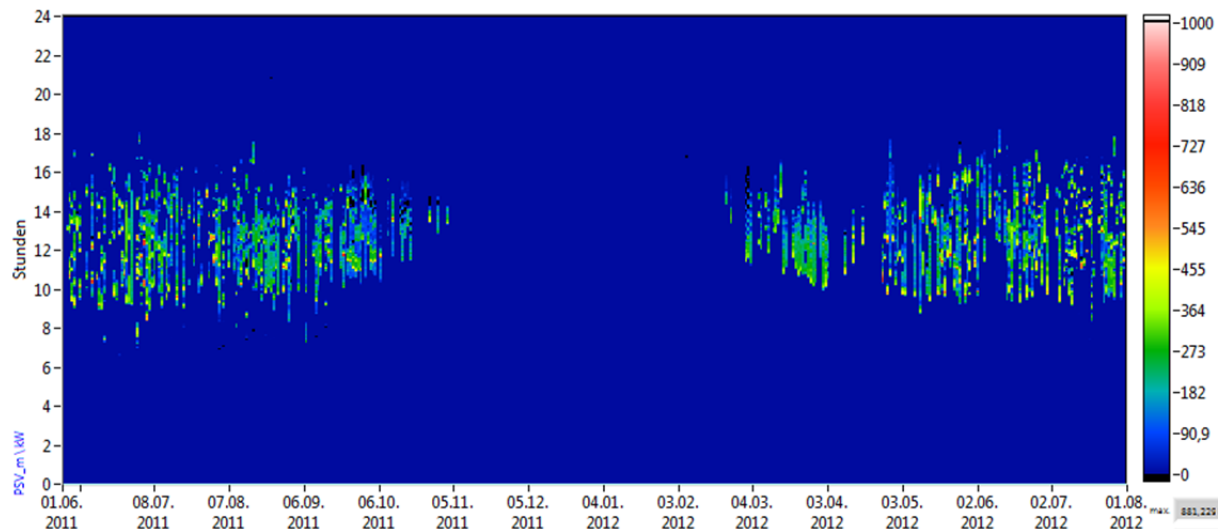


Bild 6.7 Nutzwärmeleistung der Solaranlage

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

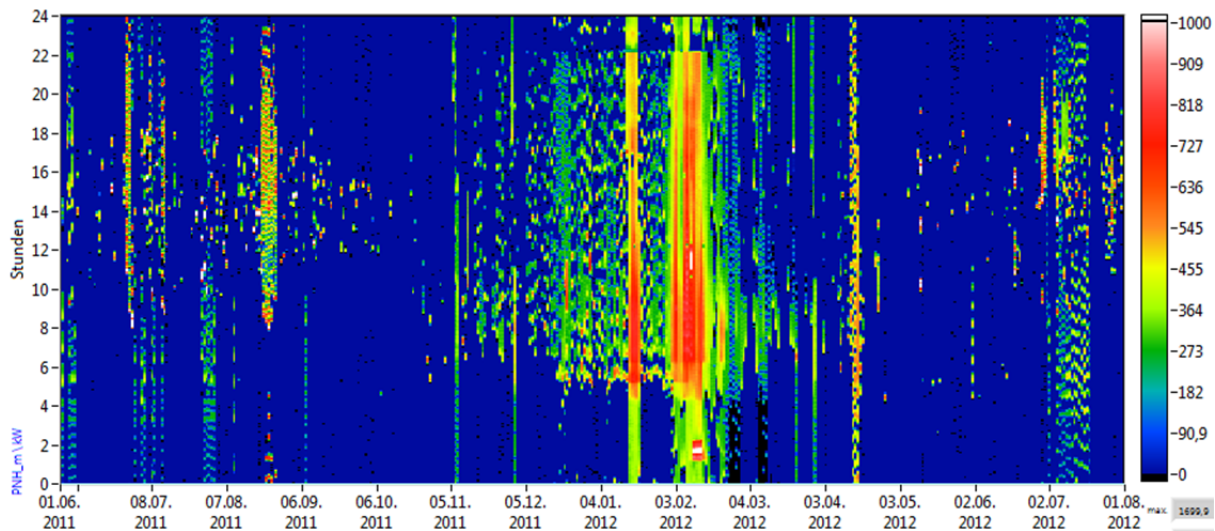


Bild 6.8 Wärmeleistung der Gaskessel

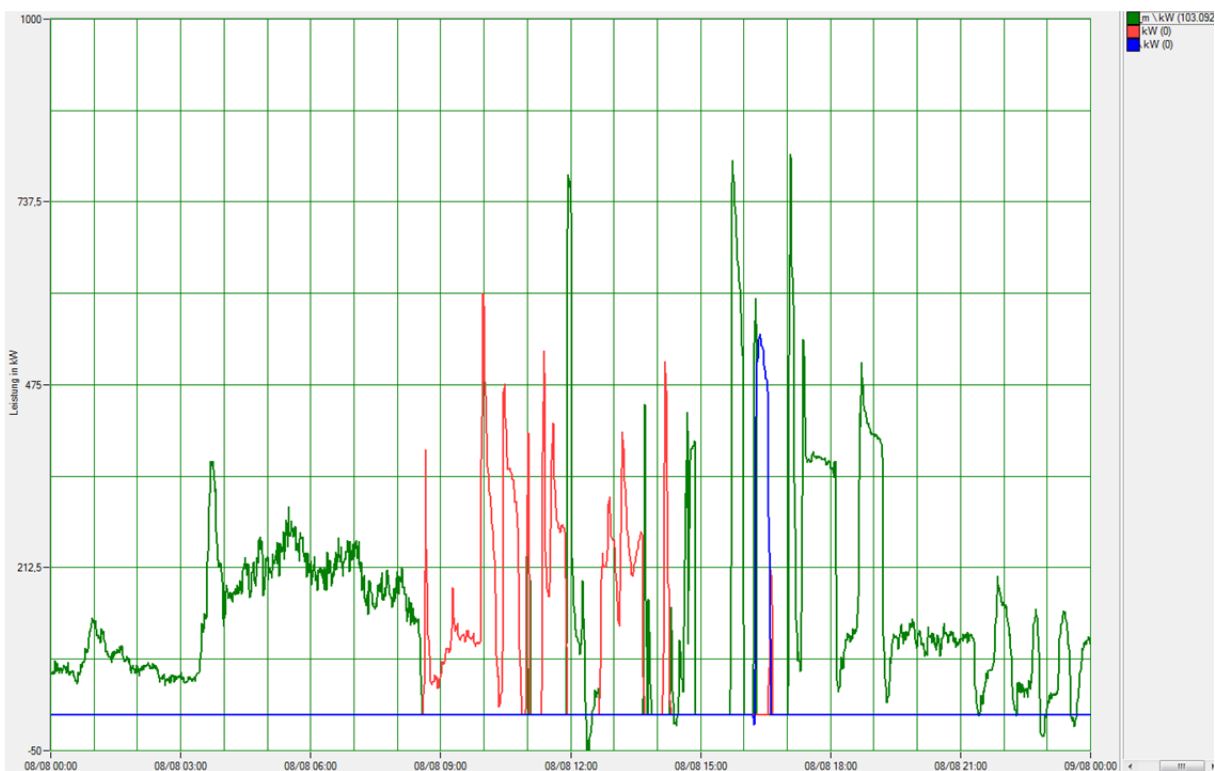


Bild 6.9 Verlauf der Wärmeleistungen die dem BHKW-Speicher (PBHKW) und dem Solarspeicher (PSV) entnommen wird sowie der Wärmeleistung der Heizkessel am 08.08.2012. Sobald vom Solarspeicher Wärme ins Heizungsnetz eingespeist wird, wird die Entladung des BHKW-Speichers gestoppt.

vii. Nächtlicher Betrieb der Kollektorkreispumpe

Bei Inbetriebnahme des Solarsystems wurde aus terminlichen Gründen übergangsweise das Kollektorfeld ohne Frostschutzmittel in Betrieb genommen. Um ein Einfrieren des Wassers im Kollektorkreis zu verhindern wurde in der Regelung eine Frostschutzschaltung programmiert, die bei unterschreiten einer eingestellten Außentemperatur (TA1; Bild 6.10 unten) eine der beiden Kollektorkreisumpen (HP1 1/2 Bild 6.10 unten) einschaltet. Diese Programmierung wurde nach Befüllen

des Kollektorkreises mit Frostschutzgemisch nicht wieder entfernt, sodass die Kollektorkreispumpe auch weiterhin bei Frostgefahr in Betrieb geht. Diese Einstellung muß entfernt werden, da im Extremfall bei Fehlstellung des Bypassventils im Kollektorkreis Frostgefahr für den mit Wasser gefüllten Sekundärkreis besteht. Auch bei korrekter Stellung des Ventils kann Frostgefahr bestehen, da kaltes Kollektorfluid über die offene Seite des Bypasses bis zum Wärmetauscher gedrückt werden kann.

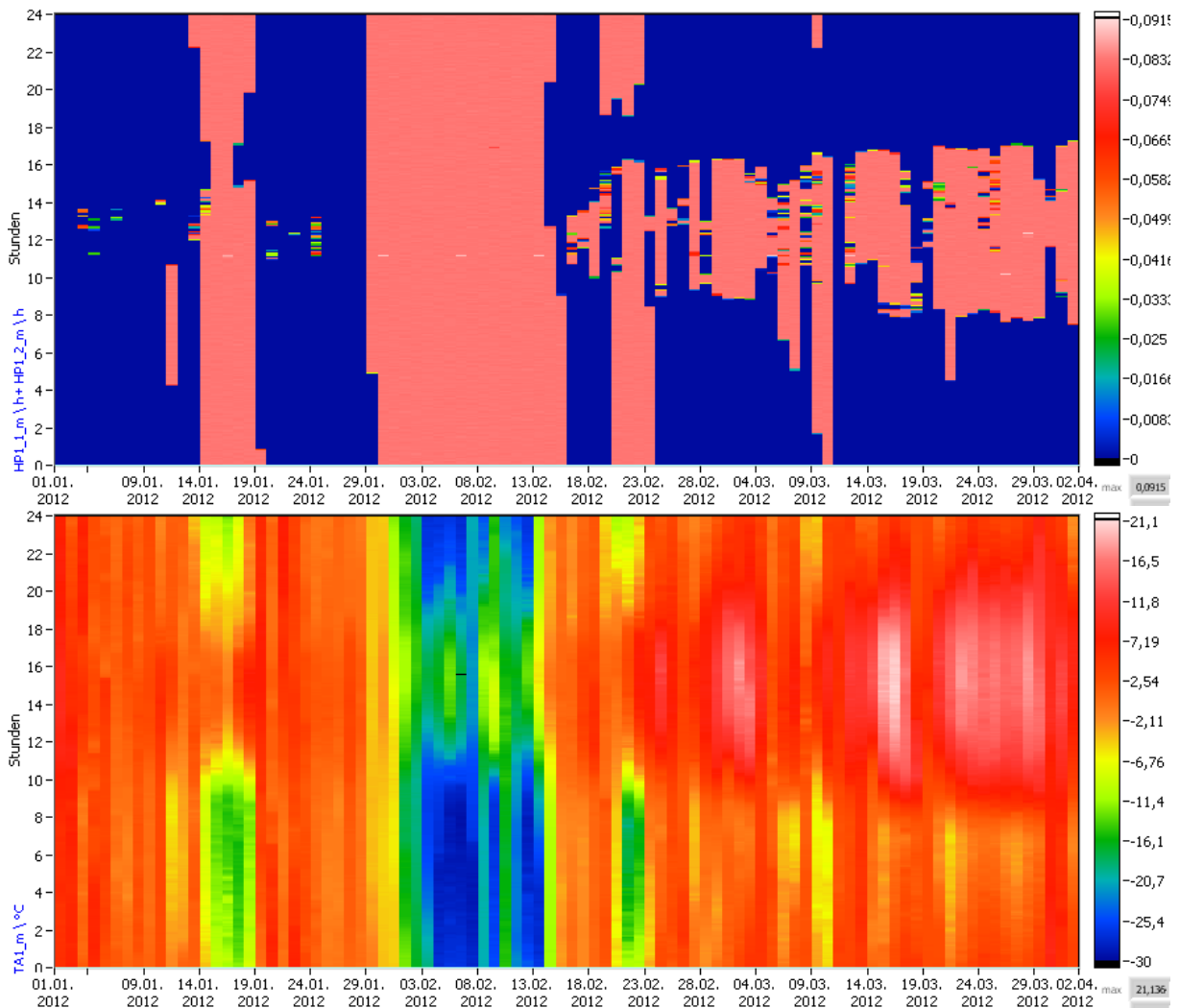


Bild 6.10: oben: Carpet-Plot der Betriebszeiten der Kollektorkreisumpen HP1 1/2. Unten: Carpet-Plot der Außentemperatur. Wegen einer nicht mehr benötigten Frostschutzschaltung ist die Kollektorkreispumpe bei unterschreiten einer eingestellten Außentemperatur (TA1 Bild unten) in Betrieb.

6.1.1 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

Während einer einjährigen Intensivmessphase werden u. a. der Ertrag und der Systemnutzungsgrad der Solaranlage ermittelt und damit die vom Anlageninstallateur abgegebene Ertragsgarantie überprüft. Bei dieser solaren Klimatisierungsanlage wurde vom Projektträger, im Unterschied zu anderen Anlagentypen, keine Energiegarantie gefordert.

Tab. 6.2 Messergebnisse und Systemkennzahlen der solaren Klimatisierung Rottweil für den Zeitraum 01.06.2011 bis 31.05.2012 (1. Intensivmessphase).

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 01.06.11 – 31.05.12	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	393.551 kWh	1248 kWh/(m ² a)
2	In Solar-Pufferspeicher eingespeiste Energie	QSP	149.243 kWh	473 kWh/(m ² a)
3	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	113.609 kWh	360 kWh/(m ² a)
4	Energie von Nachheizung (Gaskessel)	QNH1	672.074 kWh	
5	Energie von Blockheizkraftwerk	QBHKW	1.792.134 kWh	
6	Energieabgabe an Heizungsnetz	QGES	2.577.817 kWh	7.043 kWh/d
7	Energiebedarf Kältemaschinen	QKH	216.532 kWh	592 kWh/d
8	Elektrische Energie des Solarsystems	NSTS	2.733 kWh	23,6 Wh/(m ² d)
9	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2.406 h	6,6 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher	HP2	1.717 h	4,7 h/d
11	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	6,26 m ³ /h	19,9 l/(m ² h)
12	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher zum Verteiler	VSOL	10,75 m ³ /h	
13	Kollektorkreisnutzungsgrad brutto	gKB	39,1 %	
14	Solarsystemnutzungsgrad brutto	gSB	28,9 %	
15	netto	gSN	28,2 %	
	Solarer Deckungsanteil Ges.-energie brutto	dGE_B	4,4 %	
	netto	dGE_N	4,3 %	
	Arbeitszahl des Solarsystems	A	41,6	
	Energy Efficiency Ratio thermisch	EER _{therm}	0,55	

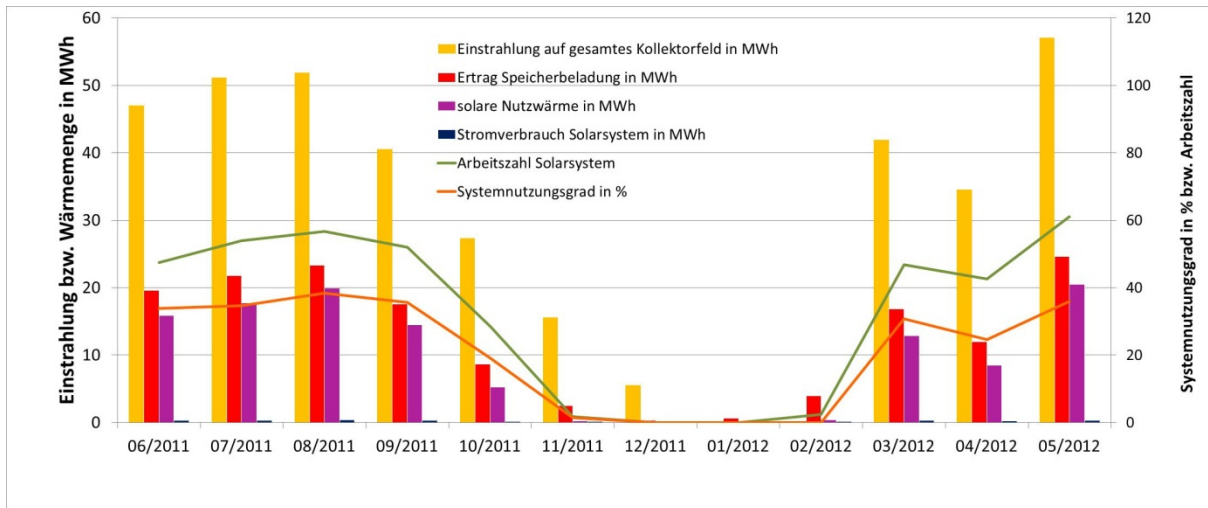


Bild 6.11 Monatliche Summen- bzw. Mittelwerte der wichtigsten Messdaten im Intensivmessjahr 01.06.2011 bis 31.05.2012.

6.1.2 Wärmeverbrauch

Der mittlere Wärmeverbrauch lag während der Intensivmessphase (01.06.2011 - 31.05.2012) bei 7.043 kWh pro Tag. Als gesamte erzeugte Wärme wurden in diesem Zeitraum 2.577.817 kWh gemessen. Die Adsorptionskältemaschinen verbrauchten in diesem Zeitraum 216.532 kWh. An solarer Wärme wurden 113.609 kWh in das Heizungsnetz eingespeist, was einem solaren Deckungsanteil von 4,4 % entspricht.

Bild 6.11 zeigt den Gesamtwärmeverbrauch des Heizungsnetzes und die solare Wärmemenge, die in das Netz eingespeist wurden. Der Deckungsanteil fällt dabei mit 4,4 % relativ gering aus. Die zur Verfügung stehende Dachfläche war bei der Dimensionierung des Kollektorfeldes der begrenzende Faktor.

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

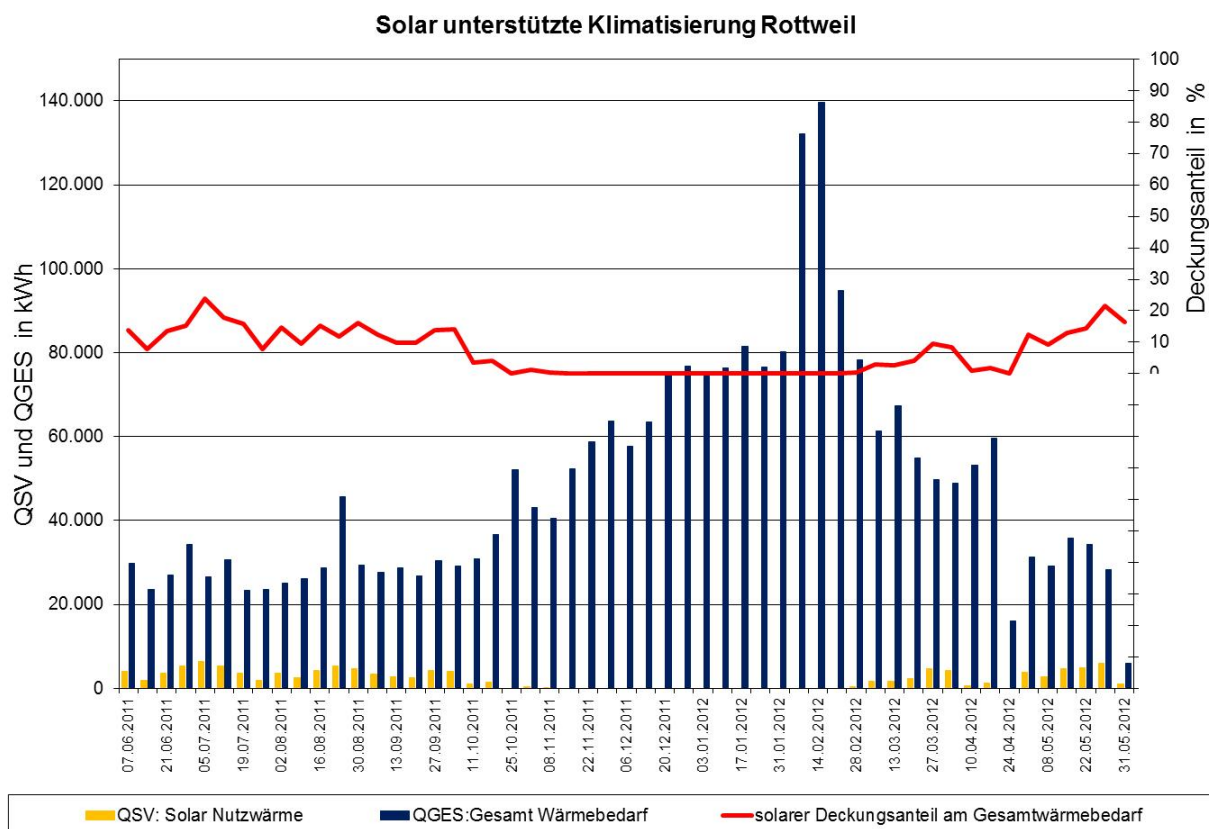


Bild 6.11 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Auslegungs- und Wärmeverbrauchs, gemessen in der 1. Intensivmessphase (01.06.2011 - 31.05.2012).

6.1.3 Energien und Nutzungsgrade

Im 1. Messjahr wurden von der Gesamtstrahlung auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (EITK) von 393.551 kWh bzw. 1.248 kWh/m² insgesamt 149.243 kWh (473 kWh/(m²a)) vom Kollektorkreis an die Pufferspeicher abgegeben (QSP). Den Speichern wurden 113.609 kWh (360 kWh/(m²a)) entnommen (QSV) Die Energiedifferenz zwischen EITK und QSP bzw. QSV wurde an den Kollektoren reflektiert oder als thermische Verluste an die Umgebung abgegeben. Prozentual wurde von der eingestrahlten Energie 39,1 % (Kollektornutzungsgrad) vom Beladekreis in die Solarspeicher geladen und 28,9 % (Systemnutzungsgrad) den Speichern wieder entnommen. Im Januar kam es ca. 4 Wochen lang zu einem Ausfall des Pyranometers, sodass für diesen Zeitraum keine Messdaten für die Einstrahlung in Kollektorebene zur Verfügung stehen. Für diesen Zeitraum wurde eine Abschätzung der Einstrahlungswerte vorgenommen.

Bild 6.12 zeigt die spezifischen Tagesmittelwerte aus den Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad. Man sieht, dass der Solarertrag mit Zu- und Abnahme der Einstrahlung steigt und fällt.

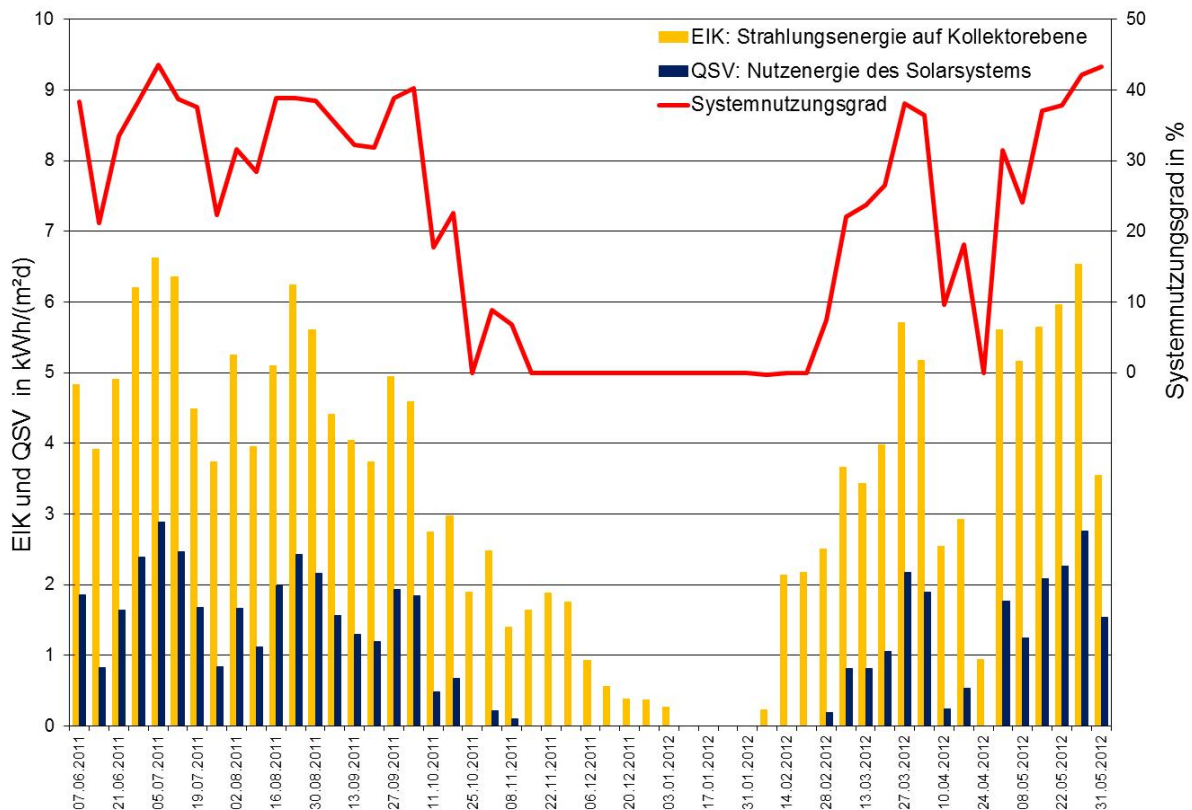


Bild 6.12 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades. Im Januar kam es ca. 4 Wochen lang zu einem Ausfall des Pyranometers, sodass für diesen Zeitraum keine Messdaten für die Einstrahlung in Kollektorebene zur Verfügung stehen.

7 Systemkosten und garantierter Energieertrag

Seitens des Projektträgers wurde für diese Anlage auf die sonst übliche Energiegarantie verzichtet, sodass auch keine Nachrechnung der Garantie erfolgt.

Für die Berechnung des solaren Wärmepreises wird der gemessene solare Nutzwärmeertrag in Höhe von 113.609 kWh/a herangezogen. Zusammen mit den Projektkosten in Höhe von 541.000,- € netto ergibt sich bei einer angenommenen Anlagenlaufzeit von 20 Jahren und einem Zinssatz von 6 % tatsächliche Nutzwärme­kosten in Höhe von 0,415 €/kWh. Diese sehr hohen Wärmekosten ergeben sich aufgrund der relativ hohen spezifischen Anlagenkosten von 1.076,- €. Außerdem wirkt sich die sehr große Differenz zwischen Brutto-Kollektorfläche (503,13 m²) und Aperturfläche (315,27 m²) aus. Die spezifischen Wärmekosten beziehen sich hier auf die Bruttokollektorfläche. Da der solare Ertrag von der Aperturfläche des Kollektors bestimmt wird, ergibt sich bei einem bezogen auf die Aperturfläche guten solaren Ertrag dennoch ein sehr hoher Wärmepreis.

Solar unterstützte Klimatisierung Rottweil

Tabelle 7.1 Garantierter Energieertrag, Systemkosten und solare Nutzwärmekosten für die Solar unterstützte Klimatisierung der Telekom Rottweil

Investitionskosten Solarsystem (ohne MwSt)	444.822,91 €
Planungskosten (ohne MwSt)	96.258,- €
Kosten Solarsystem + Planung (inkl. 19% MwSt)	643.886,29 €
Spezifische Systemkosten (inkl. Planung und MwSt)	1.280 €/m ²
	1. Messjahr
Energieertrag aus Solarsystem	113.609 kWh/a 360 kWh/(m ² a)
Solare Nutzwärmekosten *	0,415 €/kWh
* Solare Nutzwärmekosten = (Systemkosten x rel. Annuität) / Solarertrag rel. Annuität = 8,72 %, basierend auf 20 Jahren Anlagenlebensdauer und 6% Kapitalzins.	

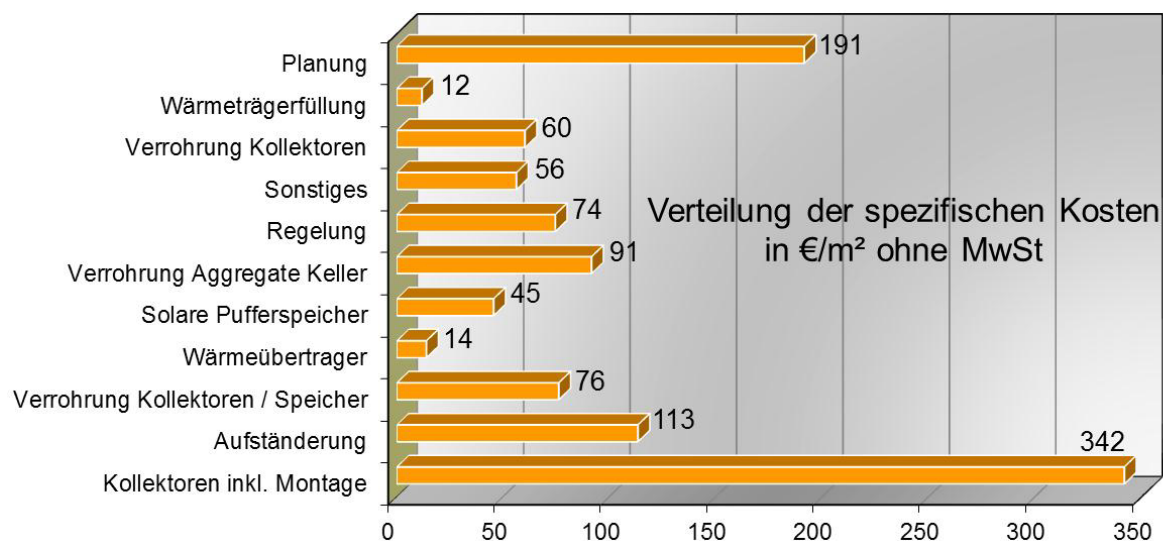


Bild 7.1 Verteilung der spezifischen Kosten für die solare Klimatisierung Rottweil

8 Projektbeteiligte

Objektanschrift:

Deutsche Telekom Network Projects &
Services GmbH
Seig 27
78628 Rottweil

Betreiber:

STRABAG Property and Facility Services
GmbH
Projektleitung RLT
Berliner Allee 1
79114 Freiburg
Dipl.-Ing. (FH) Michael Imbery
Telefon 0761/40076513
www.strabag-pfs.com

Planung:

Johannes Friedlin Ingenieurbüro
Gröbenzeller Str. 5
82178 Puchheim
Telefon 089/80 12 92
Fax 089/80 16 72
www.ibfriedlin.de

Installation:

Karl Böhme GmbH
Löbauer Straße 32a
02747 Herrnhut
Telefon 035873 4830
Fax 035873 48333
www.boehme-herrnhut.de

Projektmanagement:

Projektträger Jülich im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Außenstelle Berlin
Breite Straße 3
10178 Berlin
Kerstin Krüger
Telefon 030 20199-530
www.fz-juelich.de/ptj

Programmbegleitung:

Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme
Heidenhofstrasse 2
79110 Freiburg
Dipl.-Phys. Edo Wiemken
Dipl.-Wirt.-Ing. (FH) Anna R. Petry Elias
Telefon 0761/4588-0
Fax 0761/4588-9000
www.ise.fraunhofer.de

Wissenschaftlich-technische Begleitung:

Hochschule Offenburg
Badstraße 24
77652 Offenburg
Prof. Elmar Bollin
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber
Telefon 0781/205-294
fgnet.fh-offenburg.de

9 Internet

Informationen zum Förderkonzept Solarthermie-2000 und den darin betreuten Solaranlagen sind im Internet zugänglich.

<http://www.solarthermie2000plus.de>

und

<http://fgnet.hs-offenburg.de>

10 Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: „Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen“ (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /4/ Bollin, E.; Klingenberg, U.-M.; Himmelsbach, S.: „Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes“; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /5/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: „Langzeiterfahrungen Solarthermie“; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /6/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: „Tragkonstruktionen für Solaranlagen“; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Huber, K.; Bollin, E.: „Erste Ergebnisse des Langzeitmonitorings einer Anlage zur solarthermischen Unterstützung der Kälteerzeugung des Büro- und Technikgebäudes eines Telekommunikationsanbieters in Rottweil“; Veröffentlichung im Tagungsband 22. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2012

Dieser Bericht und weitere Berichte zu den von der Hochschule Offenburg begleiteten Solargroßanlagen können als PDF-Dokument per E-Mail bei der Hochschule Offenburg angefordert werden.

Bisher erschienene Berichte:

- Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban
- Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim
- Solaranlage Hegau-Klinikum Singen
- Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden
- Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg
- Solaranlage Albtherme Waldbronn
- Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Holzgerlingen
- Solar unterstützte Klimatisierung der Festo AG & Co. KG in Esslingen
- Solar unterstützte Klimatisierung der Telekom in Rottweil

Die solar unterstützte Klimatisierung der Telekom in Rottweil wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie2000plus unter dem Förderkennzeichen 0329605P gefördert. Der festgelegte Gesamtförderanteil von 38 % (Gesamtfördersumme 276.743,- €) ergab sich aus dem Förderanteil an den kalkulierten Investitionskosten des Solar-systems von 30 % und dem Anteil für die Messtechnik von 100 %.

Anhang D: Kurzberichte

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Förderkennzeichen: 032 9652 J

Berichtszeitraum: 13.01.1999 bis 31.12.2006

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber



Bild 1: Gebäude 14 des Studentendorfs in Freiburg-Vauban

1. Objektbeschreibung

Das Studentendorf Vauban in Freiburg im Breisgau, entstand aus dem Umbau einer ehemaligen Kaserne und besteht aus acht Gebäuden, die von 1993 bis 1998 saniert bzw. neu errichtet wurden. Die Sanierung beinhaltete die Fenster, Wärmedämmung der Gebäude sowie neue Leitungen für die Trinkwasserversorgung. Derzeit stehen 580 Betten zur Verfügung. Träger des Studentendorfs ist das Studentenwerk Freiburg.

Im Gebäude 14, in dessen Dach das Kollektorfeld integriert ist (Bild 1), wird das Warmwasser für das gesamte Studentendorf bereit. Zur Nachheizung des Warmwassers wurden früher Gas-Heizkessel eingesetzt. Seit einiger Zeit ist die Anlage an ein Nahwärmenetz angeschlossen. Ursprünglich war in den einzelnen Gebäuden jeweils ein Warmwasserspeicher vorhanden, der direkt mit Kaltwasser versorgt und über einen 2-Rohr-Fernleitungsstrang von der Heizzentrale aus erwärmt wurde. Mit Installation der Solaranlage wurde das Leitungsnetz

zur Warmwasserbereitung so umgestellt, dass das gesamte zu erwärmende Kaltwasser über die Heizzentrale fließt, sich dort erwärmt und anschließend an die einzelnen Gebäude verteilt wird.

Am 26.07.2002 wurde im Rahmen des Forschungsprojektes Concheck /10/vom Fraunhofer-ISE Freiburg mit Optimierungsmaßnahmen an der Anlage begonnen.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen.

Im Studentendorf Vauban wurde von November 1996 bis Oktober 1997 mittels Volumenzähler im Zulauf zu den Warmwasserspeichern der tatsächliche Warmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurde die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst, um die Umrechnung der Verbrauchswerte auf eine Warmwassertemperatur von 60 °C zu ermöglichen. In der Vorlesungszeit lag der tägliche Warmwasserverbrauch bei durchschnittlich ca. 20.000 Liter, d.h. ca. 35 Liter pro Person, in den Semesterferien (Juli bis Sept.) bei ca. 10.000 Litern. Als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage wurde der Verbrauch in den Sommermonaten herangezogen (10.000 Liter/Tag), woraus sich bei 1 m² Kollektorfläche pro 70 Liter zu erwärmendem Wasser eine Standard-Kollektorfläche (aktive Fläche) von insgesamt 143 m² ergibt. Das Standard-Solarspeichervolumen liegt bei 6.000 Litern.

2.1. Funktionsbeschreibung der Solaranlage

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage mit Fühlern, Sensoren und Volumenstrommessstellen der Regelung.

Das 142,8 m² große Kollektorfeld besteht aus vier parallel durchströmten Feldern mit jeweils drei in Reihe angeschlossenen Kollektoren. Die Kollektoren sind auf der Lattung eines um 38° geneigten und um 5° nach West ausgerichteten Ziegeldaches befestigt. Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt und mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Belade-Wärmetauscher (WT1) gefördert. Über den Beladekreis fördert die Beladepumpe (P2) die Energie an die vier Solar-Pufferspeicher (je 1.500 Liter Inhalt). Jeweils zwei Pufferspeicher sind zu einer Hochtemperaturgruppe (Speicher 3 und 4) bzw. Niedertemperaturgruppe (Speicher 1 und 2) zusammengefasst. Die Entladung der Pufferspeicher, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten externen Wärmetauscher (WT2). Bei Betrieb der Entladepumpe P3 werden die beiden Speichergruppen in Reihe durchströmt. Seit

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Herbst 2004 ist die Heizzentrale an ein Nahwärmenetz der Badenova (Hackschnitzelheizkraftwerk) angeschlossen.

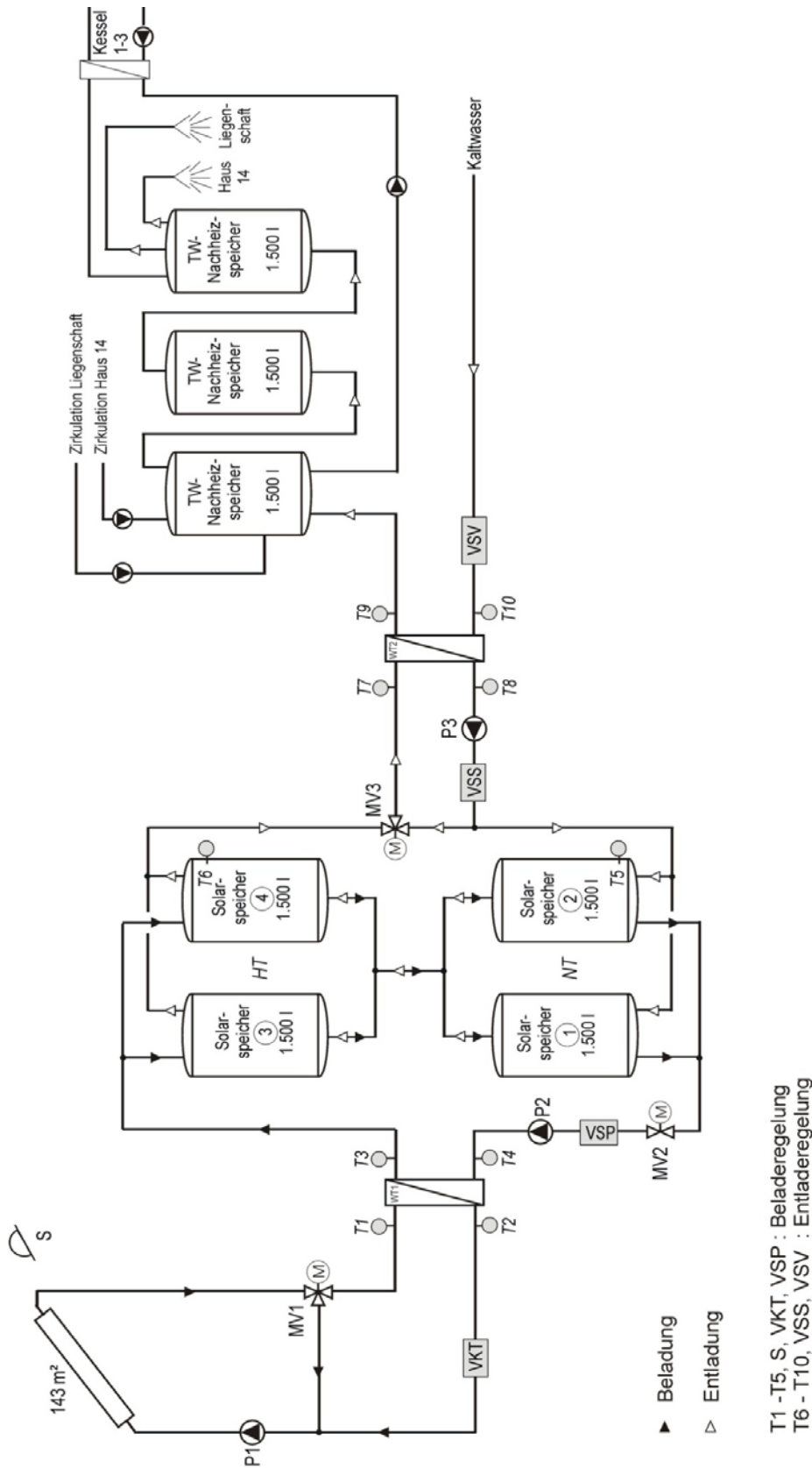


Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban mit Regelfühlern/-sensoren

2.2. Regelung

In jede Baugruppe ist ein Regler auf Basis von embedded Linux PCs integriert. Die beiden Regler übernehmen basierend auf einem vom Fraunhofer ISE neu entwickelten Regelungsalgorithmus die Steuerung des gesamten Solarsystems.

Derzeit werden die Regler nach folgender Vorgabe betrieben:

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, wenn über einen Strahlungssensor (S) eine Einstrahlung von mindestens 200 W/m^2 gemessen wird oder die primärseitige Eintrittstemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (T1) um mindestens 3 K über der sekundärseitigen Eintrittstemperatur (T4) liegt oder die primärseitige Eintrittstemperatur (T1) um 3 K über der unteren Pufferspeichertemperatur (T5) liegt.

Die Kollektorkreispumpe schaltet aus, wenn die gemessene Einstrahlung (S) unter 150 W/m^2 sinkt und die Kollektorkreispumpe mindestens für 60 Sekunden in Betrieb war (Mindestlaufzeit) oder die primärseitige Eintrittstemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (T1) über 100 °C ansteigt oder die sekundärseitige Austrittstemperatur (T3) über 95 °C ansteigt.

Bei Betrieb der Kollektorkreispumpe P1 wird per stufenloser Drehzahländerung der Förderstrom der Pumpe verändert. Die Änderung erfolgt in Abhängigkeit von der primärseitigen (T1 bis T2) Temperaturdifferenz am Kollektorkreiswärmetauscher WT1. Diese soll auf 15 K eingeregelt werden. Ist die Temperaturdifferenz kleiner 15 K, so wird die Drehzahl der Pumpe reduziert. Fällt die Temperaturdifferenz unter 5 K, so wird die Kollektorkreispumpe mit der Minimaldrehzahl von 30 % betrieben. Ab 15 K wird die Pumpe mit 100 % betrieben.

Als Frostschutz ist in den Kollektorkreis ein Umschaltventil (MV1) eingebaut, was bei 10 °C den Kreislauf schließt.

Die Pufferspeicher-Beladepumpe P2 schaltet ein, wenn die primärseitige Eintrittstemperatur am Kollektorkreiswärmetauscher (T1) um mindestens 3 K über der sekundärseitigen Eintrittstemperatur (T4) liegt oder die Einstrahlung (S) mehr als 750 W/m^2 beträgt. Ansonsten schaltet die Pufferspeicher-Beladepumpe aus.

Im Falle einer Sicherheitsabschaltung der Kollektorkreispumpe wegen zu hoher Temperaturen ($T1 > 100 \text{ °C}$ oder $T3 > 95 \text{ °C}$) wird die Beladepumpe mit maximaler Drehzahl betrieben, unabhängig von den oben beschriebenen Ausschaltbedingungen.

Im „Normalbetrieb“ wird die Drehzahl der Beladepumpe stufenlos verändert.

In den Beladekreis ist ein Motorventil (MV2) eingebaut, das bei Betrieb der Beladepumpe P2 öffnet..

Die Pufferspeicher-Entladepumpe P3 schaltet ein, wenn eine Trink-Warmwasserzapfung erfolgt ($VVV > 0$) und gleichzeitig eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllt wird: Die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) liegt um mindestens 5 K über der Eintrittstemperatur des Trinkwassers in den Entladewärmetauscher WT2 (T10) oder die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) liegt um mindestens 5 K über der Austrittstemperatur des Pufferspeicherwassers aus dem Entladewärmetauscher (T8).

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

Die Pufferspeicher-Entladepumpe P3 schaltet aus, wenn keine Trink-Warmwasserzapfung erfolgt ($VVV=0$) oder die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) nicht mindestens 5 K über der Eintrittstemperatur des Trinkwassers in den Entladewärmetauscher WT2 (T10) oder die Temperatur im Pufferspeicher 4 oben (T6) nicht mindestens 5 K über der Austrittstemperatur des Pufferspeicherwassers aus dem Entladewärmetauscher (T8) liegt.

Bei Betrieb der Entladepumpe soll deren Fördermenge durch stufenlose Drehzahlانpassung ständig an den sehr variablen Warmwasser-Zapfvolumenstrom angepasst sein.

Zur Begrenzung der Trink-Warmwassertemperatur (T9) auf ca. 60 °C ist in den Entladekreis ein motorbetriebenes Mischventil (MV3) eingebaut. Steigt die primärseitige Eintrittstemperatur in den Entladewärmetauscher (T7) über 65 °C an, dann wird dem Zulauf zum Wärmetauscher über das Mischventil kälteres Rücklaufwasser beigemischt. Durch die Begrenzung der Trink-Warmwassertemperatur soll eine Verkalkung des Entladewärmetauscher vermieden werden.

2.3. Messtechnik

Im Datenlogger (Fabrikat: Schuehle, MAC 19) werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m^3/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sek., die Betriebsstunden alle 2 Sek. erfasst und diese Werte alle 5 Minuten abgespeichert. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls abgespeichert. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z.B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztendlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können. Zusätzlich zur Erfassung der Messgrößen über einen Datenlogger ist auf der Trinkwasserseite des Entladewärmetauschers (WT2) ein Wärmemengenzähler mit zwei eigenen Temperaturmessstellen (TRW1, TRW2) angeschlossen. Das Impulssignal für die Volumenstrommessung wird vom Volumenzähler VSV über ein Trennschaltgerät zur Impulsverdoppelung abgegriffen.

3. Betriebserfahrungen und Messwerte

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung (Mittelwerte aus 5 bzw. 30-min-Intervallen) ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Aufgrund der bei dieser Analyse festgestellten Fehlfunktionen wurden nach der Inbetriebnahme folgende grundlegende Änderungen an der Solaranlage vorgenommen:

Programmierung des Beladereglers (August 1999)

Austausch des Entladereglers (Mai 1999)

Austausch der defekten Entladepumpe (September 1999)

Änderung der Pufferspeicherverschaltung (Oktober 1999)

Einbau einer Rückschlagklappe in den Kollektorkreis (Juli 2000)

Ohne diese detaillierte Messwertanalyse hätten die im folgenden geschilderten Funktionsstörungen kaum festgestellt werden können.

Fehlfunktion der Kollektorkreispumpe: Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet erst bei einer Einstrahlung von ca. 400 W/m² ein, obwohl lt. Reglerhersteller ein Einschaltwert von 280 W/m² im Regler programmiert ist (120 W Abweichung). Da der Einschaltwert am Regler nicht veränderbar war (fest einprogrammiert), musste der Regler im August 1999 beim Hersteller neu programmiert werden mit einem Einschaltwert von 100 W/m².

Fehlerhaftes Umschalten des Pufferspeicher-Beladeventiles V1 und zu frühes Ausschalten der Beladepumpe P2: Die Umschaltung des Beladeventils funktionierte nicht zufriedenstellend. Es wurde trotz ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Kollektorvorlauf (TKT1) und HT-Speicher unten (TPS4) auf Beladung der NT-Speicher umgeschaltet. Das Umschaltventil V1 wurde außer Funktion gesetzt und die beiden Pufferspeichergruppen werden jetzt in Reihe beladen.

Fehlerhafte Zapferkennung der Entladeregulung: Die Zapfung wurde nicht erkannt und trotz ausreichender Pufferspeichertemperatur konnte keine Entladung der Pufferspeicher stattfinden. Im Mai 1999 wurde ein neuer Entladeregler des gleichen Herstellers eingebaut, bei dem die Zapferkennung über die Erfassung der Impulse des Volumenzählers im Kaltwasserzulauf (VSV) erfolgte.

Zu hohe Rücklauftemperatur vom Entladewärmetauscher in die Pufferspeicher: Die Temperaturbegrenzung durch Leistungsanpassung der Pumpe P3 funktionierte nicht und es kam zu Temperaturdifferenzen (TSS2 - TSV2) von bis zu 40 K bzw. Rücklauftemperaturen (TSS2) von bis zu 61 °C. Auffallend ist auch, dass trotz (TSS2 - TSV2) > 5 K die Pumpe P3 nicht mit maximaler Leistung betrieben wurde (obwohl laut Regelbeschreibung des Herstellers gefordert), sondern der von P3 geförderte Volumenstrom (VSS) in etwa dem Verlauf des Zapfprofils (VSV) entsprach.

Kein Überströmen von NT-Speicher oben zu HT-Speicher unten: Es ergaben sich keine Temperaturschichtungen in den Speichern. Die Anschlüsse an den NT-Speichern für den Entladerücklauf und die Entnahme zum Beladewärmetauscher sind gegenüberliegend in der gleichen Höhe angebracht. Dadurch strömte das Wasser aus der Entladekreisrohrleitung durch

Solaranlage Studentendorf Freiburg-Vauban

die untere NT-Speicherschicht direkt in die Beladerohrleitung (Kurzschluss) und von dort über den Beladekreis in die obere Schicht der HT-Speicher.

Um eine Durchströmung der NT-Speicher zu erreichen, wurde im Oktober 1999 das Beladeventil V1 außer Betrieb genommen und die unteren Anschlussleitung der HT-Speichern an den Beladekreis abgesperrt. Zusätzlich wurde vor der Beladepumpe P2 ein motorbetriebenes Ventil eingebaut, das bei ausgeschalteter Beladepumpe den Beladekreis absperirt.

Thermosyphonische Strömung im Kollektorkreis: In den Kollektorkreis war bis Juli 2000 keine Rückschlagklappe eingebaut. Dadurch kommt es bei tiefen Außentemperaturen (TA1) und gleichzeitig höheren Temperaturen im Technikraum wegen der Dichteunterschiede zwischen der Wärmeträgerflüssigkeit im Kollektor und der Flüssigkeit im Bereich des Technikraumes zu thermosyphonischen Strömungen.

Defekt der Entladepumpe P3: Im September 1999 fand für einige Tage keine Entladung der Pufferspeicher statt, da die Entladepumpe P3 (Wilo, Top-S 30/7) defekt war, diese wurde baugleich ausgetauscht.

Beschlagen der Kollektoren: Im Juni 2000 wurde beobachtet, dass die Kollektorscheiben von innen beschlagen waren. Daraufhin wurden im August 2000 vom Hersteller an alle Kollektoren die alten Gummidichtungen gegen neue mit Dichtlippen ausgetauscht.

Defekt des Motorventils Umwälzpumpe im Pufferspeicher-Beladekreis: Im Mai/Juni 2002 kam es zu einem Defekt des Motorventils im Pufferspeicherbeladekreis. Für ca. 6 Wochen blieb das Ventil geschlossen, obwohl die Beladepumpe P2 in Betrieb war.

Einbau einer neuen Pufferspeicher-Entladepumpe (P3) und eines neuen Entladereglers: Am 26.06.2002 wurde mit dem Umbau des Pufferspeicher-Beladekreises begonnen. Dabei wurde eine neue Umwälzpumpe mit 0-10 V-Ansteuerung (Wilo Stratos) eingebaut, deren Volumenstrom variabel an den Zapfvolumenstrom angepasst werden konnte. Zusätzlich wurde auch der bisherige Entladeregler der Fa. Novatec gegen einen neu entwickelten Regler des Fraunhofer ISE Freiburg ausgetauscht.

3.2. Betriebsverhalten nach Concheck-Umbau

Durch die im Juni 2002 vom Fraunhofer ISE Freiburg begonnenen Umbauarbeiten und dem damit verbundenen Test- und Optimierungsbetrieb der neuen Regelung kam es zu gelegentlichen Stillständen, Ausfällen und ineffizienter Betriebsweise der Anlage.

Im Folgenden werden die neu eingebauten Wärmeübertrager der beiden Kompaktstationen näher analysiert.

Beladewärmetauscher

Die übertragene Solarleistung, der Wirkungsgrad, die spezifische Leistung und der kA-Wert fallen alle nach dem Umbau niedriger aus. Demzufolge ist die Leistung des Beladewärmetauschers nach erfolgtem Umbau um ca. 15 bis 20 % niedriger als vorher.

Entladewärmetauscher

Die Übertragungsleistungen und die an das Trinkwasser abgegebene Energie liegen vor und nach dem Umbau auf ähnlichem Niveau. Der kA-Wert und die mittlere Temperaturdifferenz liegen nach dem Umbau der Anlage ca. um den Faktor 2,5 besser. Als Folge kann bei gleicher Übertragungsleistung des Wärmetauschers eine höhere Trinkwassertemperatur erreicht werden.

Entladeregung: Anpassung des Pufferspeicher-Entladevolumenstroms an den Warmwasser-Zapfvolumenstrom

In der Solaranlage wurde im Juli 2002 ein vom Fraunhofer-ISE Freiburg entwickelter Entladeregler eingebaut. Mit diesem Regler sollte die geforderte schnelle Anpassung der beiden Volumenströme realisiert und der Regler-Prototyp in einem realen Anlagenbetrieb getestet werden.

Auslösen des Kollektorkreis-Sicherheitsventils

Am 11.04.2003 kam es in Folge einer Funktionsstörung der Pufferspeicherladepumpe (P2) zu einem Auslösen des Kollektorkreis-Sicherheitsventils im Keller. Eine Überprüfung der Solaranlage auf Eigensicherheit auf Basis des Berechnungsblattes in der VDI 6002 ergab, dass der Inhalt des Membranausdehnungsgefäß im Kollektorkreis (400 Liter) bei den vorhandenen Drücken nicht ausreichte. Durch Absenken und Anpassen der Drücke, kann auf ein zusätzliches Ausdehnungsgefäß verzichtet werden.

3.3. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 3 ist neben der solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt der den Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird darstellt.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 32,3 und 97,2 MWh/a. Wobei der Ertrag mit Ausnahme der Jahre 2002 und 2009, mit leicht fallender Tendenz, relativ konstant ist. In 2002 fällt der Ertrag deutlich niedriger aus, da dort der Concheck-Umbau durchgeführt wurde. In

2009 kam es zu zahlreichen Störungen insbesondere am Regler und Änderungsmaßnahmen, sodass sowohl der Ertrag als auch der Systemnutzungsgrad sehr gering ausfiel.

Im Diagramm ist außerdem zu erkennen, dass im Zeitraum vor dem Concheck-Umbau in 2002 der solare Ertrag und der Nutzungsgrad höher ausfällt als in den Jahren danach. Die Ursache hierfür ist unter 3.2 näher beschrieben.

3.4. Warmwasserverbrauch und Auslastung

Die Auslastung (Bild 4) der Anlage in Vauban ist in allen Messjahren deutlich höher als der empfohlene Wert von 70 l/(m²d). Ursache hierfür ist, dass das Wohnheim deutlich höher belegt ist, als während der Planung angenommen. Dementsprechend fällt natürlich der Warmwasserverbrauch sehr hoch aus. Entsprechend werden bei dieser Anlage auch sehr hohe Systemnutzungsgrade erzielt, die teilweise bei über 50 % liegen. Der spezifische solare Nutzwärmeertrag liegt häufig bei über 600 kWh/m². Da der solare Deckungsanteil aber außer im Jahr 2003 immer deutlich unter 20 % liegt, fällt die Wärmemenge, die solar substituiert wird, relativ zum Wärmeverbrauch gering aus. Beim solaren Deckungsanteil fallen ebenfalls die Jahre 2002 und 2009 aufgrund der oben genannten Störungen auf. In 2003 wurde ein wesentlich höherer Deckungsanteil (Bild 5) als in den anderen Jahren erzielt, was zum einen auf einen geringen Wärmeverbrauch und zum anderen auf die sehr hohe solare Einstrahlung in diesem Jahr zurückzuführen ist.

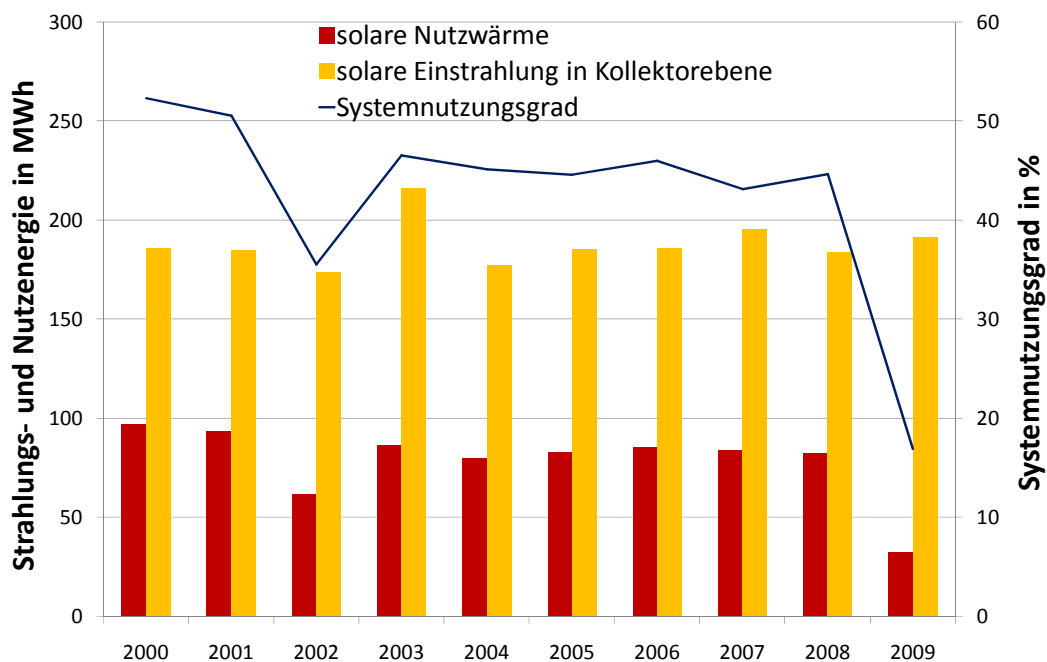


Bild 3: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage Freiburg Vauban.

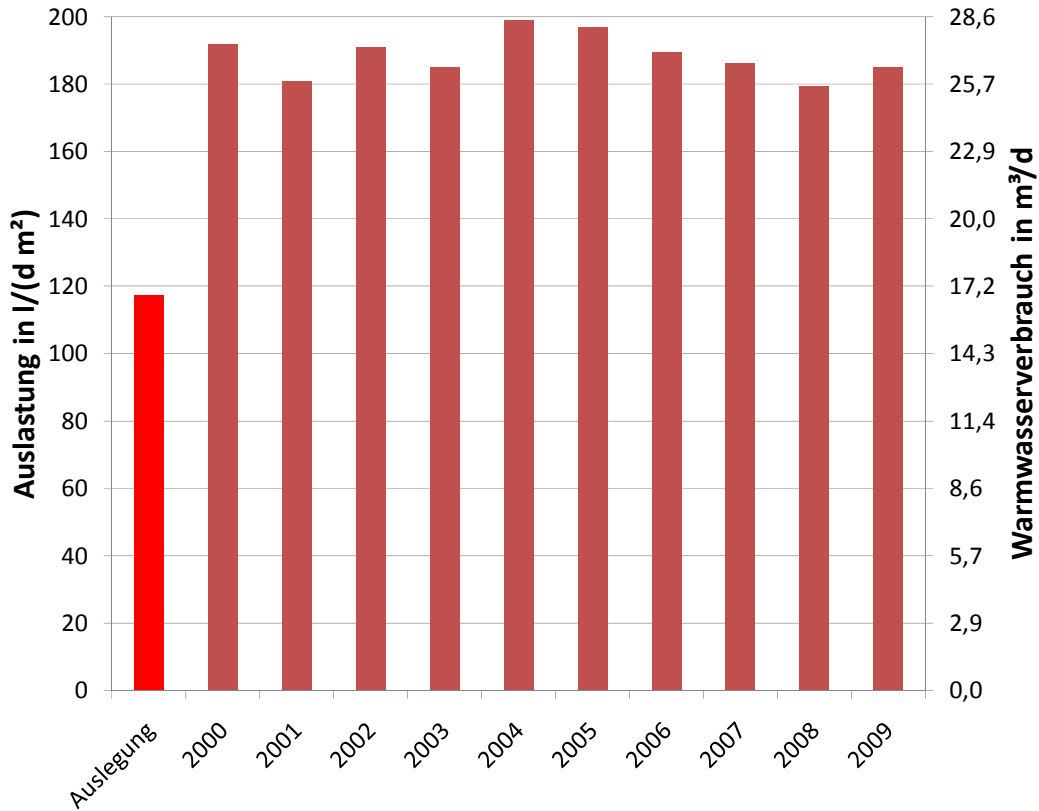


Bild 4: Spezifischer Warmwasserverbrauch bezogen auf die Kollektorfläche (Auslastung) der Solaranlage Freiburg Vauban.

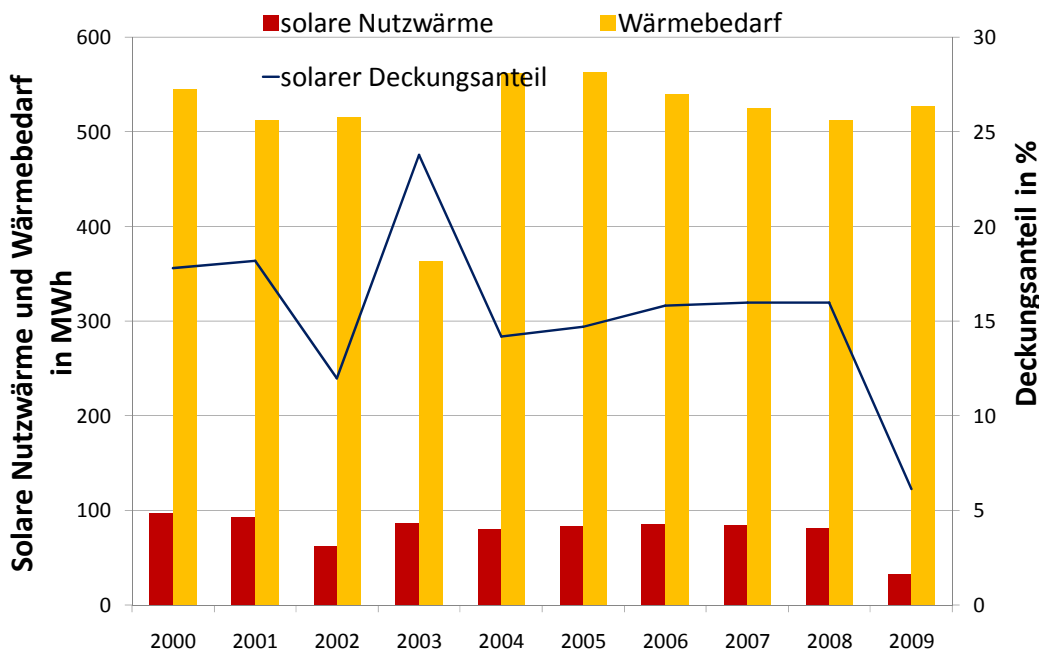


Bild 5: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage Freiburg Vauban.

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 81.406 kWh garantiert. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den geplanten Systemkosten von 111.434,84 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,119 €/kWh.

In den Jahren 2000 bis 2009 ergaben sich tatsächliche Nutzwärmekosten zwischen 0,103 €/kWh bzw. 0,125 €/kWh. Dabei wurden die beiden Ausreiserjahre 2002 und 2009 nicht berücksichtigt. In den beiden Jahren 2000 und 2001 vor dem Concheck-Umbau wurden dabei die niedrigsten Kosten von jeweils unter 0,11 € erzielt.

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphase nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmten, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mithilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen gilt die Garantie als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90% der gemessenen Werte ist. Bei dieser Anlage wurde die Ertragsgarantie in den beiden Garantiemessjahren mit über 100 % erfüllt.

Insgesamt fallen die Erträge nach erfolgtem Concheck-Umbau geringer aus (vgl. 6.1.2) als vorher. Beim Umbau wurde der Beladewärmeübertrager von den Mitarbeitern des Fraunhofer ISE nach VDI 6002-1 dimensioniert. Dies ergab eine kleinere Wärmeübertragungsfläche im Vergleich zu dem zuvor eingebauten Wärmeübertrager.

5. Literatur

- /1/ Bollin, E.; Himmelsbach, S.; Huber, K.: Solaranlage Freiburg Vauban Schlußbericht; Berichtszeitraum 13.01.1999 – 31.12.2006 Bezug über Hochschule Offenburg
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /3/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /5/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /6/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /7/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /9/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003
- /10/ Abschlussbericht zum Projekt ConCheck, Entwicklung und Erprobung von Regelungssystemen für die Be- und Entladeseite von großen solarthermischen Anlagen, BMWi-Förderkennzeichen 0329270; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme Freiburg, 16.06.2003
- /11/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus
- /12/ www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de.

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de heruntergeladen werden.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim

Förderkennzeichen: 032 9652 G

Berichtszeitraum: 01.06.1999 bis 31.07.2003

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber,
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck



Bild 1: Ansicht des Kreiskrankenhauses Mindelheim mit den Solarkollektoren auf dem Dach

1. Objektbeschreibung

Das Kreiskrankenhaus Mindelheim, das sich in der Trägerschaft des Landkreises Unterallgäu befindet, wurde in den letzten Jahren komplett saniert. Derzeit verfügt das Krankenhaus über ca. 250 Betten. Die im Keller untergebrachte Heizzentrale wurde 1990 mit neuer Technik ausgestattet. Von hier aus wird das gesamte Krankenhaus einschließlich der Küche und einer kleinen Bäderabteilung mit Warmwasser versorgt. Die Nachheizung des Trinkwassers erfolgt über zwei Gasheizkessel. Als Trinkwasserspeicher werden die drei vorhandenen Speicher mit jeweils 3.000 Litern Inhalt weiter genutzt, sodass kein neuer zusätzlicher Trinkwasserspeicher beschafft werden musste. Das um 7° geneigte Gebäudedach wurde komplett mit einem

gefalzten Zinkblech verkleidet. Auf dem Dach (Gebäudehöhe ca. 26 m) ist das 120 m² große Kollektorfeld aufgeständert. Ein Teil der Kollektoren (Teilfeld mit 40 m²) musste aus Platzgründen auf einem um ca. 2 m tiefer gelegenen Dach untergebracht werden, die Ausrichtung der einzelnen Teilfelder ist identisch (siehe Bild 1). Die übrige Solartechnik (Pufferspeicher, Wärmetauscher, Pumpen) ist komplett in der sehr geräumigen Technikzentrale untergebracht.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h., die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen. Dieses Zapfprofil ist Grundlage für die Auslegung.

Im Kreiskrankenhaus Mindelheim wurde im Juli 1997 über einen Zeitraum von einer Woche mittels Volumenzähler im Zulauf zu den Warmwasserspeichern der tatsächliche Warmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurde die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst.

Die Messungen ergaben für den Sommer-Wochentag einen durchschnittlichen Tagesverbrauch von 9 m³, d.h., ca. 35 Liter pro Person (bei 52 °C Warmwassertemperatur). Am Wochenende lag der Tagesverbrauch wegen einer geringeren Belegung des Krankenhauses bei ca. 6,5 m³. Unter Berücksichtigung der erfahrungsgemäß in den Übergangsmoaten und im Winter höheren Warmwasserverbräuche ergab sich ein angenommener Jahres-Warmwasserverbrauch von 3.209 m³. Der Wochentags-Verbrauchswert wurde als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage herangezogen (9.000 Liter/Tag bei 52 °C Warmwassertemperatur). Als Kaltwassertemperaturen wurden durchschnittlich 15 °C gemessen, für den Winter (Februar) wurde eine Kaltwassertemperatur von 6 °C angenommen. Als Dimensionierungsgrundlage wurde unter Berücksichtigung der ermittelten Kalt- und Warmwassertemperaturen von einem m² Kollektorfläche pro 72 Liter zu erwärmendem Wasser ausgegangen. Daraus ergab sich eine Standard-Kollektorfläche (aktive Fläche) von insgesamt 125 m². Tatsächlich installiert wurden 119,6 m². Das Standard-Solarspeichervolumen liegt bei 6.000 Litern.

2.1. Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim mit Regelfühlern. Das 120 m² große Kollektorfeld ist nach Südosten (-40°) ausgerichtet, die Neigung beträgt 29°. Das gesamte Feld ist in drei gleich große, parallel durchströmte Teilfelder unterteilt.

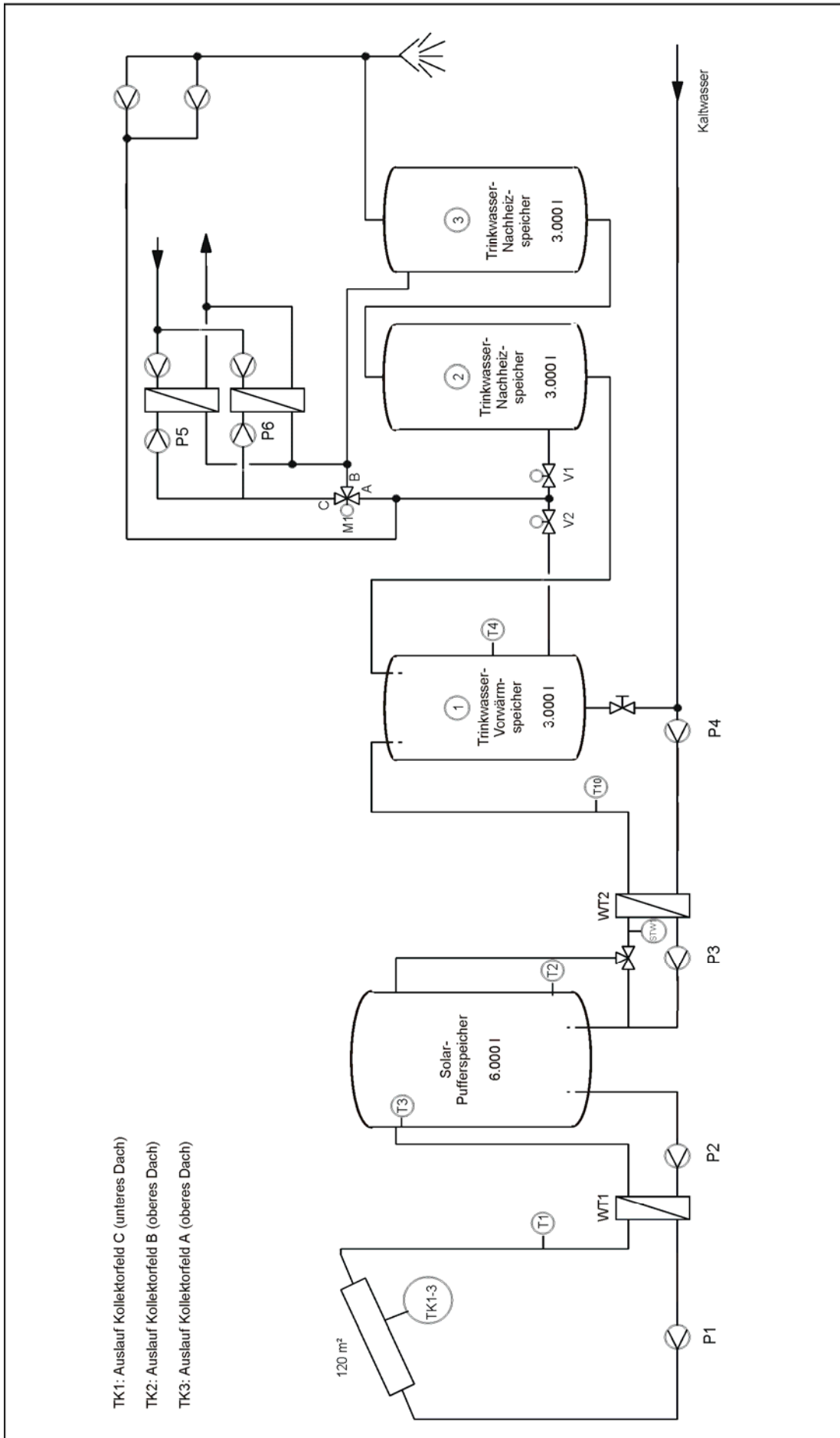


Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim mit Regelfühlern

Jedes dieser drei Teilfelder wiederum besteht aus zwei parallel durchströmten Teilfeldern mit jeweils neun in Reihe angeschlossenen Kollektoren. Die Kollektoren sind mit Aluminium-Profilen auf dem um 7° geneigten Blechdach des Krankenhauses aufgeständert. Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt. Bei einer ausreichenden Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorkreisgemisch und dem Pufferspeicherwasser wird das Kollektorkreisfluid mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Belade-Wärmetauscher (WT1) gefördert. Über den Beladekreis, der mit Heizungswasser befüllt ist, fördert die Beladepumpe (P2) die Energie an den Solar-Pufferspeicher (6.000 Liter Inhalt). Die Entladung des Pufferspeichers, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten Wärmetauscher, den sog. Entlade-Wärmetauscher (WT2). Bei ausreichender Wärme im Pufferspeicher schalten die Pumpen P3 und P4 ein und die Wärme wird vom Pufferspeicher in den Trinkwasser-Vorwärmespeicher (3.000 Liter Inhalt) gefördert. Wird Warmwasser gezapft, so strömt das solar erwärmte Trinkwasser aus dem Vorwärmespeicher in zwei in Reihe angeschlossenen Nachheizspeichern mit je 3.000 Litern Inhalt, wo es bei Bedarf über die Gas-Heizkessel auf die geforderte Warmwassertemperatur von 65 °C aufgeheizt wird. Zur Desinfektion wird einmal pro Tag die sogenannte Legionellenschaltung aktiviert.

2.2. Regelung

Die Regelung der Solaranlage erfolgt über die bereits vorhandene GLT des Krankenhauses (DDC-Regelung, Fabr. Landis&Staefa). Vor Ort ist geschultes technisches Personal, das bei Bedarf Änderungen an der Regelprogrammierung vornehmen kann. Dies führte in der Praxis bei durchzuführenden Änderungen zu erheblicher Zeitersparnis, da nicht extra der Kundendienst des Regelungsherstellers beauftragt werden musste.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald eine eingestellte Temperaturdifferenz (15 K) zwischen dem Mittelwert der drei Kollektorfeld-Austrittstemperaturen ($(TK1, TK2 \text{ und } TK3)/3$) und der Temperatur im Pufferspeicher unten (T2) erreicht wird. Die Einschalt-Temperaturdifferenz wurde so hoch eingestellt, weil die Kollektorfühler (TF1 bis 3) am Kollektorabsorber angebracht sind und deshalb nicht die Fluidtemperatur, sondern die höhere Temperatur des Absorberblechs messen.

Die Beladepumpe P2 schaltet ein, sobald zwischen dem Kollektorkreis-Vorlauffühler (T1) und dem unteren Speicherfühler (T2) eine Temperaturdifferenz von mehr als 6 K gemessen wird. Fällt diese Temperaturdifferenz unter 2 K oder werden im Solarspeicher 90 °C erreicht, schalten P1 und P2 ab. Wird trotz Betrieb von P1 die Temperaturdifferenz zum Einschalten von P2 nicht erreicht, schaltet P1 nach einer Laufzeit von 4 Minuten wieder aus.

Die Pufferspeicher-Entladepumpe P3 und die Vorwärmespeicher-Beladepumpe P4 schalten ein, sobald zwischen dem Pufferspeicher oben (T3) und dem Vorwärmespeicher unten (T4) eine Temperaturdifferenz von mindestens 5 K gemessen wird und die Temperatur im Vorwärmespeicher

(T4) nicht über 55 °C liegt. Die beiden Pumpen schalten aus, wenn die Temperaturdifferenz zwischen Puffer- und Vorwärm Speicher unter 2 K sinkt oder im Vorwärm Speicher 59 °C erreicht werden. Sind die beiden Pumpen P3 und P4 in Betrieb, so soll zur Vermeidung einer Schichtzerstörung im Vorwärm Speicher die Temperaturdifferenz zwischen dem Beladevorlauf (T10) und dem Vorwärm Speicher (T4) nicht über 5 K ansteigen. Um diese Temperaturdifferenz und eine trinkwasserseitige Maximaltemperatur (T10) von 60 °C zu halten ist in den Entladekreis ein Mischventil eingebaut, das durch Beimischung des kälteren Rücklaufwassers die Vorlauf temperatur reduziert.

Um eine Verkalkung des Entladewärmetauschers zu verhindern, ist auf der Pufferspeicherseite zusätzlich ein Sicherheitstemperaturwächter installiert, mit dem die primärseitige Zulauf temperatur (STW1) auf 68 °C begrenzt wird. Werden 68 °C überschritten, dann wird der Mischventildurchgang (Y-Stellwert) auf 50 % des ursprünglichen Ausgangswerts reduziert, wodurch eine verstärkte Rücklaufbeimischung stattfindet.

Zur Desinfektion des Trinkwasser-Vorwärm Speichers geht täglich um 22.00 Uhr die Legionellenschaltung in Betrieb. Zusätzlich schließt Ventil V1 und Ventil V2 öffnet, sodass alle Trinkwasserspeicher mit konventionell erwärmtem Wasser durchströmt und aufgeheizt werden können. Die Legionellenschaltung geht wieder außer Betrieb (V2 zu, V1 auf), sobald im Vorwärm Speicher (T4) 60 °C erreicht werden.

2.3. Messtechnik

Im Datenlogger (Fabrikat: Schuehle, MAC 19) werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m³/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sek., die Betriebsstunden alle 2 Sek. erfasst und diese Werte in der Regel alle 30 Minuten abgespeichert. Kürzere Speicherintervalle (<30 min) sind möglich und werden zur Kontrolle des dynamischen Anlagenverhaltens über begrenzte Zeiträume durchgeführt (z.B. im Probetrieb nach Fertigstellung der Anlage). Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls abgespeichert. Zusätzlich zur Erfassung der Messgrößen über einen Datenlogger ist auf der Trinkwasserseite des Entladewärmetauschers (WT2) ein Wärmemengenzähler mit zwei eigenen Temperaturmessstellen (TRW1, TRW2) und einem Volumenstromzähler (VRW) angeschlossen. Dieser Wärmemengenzähler zeigt unabhängig von der Datenerfassung über den Logger den Ertrag der Solaranlage an (QRW) und dient zur Absicherung und Kontrolle des vom Datenlogger ermittelten Solarertrages (QSV).

3. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung (Mittelwerte aus 5 bzw. 30-min-Intervallen) ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse hätten, die im Folgenden geschilderten Funktionsstörungen kaum festgestellt werden können.

Zu frühes Einschalten der Kollektorkreispumpe durch falsche Position der Kollektorfühler: Die Kollektorkreispumpe P1 sollte ursprünglich einschalten, wenn $(TKFA + TKFB + TKFC)/3 > (TPS2 + 7 \text{ K})$. P1 schaltete ein, obwohl an den Kollektorfeldfühlern TKFA bis C Temperaturen gemessen wurden, die unter der Pufferspeichertemperatur TPS2 lagen. Durch das zu frühe Einschalten von P1 wurde zum Entladewärmetauscher WT1 Kollektorkreisfluid mit zu tiefen Temperaturen (TKT1) transportiert, mit der Folge, dass das Einschaltkriterium für die Pufferspeicher-Beladepumpe P2 ($TKT1 > TPS2$ und 6 K) nicht erfüllt wurde, d.h., P2 ging nicht in Betrieb, P1 lief im Kurzschluss und schaltete nach der Mindestlaufzeit von 4 Minuten wieder aus. Ein Vergleich der über die Regelfühler TK1 bis 3 gemessene Temperaturen, mit denen der Messfühler TKFA bis C ergab, dass die mit den Regelfühlern gemessenen Temperaturen um bis zu 15 K über den mit den Messfühlern gemessenen lagen. Die Regelfühler sind seitlich im Kollektorgehäuse in Tauchhülsen eingesteckt. Diese Tauchhülsen sind am Absorberblech des Kollektors befestigt, sodass die eingesteckten Regelfühler die Temperatur des Absorberblechs messen. Bei Einstrahlung auf die Kollektoren erwärmt sich das Absorberblech schneller und stärker als das Fluid in den Absorberrohren, die Regelfühler messen eine zu hohe Temperatur und P1 schaltet ein, obwohl die Temperatur des Fluids noch nicht ausreicht. Im Unterschied dazu messen die Messfühler TKFA bis C die Temperatur des Kollektorkreisfluids am Kollektoraustritt, da die Fühler in Tauchhülsen in den Rohrleitungen an den Kollektorfeld-Austritten eingesteckt sind.

Um solche Fehlmessungen zu vermeiden, sollte seitens der Kollektorhersteller bzw. des Installateurs unbedingt darauf geachtet werden, wo der Fühler zur Messung der Kollektortemperatur angebracht wird.

Kriterium für Nicht-Einschalten des Legionellenbetriebs wird nie erfüllt: Die Legionellenschaltung zur Erwärmung des Vorwärmerspeichers auf 60 °C geht täglich um 22.00 Uhr in Betrieb. Sie soll nicht in Betrieb gehen, wenn der Vorwärmerspeicher (T4) seit 8.00 Uhr für mindestens 1 Stunde auf einer Temperatur von 60 °C war.

Dieses Kriterium kann aber nie erfüllt werden, da die Beladetemperatur im Vorwärmerspeicher auf 59 °C begrenzt ist, d.h., P3 und P4 schalten aus, sobald $T4 > 59 \text{ °C}$.

Im Messzeitraum wurden über die Legionellenschaltung insgesamt ca. 44.000 kWh an Energie in den Vorwärm Speicher eingeladen. In den Sommermonaten, in denen der Vorwärm Speicher meist über die Solaranlage auf 60 °C erwärmt werden könnte, beträgt der Energieeintrag immerhin durchschnittlich ca. 70 bis 100 kWh pro Tag. Die nächtliche Aufheizung des Vorwärm Speichers hat zudem zur Folge, dass der Speicher wegen der hohen Temperaturen und des sehr geringen Warmwasserverbrauchs erhöhte Wärmeverluste hat.

Um das Einschalten des Legionellenbetriebs zu reduzieren, wurde von uns vorgeschlagen, die trinkwasserseitige Maximaltemperaturbegrenzung zu erhöhen, sodass der Vorwärm Speicher über die Solarpufferspeicher auf mindestens 60 °C erwärmt werden kann.

Dies wurde vom Installateur abgelehnt, da dieser wegen der hohen Härte des Trinkwassers bei Temperaturen ab 60 °C eine erhöhte Gefahr der Verkalkung des Entladewärmetauschers sah und bei Erhöhung der Temperaturen keine Gewähr für die Funktionstüchtigkeit des Entladewärmetauschers übernehmen wollte.

Um die Energie für den Legionellenbetrieb zu reduzieren, sollte allerdings überlegt werden, ob die Legionellenschaltung am späten Nachmittag einschaltet. Dies hätte zur Folge, dass der Vorwärm Speicher wegen der Beladung über die Solaranlage von einer höheren Temperatur aus auf 60 °C erwärmt werden muss und somit weniger Energie benötigt wird. Außerdem wird der Speicher durch den hohen Warmwasserverbrauch am Abend weitestgehend entladen und hat somit über die Nacht geringere Wärmeverluste.

3.2. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 3 ist neben der solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt der den Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird darstellt.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 57,1 (2005 und 2009) und 75,6 MWh/a (2003). Wobei der Ertrag in den ersten Jahren bis 2003 zu- und danach abnimmt. Ebenfalls mit zuerst zunehmender und ab 2003 abnehmender Tendenz verändert sich auch der solare Nutzungsgrad. Hier werden maximal 44,3 % (2002) und mindestens 30 % (2011) der solaren Einstrahlung in Nutzwärme umgesetzt. Details sind im Folgeabschnitt Abschnitt 3.3 dargestellt.

3.3. Warmwasserverbrauch und Auslastung

In Bild 4 ist die Auslastung der Anlage in Mindelheim dargestellt. Die Auslastung schwankt über die Jahre um den Auslegungswert von 70 l/(m²d). Wobei auch hier bis 2003 die Auslastung zunimmt und danach sinkt. Sie erreicht im Maximum 84 l/(m²d) (2002) und im Minimum 38 l/(m²d) (2011) jeweils im Jahresdurchschnitt. Durch Wassersparmaßnahmen wurde der Trinkwarmwasserverbrauch deutlich reduziert. Im Vergleich mit dem solaren Ertrag und dem Systemnutzungsgrad zeigt sich, der Zusammenhang zwischen Auslastung und solarem Ertrag

bzw. Nutzungsgrad. Der solare Ertrag und Nutzungsgrad fällt bei höherer Auslastung bzw. Warmwasserverbrauch höher aus. Der sinkende Systemnutzungsgrad und solare Ertrag kann dementsprechend nicht auf eine abnehmende Leistungsfähigkeit des Solarsystems zurückgeführt werden.

Der solare Deckungsanteil (Bild 5) steigt aufgrund des sinkenden Warmwasserverbrauchs ebenfalls tendenziell ab 2002. Hierbei ist allerdings das Jahr 2011 besonders auffällig. Die in diesem Jahr sehr hohe solare Einstrahlung bei verhältnismäßig niedrigem Wärmebedarf führt zu einem sehr hohen Deckungsanteil.

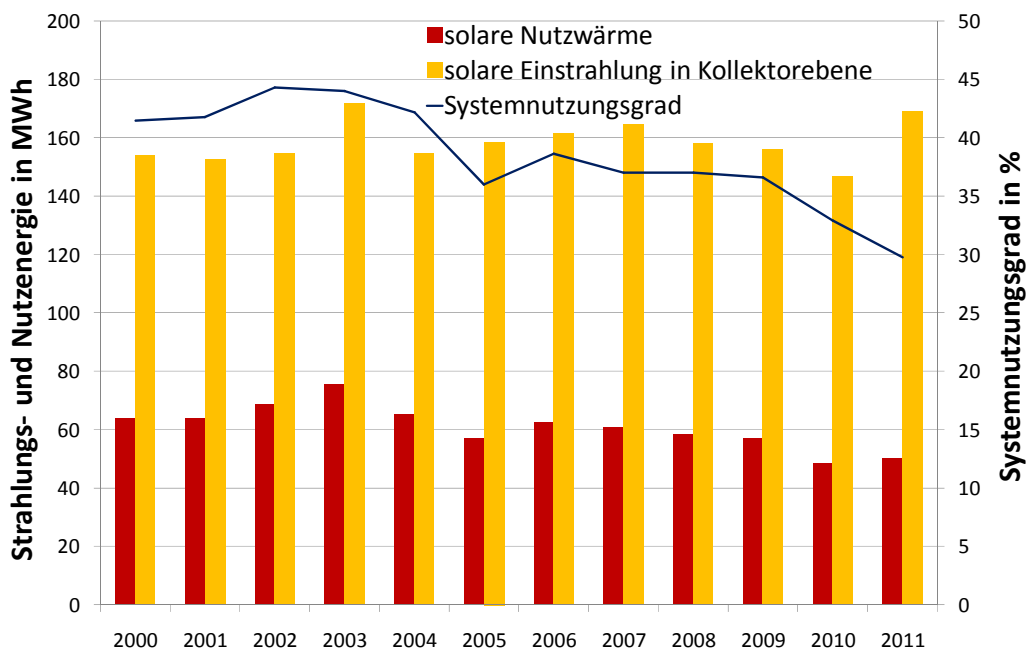


Bild 3: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage Mindelheim.

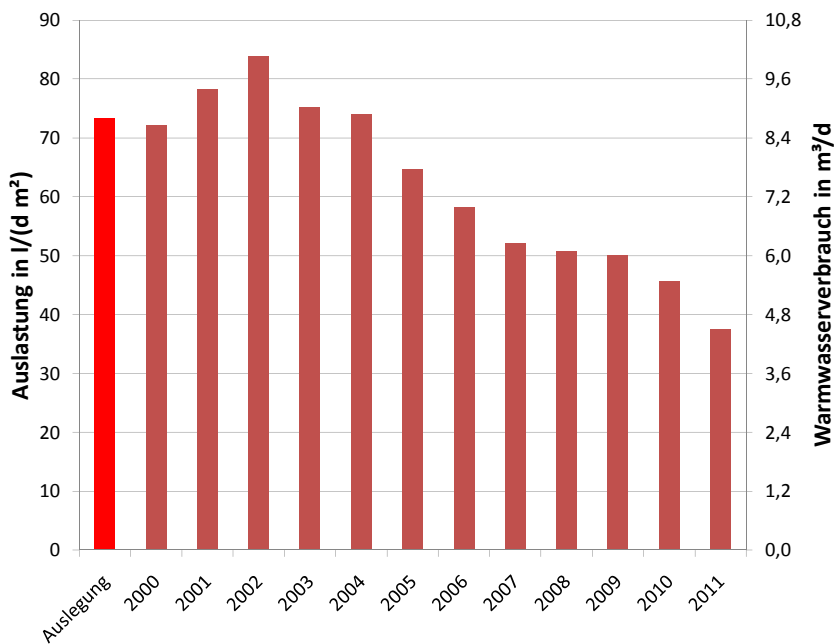


Bild 4: Spezifischer Warmwasserverbrauch bezogen auf die Kollektorfläche (Auslastung) der Solaranlage Mindelheim.

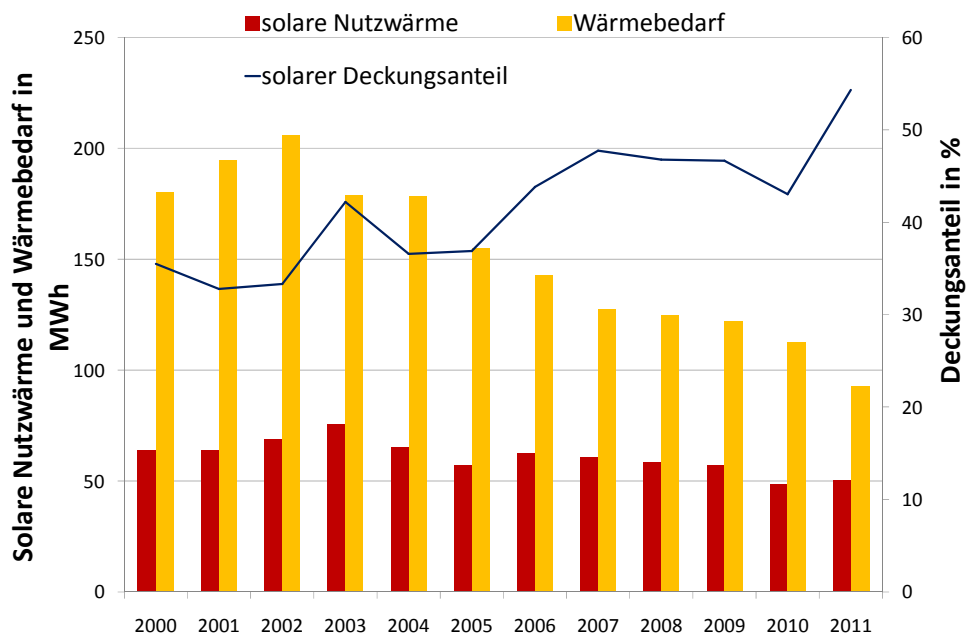


Bild 5: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage Mindelheim.

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 71.973 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den geplanten Systemkosten von 92.968 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,113 €/kWh.

In den Jahren 2000 bis 2011 ergaben sich tatsächliche Nutzwärmekosten zwischen 0,125 €/kWh (2003) bzw. 0,1956 €/kWh (2005 und 2011).

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphase nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmten, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mithilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen gilt die Garantie als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90 % der gemessenen Werte ist. Bei dieser Anlage wurde die Ertragsgarantie in den beiden Garantiemessjahren mit 90,7 % und 93,7 % beim Nutzungsgrad erfüllt.

5. Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /4/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /5/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /6/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003
- /8/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus
www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de heruntergeladen werden.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage Hegau Klinikum Singen

Förderkennzeichen: 032 9652 H

Berichtszeitraum: 10.11.1999 bis 17.04.2004

Hochschule Offenburg,

Prof. Elmar Bollin,

Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber,

Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck



Bild 1: Heizzentrale des Hegau-Klinikums Singen mit Dachintegriertem Kollektorfeld

1. Objektbeschreibung

Das Hegau-Klinikum Singen als GmbH befindet sich zu 100 % im Eigentum der Stadt Singen. Es verfügt zurzeit über 534 Betten. Das Klinikgebäude besteht aus einem Altbau (1928) mit Erweiterung (1957), dem Ostbau (1994) und dem Westbau (saniert und seit Mai 1997 in Betrieb). Das Hauptgebäude wird seit 1998 saniert.

Bild 1 zeigt das 263,6 m² große Kollektorfeld der Solaranlage Hegau-Klinikum GmbH Singen, das als „Solar Roof“ in das Dach des sanierten Technikgebäudes integriert ist. Die „Solar Roof“-Kollektoren sind auf Stahlträgern aufgelegt und ersetzen einen Großteil der herkömmlichen Dacheindeckung. Die Kollektoren haben eine Neigung von 30° und weichen aus der Südrichtung um 52° nach Osten ab.

Durch die Sanierung der Heizzentrale und der bestehenden Technik stand für die Solaranlage mit allen ihren Komponenten ausreichend Platz zur Verfügung. Auch das vorhandene BHKW sprach nicht gegen den Bau einer Solaranlage, da die relativ geringe Abwärme des BHKW im Sommer nur ca. 1/3 des Heizwärmebedarfs abdeckt und somit für die Trinkwassererwärmung kein Wärmeüberschuss anfällt.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen.

Im Hegau-Klinikum Singen wurde vom 01.07.1997 bis 30.07.1997 der tatsächliche Warmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurde die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst, um die Umrechnung der Verbrauchswerte auf eine Warmwassertemperatur von 60°C zu ermöglichen. Der unterschiedliche Verbrauch über das Jahr wurde anhand der typischen Jahresverläufe für Krankenhäuser ergänzt.

Der tägliche Warmwasserverbrauch lag an Werktagen bei durchschnittlich ca. 20.000 Liter, d.h. ca. 50 Liter pro Person. Am Wochenende reduzierte sich der Verbrauch um etwa 10 % auf 18.000 Liter/Tag. Als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage wurden 20.000 Liter/Tag vorgegeben, woraus sich bei einer empfohlenen Auslastung von 76 Litern zu erwärmendem Wasser pro Tag und pro 1 m² Kollektorfläche eine Standard-Kollektorfläche (aktive Fläche) von insgesamt 260 m² ergab. Installiert wurden 263,6 m².

Das Standard-Solarspeichervolumen lag bei 15.000 Litern. Hier konnten die drei vorhandenen Warmwasserspeicher (jeweils 5.000 Liter Inhalt) verwendet werden, da diese Speicher durch vier neue Trinkwasserspeicher (jeweils 1.000 Litern Inhalt) ersetzt werden sollten und deren Zustand nach einer Inspektion für einwandfrei befunden wurde.

2.1. Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 und 3 zeigen das Prinzipschaltbild der Solaranlage Hegau-Klinikum Singen mit Regelfühlern.

Das 264 m² große Kollektorfeld besteht aus zwanzig Kollektormodulen, unterteilt in vier parallele Teilfelder mit jeweils fünf in Reihe geschalteten Kollektormodulen. Die Kollektoren sind nach Südosten ausgerichtet (-52°) und mit einer Neigung von 30° als Solar-Roof auf das Dach der Heizzentrale montiert.

Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt und mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Beladewärmetauscher (WT1) gefördert. Über den Beladekreis fördert die Beladepumpe (P2) die Energie in die drei Solar-Pufferspeicher

(je 5.000 Liter Inhalt). Die Pufferspeicher werden nacheinander beladen. Kann Pufferspeicher 1 aufgrund einer zu geringen Temperaturdifferenz nicht mehr beladen werden, schalten die Ventile auf Beladung Speicher 2. Speicher 3 wird als Letztes beladen. Die Entnahme zum Wärmetauscher WT1 erfolgt immer aus Speicher 3 (kältester Speicher). So stellt sich eine gute Schichtung ein und es kann schnell ein hohes Temperaturprofil genutzt werden.

Die Entladung der Pufferspeicher, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten externen Plattenwärmetauscher (WT2). Bei ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeichern und Trinkwasserspeichern schaltet die Entladepumpe P3 ein. Dadurch wird dem Speicher 1 oben, wo sich die höchste Temperatur einstellt, solar erwärmtes Wasser entnommen. Der Rücklauf vom WT2 wird in den Speicher 3 geführt. Gleichzeitig mit P3 schaltet die trinkwasserseitige Umwälzpumpe P4 ein, die das Trinkwasser aus den Trinkwasser-Vorwärmern (Speicher 3 und 4 mit jeweils 1.000 Litern Inhalt) über den Entladewärmetauscher WT2 fördert. Dort wird das Trinkwasser solar erwärmt und anschließend wieder in die Speicher eingeladen.

Wird Warmwasser gezapft, strömt das erwärmte Trinkwasser aus den Vorwärmern in die zwei nachgeschalteten Nachheizspeicher (jeweils 1.000 Liter Inhalt), wo es bei Bedarf über die konventionelle Heiztechnik auf die geforderte Warmwasser-Solltemperatur erwärmt wird. Die konventionelle Heiztechnik besteht aus einer Folgeschaltung aus BHKW und Gas-Heizkessel. Zur Legionellendesinfektion wird einmal pro Tag (um 23.00 Uhr) die Legionellenschaltung in Betrieb genommen.

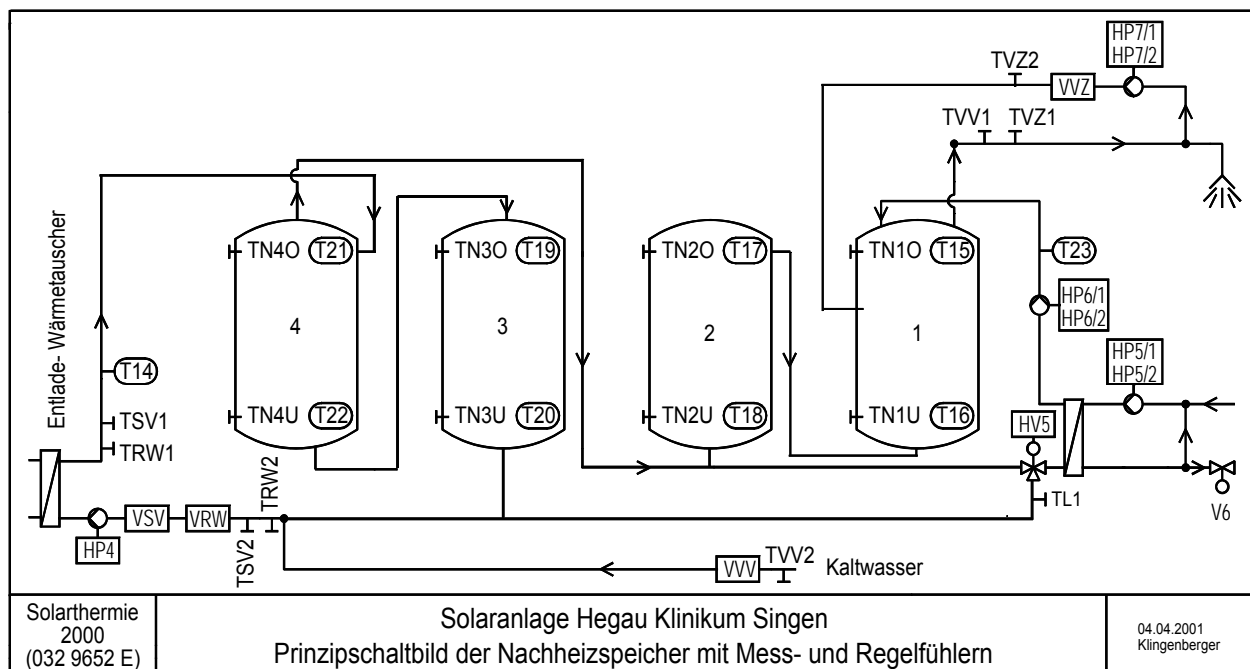


Bild 2: Prinzipalschaltbild der Trinkwasserspeicherguppe mit Regel- und Messfühlern

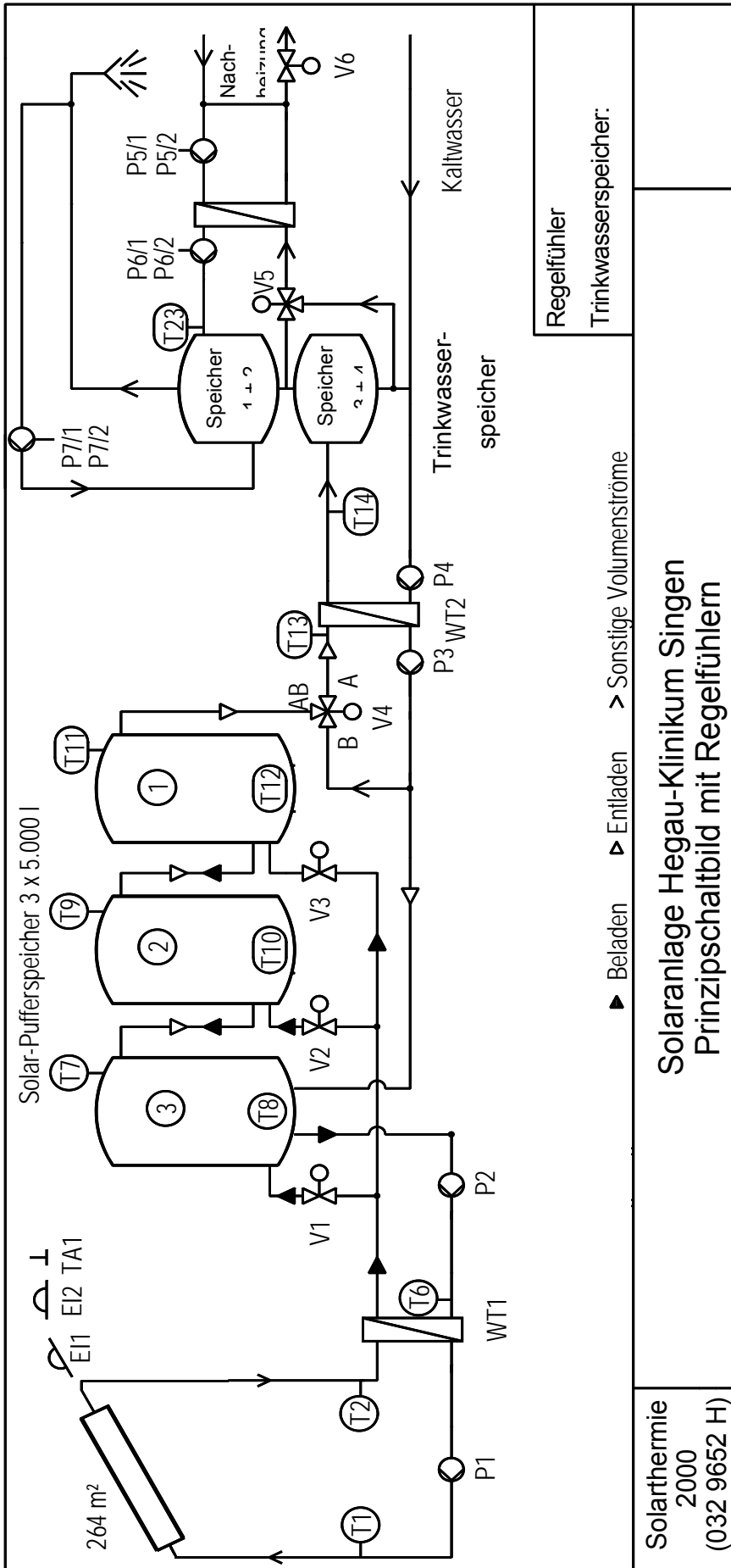


Bild 3: Prinzipschaltbild der Solaranlage im Hegau-Klinikum Singen mit Regelfühlern

2.2. Regelung

Für die Solarspeicherbe- und entladung kommt eine frei programmierbare DDC Einheit der Firma Honeywell zum Einsatz.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald die Einstrahlung E1 über 200 W/m^2 liegt und die Temperatur in den Pufferspeichern oben unter 90 °C ist. Die Pumpe P1 schaltet aus, wenn die Pumpe P2 aus ist und die Einstrahlung unter 150 W/m^2 liegt oder die Temperatur in den Pufferspeichern 85 °C überschreitet. Die Mindestlaufzeit beträgt 3 Minuten.

Die Pumpe P2 schaltet ein, sobald eine Temperaturdifferenz vor dem Wärmetauscher WT1 (T2) und dem Pufferspeicher unten (T8, T10 oder T12) von über 7 K vorhanden ist, aber nur wenn P1 auch in Betrieb ist. Sie schaltet aus, wenn die Temperaturdifferenz zwischen T8, T10 oder T12 und T6 auf 3 K gesunken ist oder wenn die Maximaltemperatur von 90 °C in den Pufferspeichern überschritten wird.

Die Ventile V1, V2 und V3 werden, je nachdem welcher Pufferspeicher Beladen werden soll, geöffnet oder geschlossen. Zuerst wird die Temperaturdifferenz zwischen Speicher 1 (T12) und T2 überprüft. Ist T2 höher als T12, so öffnet V3; V1 und V2 schließen. Sinkt nun die Temperatur T2 unter T12, so kann der Speicher nicht mehr beladen werden und es wird die Temperaturdifferenz von T10 und T2 überprüft. Ist noch eine nutzbare Temperaturdifferenz vorhanden, so öffnet Ventil V2 und die Ventile V1 und V3 schließen. Mit Speicher 3 wird dann genauso verfahren.

Sobald zwischen dem Pufferspeicher 1 oben (T11) und der Temperatur im Trinkwasserspeicher 3 unten (T20) eine Differenz von über 7 K erreicht ist, geht die Pumpe P3 in Betrieb. Sie schaltet aus, wenn die Temperaturdifferenz unter 2 K gesunken ist.

Die Pumpe P4 schaltet nach den gleichen Kriterien ein wie P3. Da jedoch eine lange Leitungstrecke zwischen Pufferspeicher und Wärmetauscher liegt, wird nicht T11 als Bezugstemperatur genommen, sondern T13, dessen Fühler kurz vorm Wärmetauscher sitzt.

Um auf der Trinkwasserseite am Entladewärmetauscher WT2 keine Temperaturen über 60 °C zu erhalten, wird ein Mischventil V4 eingesetzt. Wenn die Temperatur T13 über 67 °C steigt, wird dem Vorlauf zum WT2 kälteres Wasser aus dem Rücklauf beigemischt.

Zur thermischen Legionellendesinfektion wird einmal am Tag um 23 Uhr das Umschaltventil V5 umgeschaltet und die vier Trinkwasserspeicher werden vollständig auf 70 °C erwärmt.

2.3. Messtechnik

Im Datenlogger (Fabrikat: Schuehle, MAC 19) werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m^3/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sekunden, die Betriebsstunden alle 2 Sekunden erfasst und diese Werte in der Regel alle 30 Minuten abgespeichert. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls gespeichert.

Zusätzlich zur elektronischen Datenerfassung werden in der Intensivmessphase einmal pro Woche die Messgeräte abgelesen, an denen Zählwerke vorhanden sind. Außerdem werden noch die Druckanzeigen im Kollektor- und Pufferspeicherkreis abgelesen.

Zusätzlich zur Erfassung der Messgrößen über einen Datenlogger ist auf der Trinkwasserseite des Entladewärmetauschers (WT2) ein Wärmemengenzähler mit zwei eigenen Temperaturmessstellen (TRW1, TRW2) und einem Volumenstromzähler (VRW) angeschlossen.

3. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung (Mittelwerte aus 5 bzw. 30-min-Intervallen) ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Bei dieser Analyse wurden erhebliche Mängel festgestellt.

Legionellenschaltung der Trinkwasserspeicher im Dauerbetrieb:

Mit der Legionellenschaltung soll das gesamte Trinkwasserspeichervolumen einmal pro Tag auf 70 °C erwärmt werden. Die Legionellenschaltung war jedoch im Dauerbetrieb, da die geforderten 70 °C nicht erreicht wurden. Die Verschaltung der Trinkwasserspeicher wurde daraufhin geändert. Die vier Speicher wurden in zwei Vorwärm Speicher und zwei Nachheizspeicher getrennt. Die Vorwärm Speicher stehen ausschließlich der Solaranlage zur Verfügung, die konventionelle Erwärmung des Trinkwassers auf Solltemperatur erfolgt nur noch in den Nachheizspeichern.

Ungleichmäßige Durchströmung der vier parallelen Trinkwasserspeicher:

An jedem Trinkwasserspeicher waren insgesamt 6 Rohrleitungsanschlüsse, jeweils ohne spezielle Einrichtungen für beruhigtes Ein-/Ausströmen. Wegen des fehlenden hydraulischen Abgleichs wurde in den Trinkwasserspeichern in Schichten auf gleicher Höhe unterschiedliche Temperaturen gemessen, d.h., es findet keine gleichmäßige Durchströmung der Trinkwasserspeicher statt. Die Speicherverschaltung wurde deshalb im Januar 2001 wie oben beschrieben geändert. Die Vorwärm Speicher werden nach dem Betrieb der Legionellenschaltung durch den hohen Warmwasserverbrauch am Morgen entladen.

Strahlungsmessung für die Regelung fehlerhaft:

Das Messsignal des Pyranometers der Messtechnik, das die Einstrahlung in die Kollektorebene misst (EI1), wird neben der Messdatenerfassung auch für die Beladeregulation verwendet. Das Messsignal wurde jedoch wegen falscher Programmierung der Regelung nicht richtig verarbeitet, sodass die von der Regelung gemessenen Einstrahlungswerte nicht mit den realen Werten (Messwerte unserer Datenerfassung) übereinstimmten. Folge der falschen

Einstrahlungsmessung ist, dass die gesamte Anlage zu spät einschaltet (bei ca. 390 W/m^2 statt 200 W/m^2). Von der Regelungsfirma wurde im Herbst 2001 die Verarbeitung des Wertes überprüft und geändert. Es stellt sich jedoch immer noch keine Übereinstimmung mit den Messwerten ein. Die Anlage funktioniert besser, jedoch in Bereichen unter 300 W/m^2 werden falsche Werte übertragen (meistens -2 W/m^2). Da die Signalverdopplung vom technischen Personal des Krankenhauses durchgeführt wurde, wurde von dieser Seite eine Überprüfung durchgeführt. Diese ergab, dass das Signal von 0–10 V, welches eine lineare Kennlinie von 0– 1300 W/m^2 bedeutet, nicht von der Regelungstechnik umgesetzt wurde. Dort wurde von einem Signal von 2,5–10 V ausgegangen. Die Kennlinie wurde von der Regelfirma geändert und die ist nun funktionsfähig.

Regelungskonzept wurde nicht wie beschrieben umgesetzt:

Durch Missverständnisse bei der Umsetzung des Regelkonzepts funktionierte die Beladung der Pufferspeicher je nach Temperaturprofil mit Hilfe von Ventilen nicht. Dies lies sich durch eine Änderung des Regelprogramms beheben. Das Kriterium zum Ausschalten der Kollektorkreis- und Beladepumpe wurde erweitert. Die Pumpen schalten nicht nur aus, wenn eine bestimmte Einstrahlung unterschritten wird, sondern auch, wenn keine nutzbare Temperaturdifferenz mehr vorhanden ist.

Be- und Entladung der Pufferspeicher:

Die Be- und Entladung der Pufferspeicher erfolgt nicht optimal, da bestehende Speicher verwendet wurden, deren Rohrleitungs-Anschlusspositionen ungünstig sind. Es wurde überlegt, Beladelanzen nachträglich einzubauen. Nachdem die Energiegarantie erfüllt wurde, ist diese Maßnahme nicht mehr nötig.

Weitere Probleme/Vorkommnisse:

- Die Pumpe P2 musste wegen eines Defektes ausgetauscht werden.
- Die Nachheizpumpen trinkwasserseitig (P6) wurden gegen größere Pumpen ausgetauscht (23.03.01). Dadurch sollte erreicht werden, dass die Solltemperatur von 70 °C für den Legionellenbetrieb erreicht werden kann. Dies wurde aber trotz des erhöhten Nachheizvolumenstroms nicht erreicht.
- Die Pumpe P4 bekam ein Einschaltsignal, förderte keinen Volumenstrom. Das Busteil der Pumpe wurde ausgetauscht (18.04.01).
- Am Pufferspeicher war ein Sicherheitsventil undicht. Das Sicherheitsventil wurde ausgetauscht (12.06.01).

- Blitzeinschlag am 30.05.01 → Beschädigung der seriellen Schnittstelle des Rollenzähler-Moduls des Datenloggers. Außerdem wurde durch den Blitzeinschlag die serielle Schnittstelle des Vor-Ort-PCs, der mit dem Datenlogger verbunden ist, beschädigt.
- Am Kollektorfeld traten Undichtigkeiten auf, es mussten mehrfach Abdichtungen erneuert werden.
- Relativ hohe Speicherverluste durch nicht vollständig gedämmte Speicher. Die Firma Werr und Ludwig hat die Speicher nachträglich vollständig gedämmt.
- Eine Pumpe lief mehrfach wochenlang im Handbetrieb.
- Das Kollektorfeld ist relativ stark verschmutzt. Eine Reinigung ist durch die Anbringung auf dem Schrägdach schwierig, und nach dem Erreichen der Energiegarantie vom Klinikum auch nicht mehr angedacht.
- In den Speichern sammelte sich Luft, sodass eine Be- und Entladung der Speicher nur eingeschränkt möglich war. Nach der Entlüftung funktioniert die Be- und Entladung wieder zufriedenstellend

3.2. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 4 ist neben der solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt. Dieser zeigt den Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird auf.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 83,3 MWh/a (2001) und 109,9 MWh/a (2003). Wobei der Ertrag weder eine sinkende noch steigende Tendenz aufweist. Dementsprechend wird angenommen, dass sich die Leistungsfähigkeit der Kollektoren und der Gesamtanlage über die Jahre zumindest nicht wesentlich verändert hat. Ebenfalls mit weder steigender noch sinkender Tendenz verhält sich der Systemnutzungsgrad. Hier werden maximal 32,6 % (2002) und mindestens 25,6 % (2006) der solaren Einstrahlung in Nutzwärme umgesetzt. Der Nutzungsgrad fällt bei dieser Anlage im Vergleich zu den anderen Anlagen die von der Hochschule Offenburg betreut werden relativ gering aus, da die Anlagenauslastung mit teilweise unter $60 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ unter dem Auslegungswert von $76 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ liegt. Außerdem treten bei dieser Anlage auch häufig Störungen auf, die Ertrag und Nutzungsgrad schmälern. Seit Mitte 2008 wird die Anlage wieder intensiver im Rahmen einer Schwachstellenanalyse überwacht und der Betreiber regelmäßig über Fehlfunktionen informiert. Es zeigt sich bereits in 2009 der Erfolg dieser Maßnahme, da in diesem Jahr der Systemnutzungsgrad wieder höher liegt als in den Jahren davor.

3.3. Warmwasserverbrauch und Auslastung

Die Auslastung (Bild 5) der Anlage in Singen schwankt über die Jahre um ca. $60 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ und liegt damit deutlich unter dem Auslegungswert von $76 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$. Die Auslastung erreicht im Maximum $70 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ (2001) und im Minimum $50 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ (2004) jeweils im Jahresdurchschnitt.

Ein Zusammenhang zwischen Auslastung und Ertrag bzw. Nutzungsgrad ist hier nicht eindeutig erkennbar, sondern wird durch Ertragseinbußen durch Störungen überlagert. Der solare Ertrag und Nutzungsgrad fällt normalerweise bei höherer Auslastung bzw. Warmwasserverbrauch höher aus.

Der solare Deckungsanteil (Bild 6) zeigt einen ähnlichen Verlauf wie der Systemnutzungsgrad, wobei hier der sehr hohe Wert 2011 auffällt. Die in diesem Jahr hohe solare Einstrahlung, führt auch zu einem verhältnismäßig hohen Deckungsanteil von 43,2 %.

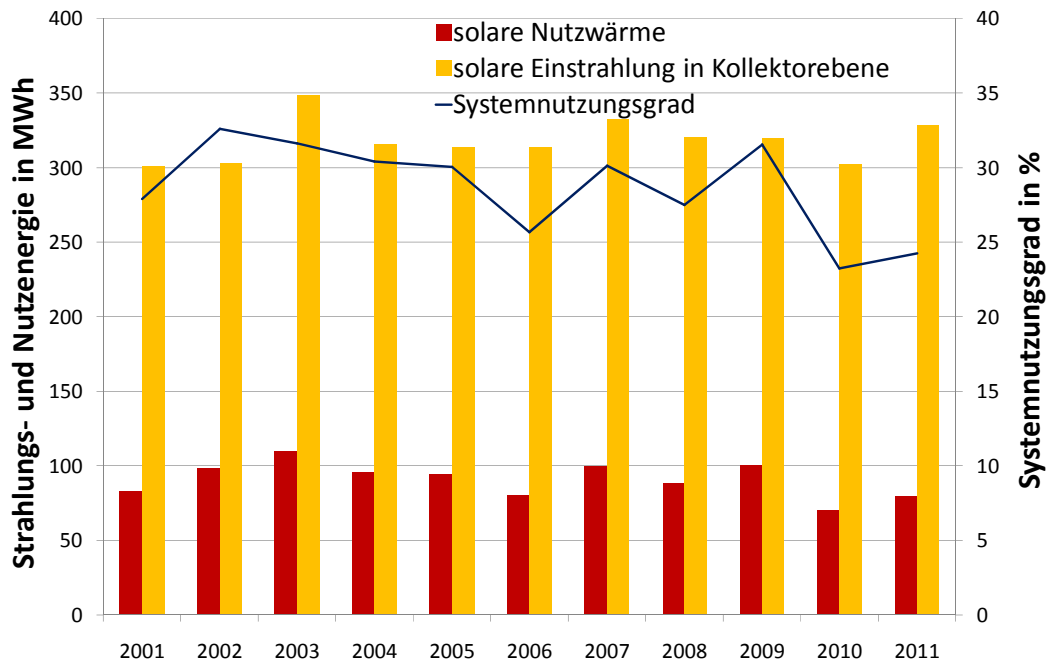


Bild 4: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage Singen.

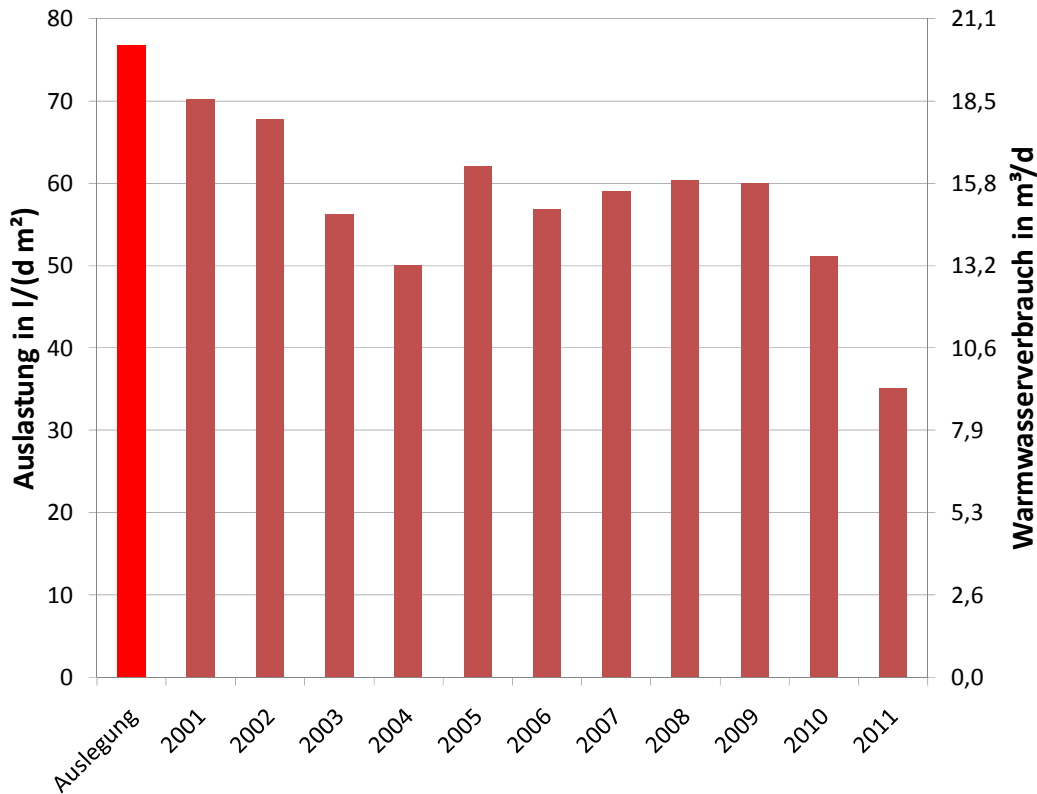


Bild 5: Spezifischer Warmwasserverbrauch bezogen auf die Kollektorfläche (Auslastung) der Solaranlage Singen.

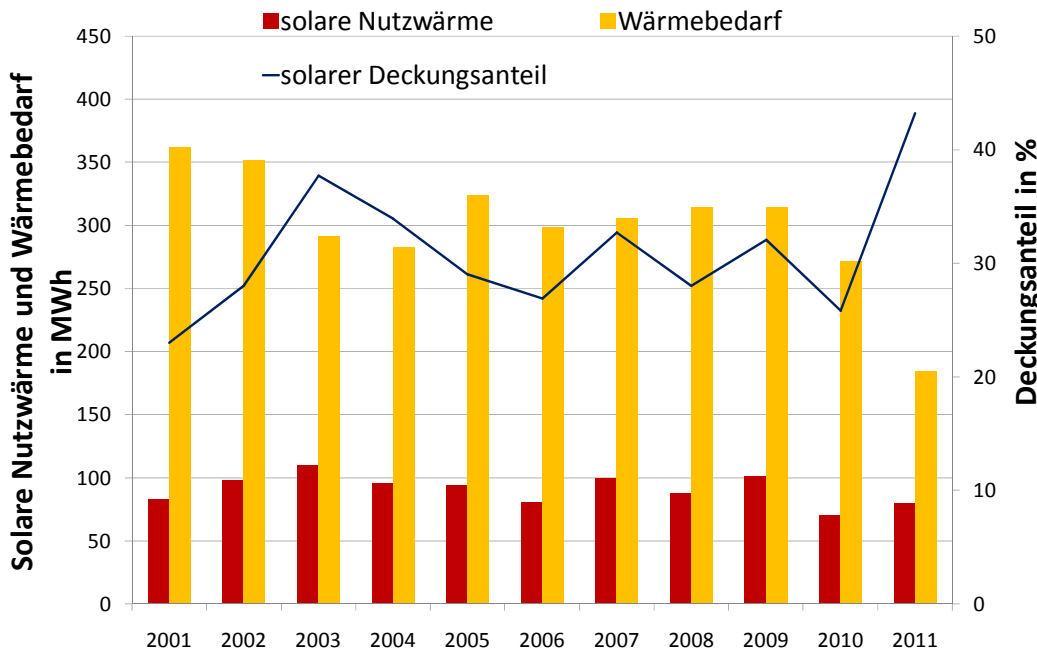


Bild 6: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage Singen.

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 133.584 kWh/a angegeben. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den

Systemkosten in Höhe von 169.860,94 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,111 €/kWh.

In den Jahren 2001 bis 2011 ergaben sich tatsächliche Nutzwärmekosten zwischen 0,146 €/kWh (2003) bzw. 0,2289 €/kWh (2010).

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphase nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmten, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mithilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen gilt die Garantie als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90 % der gemessenen Werte ist. Bei dieser Anlage wurde die Ertragsgarantie im ersten Messjahr mit 86,4 % des Nutzungsgrads nicht erreicht. Optimierungsmaßnahmen hauptsächlich an der Regelung und Dämmung führten zum Erfüllen der Energiegarantie im zweiten Intensivmessjahr mit 92,8 % des Nutzungsgrads. In einem dritten Messjahr wurde die erfüllte Energiegarantie mit einem Wert von 96,9 % des Nutzungsgrads bestätigt.

5. Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberg, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001

- /7/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ U.-M. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Monitoring of large-scale solar plant for potable water heating in a hospital in the town Baden-Baden; Tagungsband (CD) 'Third International Conference of Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education – CIER'; Havana/Kuba; Oktober 2003
- /9/ E. Bollin, U.-M. Klingenberger, S. Himmelsbach: Solatermi-Cuba: Introducing a new Quality of Large-Scale Solar Thermal Systems for Hotels and Hospitals in Cuba; Tagungsband (CD) 'Third International Conference of Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education – CIER'; Havana/Kuba; Oktober 2003
- /10/ S. Himmelsbach, E. Bollin, U.-M. Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der Albtherme Waldbronn; Tagungsband Dreizehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg; Mai 2003
- /11/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Reglerteststand für solarthermischen Großanlagen; Tagungsband Vierzehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg; Mai 2004.
- /12/ U. Klingenberger, S. Himmelsbach, E. Bollin: Solare Großanlagen in der Praxis; Tagungsband 8. Fachtagung Solares Heizen und Kühlen; Freiburg, Juni 2004
- /14/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Solargroßanlagen zur Trinkwassererwärmung, Erfolgskontrolle und Anlagenmonitoring; TGA Fachplaner, Juni 2004
- /15/ S. Himmelsbach, U. Klingenberger, E. Bollin: Fünf Jahre wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solargroßanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg; Infobroschüre, Hochschule Offenburg, Juni 2004
- /16/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de runtergeladen werden.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden

Förderkennzeichen: 032 9652 K

Berichtszeitraum: 03.02.2000 bis 31.07.2004

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber



Bild 1: Südost-Ansicht der Stadtklinik Baden-Baden mit dem Kollektorfeld

1. Objektbeschreibung

Die Stadtklinik Baden-Baden wurde 1977 eröffnet und verfügt derzeit über etwa 406 Betten. Bild 1 zeigt eine Ansicht des Gebäudes mit den Kollektoren. Das Kollektorfeld ist auf dem Flachdach aufgeständert. Zur Nachheizung des Warmwassers werden Gas-Heizkessel eingesetzt.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen

und daraus ein Zapfprofil zu erstellen. Dieses Zapfprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm.

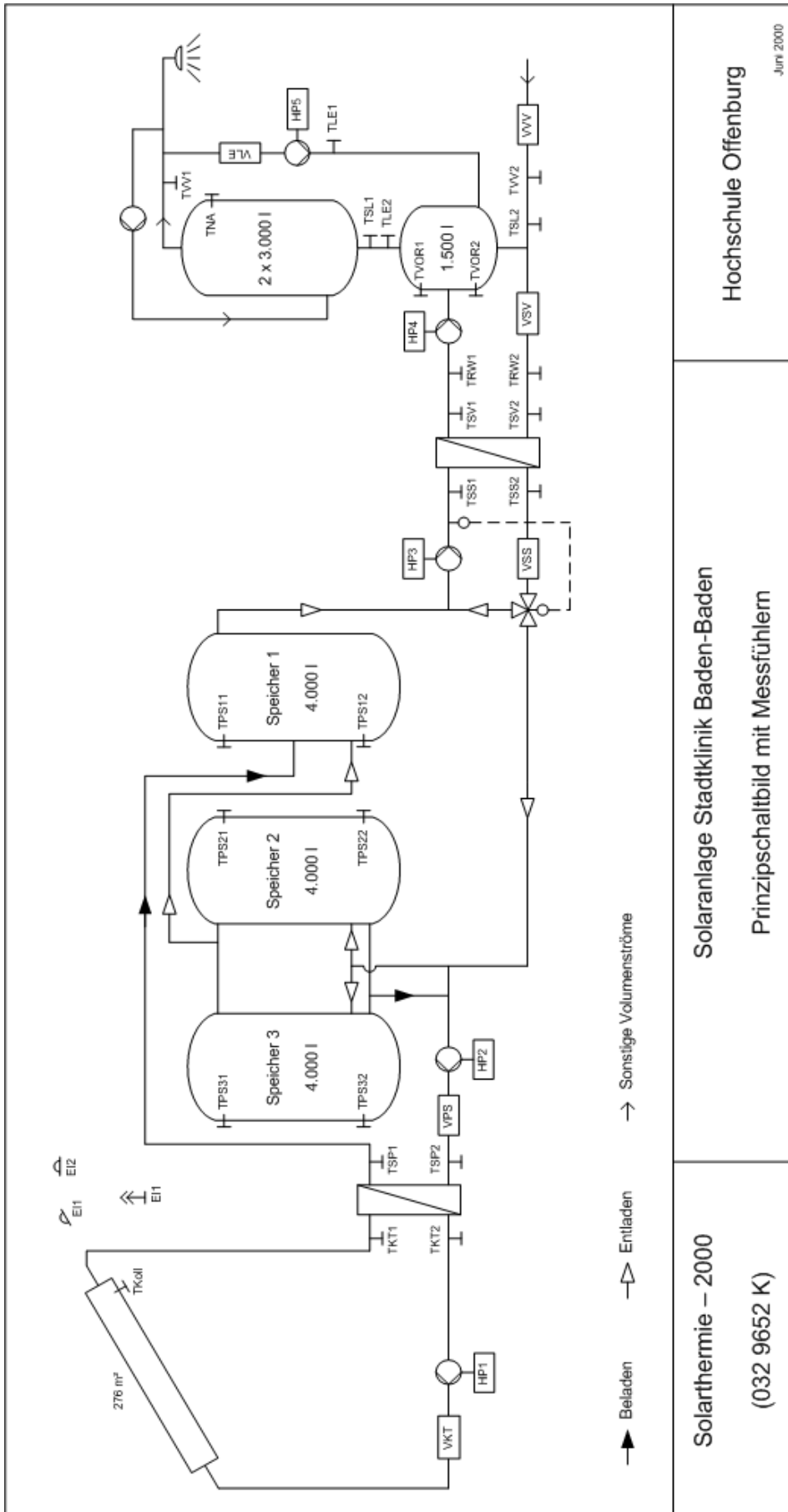
In der Stadtklinik Baden-Baden wurde vom 01.02.98 bis 11.03.98 mittels Volumenzähler im Zulauf zu den Warmwasserspeichern der tatsächliche Warmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurde die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst, um die Umrechnung der Verbrauchswerte auf eine vorgegebene konstante Warmwassertemperatur (45 °C) zu ermöglichen. Der unterschiedliche Verbrauch über das Jahr wurde anhand der typischen Jahresverläufe für Krankenhäuser ergänzt. Der tägliche Warmwasserverbrauch lag an Werktagen bei durchschnittlich ca. 19.000 Liter, d.h., ca. 47 Liter pro Person. Am Wochenende reduzierte sich der Verbrauch auf 14.000 Liter. Als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage wurde der Verbrauch an den Werktagen herangezogen (19.000 Liter/Tag). Für die Dimensionierung der Kollektorfläche wurde als Standard-Auslastung des Solarsystems 68 Liter Warmwasserverbrauch pro Tag und je m² Kollektorfläche (Absorber) vorgegeben. Für die Stadtklinik Baden-Baden ergab sich so eine Standard-Kollektorfläche von 280 m². Bei der Vorgabe der Standard-Auslastung wurde jedoch nicht berücksichtigt, dass diese für eine Warmwassertemperatur von 60 °C gilt, die vorgegebenen Verbrauchswerte aber für 45 °C gelten. Bei 45 °C anstatt 60 °C Warmwassertemperatur müsste die Standard-Auslastung auf ca. 100 l/(d·m²) erhöht werden. Dies ergäbe eine Standard-Kollektorfläche von 190 m², die für den gemessenen Verbrauch zu empfehlen wäre. Die tatsächlich installierte Kollektorfläche von 276,4 m² liegt damit um ca. 45 % über der für den gemessenen Verbrauch zu empfehlenden Kollektorfläche. Als Solarspeichervolumen wurden 12 bis 15 m³ vorgegeben, installiert wurden 12 m³.

2.1. Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage mit Regelfühlern im aktuellen Zustand. Das 276 m² große Kollektorfeld besteht aus 35 Kollektoren, wobei maximal 5 Kollektoren in Reihe geschaltet sind. Durch die Aufständigung auf dem Flachdach konnte die Kollektorfläche mit einer Neigung von 45° exakt nach Süden ausgerichtet werden.

Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt und mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Belade-Wärmetauscher (WT1) gefördert. Über den Beladekreis fördert die Beladepumpe (P2) die Energie an die drei Solar-Pufferspeicher (je 4.000 Liter Inhalt). Ein Pufferspeicher (Speicher 1) ist als Hochtemperaturspeicher vorgesehen, die zwei anderen Pufferspeicher (Speicher 2 und 3) bilden eine Niedertemperaturgruppe. Die Beladung der Pufferspeicher erfolgt immer in den HT-Speicher. Die Entladung der Pufferspeicher, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten externen Wärmetauscher (WT2).

Bei Betrieb der Entladepumpe P3 wird immer aus dem HT-Speicher oben die höchste Temperatur entnommen und an den Vorwärmespeicher abgegeben. Der Rücklauf vom WT2 wird in die Speicher 2 und 3 geführt. Bei einer Warmwasserentnahme strömt das Kaltwasser zunächst in den Vorwärmespeicher (Inhalt 1.500 Liter).



Hochschule Offenburg
 Juni 2000

Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden
 Prinzipschaltbild mit Messfühlern

Solarthermie – 2000
 (032 9652 K)

Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaranlage Stadtklinik Baden-Baden

Bei einem ausreichenden Temperaturunterschied zwischen Vorwärm Speicher und Pufferspeicher schalten die Pumpe P3 und P4 ein und der Vorwärm Speicher wird über WT2 erwärmt. Das Trinkwasser strömt aus dem Vorwärm Speicher in die zwei nachgeschalteten Nachheizspeicher mit je 3.000 Litern Inhalt, wo es bei Bedarf über die Gas-Heizkessel auf die geforderte Warmwassertemperatur von 45 °C aufgeheizt wird.

2.2. Regelung

Für die Solarspeicherbe- und entladung kommt ein Kompaktregler der Firma K&B (Typ SOL-ZPS) zum Einsatz.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald eine Temperaturdifferenz zwischen Kollektortemperatur E1 und dem Pufferspeicher 3 oder 1 unten (E4 oder E5) von 6 K erreicht wird. Wird diese Temperaturdifferenz kleiner als 3 K, schaltet P1 wieder aus. Auch wenn die Maximaltemperatur von 95 °C in beiden Speichergruppen erreicht ist, schaltet die Pumpe aus.

Die Beladepumpe P2 schaltet ein, sobald zwischen dem Kollektorkreis-Vorlauffühler (E2) und einem der beiden Speicherfühler (E4, E5) eine Temperaturdifferenz von mehr als 6 K gemessen wird. Fällt diese Temperaturdifferenz unter 3 K oder werden im oberen Drittel beider Solarspeichergruppen 95 °C erreicht, schaltet P2 ab.

Sobald zwischen dem Pufferspeicher 1 oben (E6) und dem Vorwärm Speicher unten (E8) eine Temperaturdifferenz von mindestens 6 K gemessen wird, schaltet die Pumpe P3 ein. Wenn diese Temperaturdifferenz auf 3 K sinkt, schaltet die Pumpe P3 wieder aus. Auch wenn die maximale Temperatur von 55 °C im Vorwärm Speicher überschritten wird, schaltet die Pumpe P3 aus. Die Pumpe P4 schaltet nach den gleichen Kriterien ein, wie P3. Da jedoch eine lange Leitungsstrecke zwischen Pufferspeicher und Wärmetauscher liegt, wird nicht E6 als Bezugstemperatur genommen, sondern die Temperatur des Fühlers E10, der kurz vorm Wärmetauscher sitzt.

Zur Begrenzung der trinkwasserseitigen Austrittstemperatur vom WT2 auf maximal 55 °C ist in den Entladekreis ein Thermostatventil V4 eingebaut. Wenn das Ventil aufgrund steigender Temperatur langsam schließt, fließt ein Teil des Rücklaufwassers über einen Bypass in den Vorlauf zum WT2. Dadurch wird die primärseitige Vorlauftemperatur begrenzt und erreicht, dass die sekundärseitige Maximaltemperatur von 55 °C nicht überschritten wird.

Die Pumpe P5 zur thermischen Legionellendesinfektion schaltet ein, wenn auch die Legionellenschaltung der konventionellen Warmwasserbereitung einschaltet. Bei der Legionellenschaltung werden die drei Trinkwasserspeicher (inkl. Vorwärm Speicher) mit 65 °C warmem Wasser durchgespült, bis der gesamte Speicherinhalt auf 65 °C aufgeheizt ist. P5 wird dabei von der Heizungsregelung angesteuert.

2.3. Messtechnik

Im Datenlogger (Fabrikat: Schuehle, MAC 19) werden die Messwerte erfasst. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls abgespeichert. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z.B. fehlerhafte Messsensoren feststellen. Zusätzlich zur Erfassung der Messgrößen über einen Datenlogger ist auf der Trinkwasserseite des Entladewärmetauschers (WT2) ein Wärmemengenzähler mit zwei eigenen Temperaturmessstellen (TRW1, TRW2) angeschlossen. Das Impulssignal für die Volumenstrommessung wird vom Volumenzähler VSV über ein Trennschaltgerät zur Impulsverdoppelung abgegriffen. Dieser Wärmemengenzähler zeigt unabhängig von der Datenerfassung über den Logger den Ertrag der Solaranlage an und dient zur Absicherung und Kontrolle des vom Datenlogger ermittelten Solarertrages.

3. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne eine detaillierte Messwertanalyse hätten viele Funktionsstörungen kaum festgestellt werden können. Im Folgenden wird anhand von Messaufzeichnungen auf einzelne Betriebsstörungen und deren Behebung eingegangen.

Ausbau des Umschaltventils V2 (Mai 2000)

Ursprünglich wurde von der Installationsfirma vorgesehen, den Rücklauf zum Kollektorkreiswärmetauscher je nach Temperaturprofil mithilfe eines Umschaltventils (V2) aus den verschiedenen Speichergruppen zu entnehmen. Dieses hohe Temperaturniveau sollte eine schnellere Nutzung der Solarwärme bei Anfahrt des Systems bewirken. Damit wird nach Durchlaufen des WT1 eine höhere Temperatur (TSP1) erreicht und es steht schneller ein höheres Temperaturniveau zur Verfügung. Der Nachteil ist jedoch, dass daraus eine hohe Rücklauftemperatur zum Kollektor resultiert, mit der Folge eines niedrigeren Kollektorkreisnutzungsgrades und somit geringeren solaren Ertrags. Diese Umschaltung hat nicht funktioniert. Zusätzlich findet in Speicher 3 keine Beladung statt, obwohl TSP32 auf ca. 30 °C liegt. Am 26.05.2000 wurde das Ventil V2 ausgebaut. Es ist ein deutlich besseres Beladeverhalten erreicht worden als mit Umschaltventil. Ein positiver Nebeneffekt war, dass der Strömungswiderstand im Beladekreis gesunken ist und sich somit der relativ geringe Volumenstrom erhöhte.

Austausch der Kollektorkreispumpe und der Beladepumpe

Im Kollektorkreis wurde ein Sollvolumenstrom von 3,4 m³/h errechnet und für die Beladung der Pufferspeicher ein Volumenstrom von 3,6 m³/h. Nach der Inbetriebnahme wurde jedoch festgestellt, dass sich deutlich geringere Volumenströme einstellten, die um ca. 40 % unter den Sollvolumenströmen lagen (VKT=VSP=2,2 m³/h). Die Folgen waren relativ hohe Temperaturen am Kollektorkreiswärmetauscher und damit verbunden geringe Kollektorkreis- und Systemnutzungsgrade. Die beiden Pumpen P1 und P2 wurden daraufhin gegen leistungsstärkere Pumpen ausgetauscht. Nach dem Austausch der Pumpen stellten sich neue Betriebspunkte und damit höhere Volumenströme ein (VKT=VSP=3,2 m³/h). Die Druckverluste im Kollektorkreis wie auch im Speicherladekreis erwiesen sich um ca. 50 % höher als vom Anlagenersteller berechnet. Nach dem Austausch der Pumpen stiegen die Nutzungsgrade der Anlage an, jedoch waren sie noch nicht zufriedenstellend. Um mit der Detailmessung beginnen zu können, musste die Betriebsweise weiter optimiert werden.

Änderung der Reglereinstellungen

Die Überprüfung der Regelbeschreibung und deren Funktionsweise im Realbetrieb zeigten noch Mängel. Folgende Funktionen mussten korrigiert und optimiert werden:

- Für den Vorwärmespeicher war keine Maximaltemperatur eingegeben.
- Versehentlich wurde eine Mindesttemperatur für die Pufferspeicher eingegeben, sodass die Pufferspeicher nie unter 50 °C entladen wurden.
- Die Entladepumpe war ständig in Betrieb.
- Die Legionellenschaltung funktionierte nicht oder nicht nachvollziehbar.
- Die Beladung der einzelnen Pufferspeichergruppen funktionierte nicht, das Ventil schaltete nicht um.

Da der im Regler eingebaute Chip nicht frei programmierbar war, musste dieser bei Änderungen ausgebaut und gegen einen vom Hersteller neu programmierten Chip ausgetauscht werden. Dies war mit entsprechendem Aufwand und Zeitverlust verbunden.

Austausch des Entladekreiswärmetauschers WT2

Zu Beginn des Messbetriebs lag der Systemnutzungsgrad der Anlage bei ca. 35 %, garantiert wurde ein Nutzungsgrad von 47 %. Die Betrachtung der Temperaturen am Entladewärmetauscher WT2 zeigten, dass die Wärmeübertragung über WT2 behindert war. Nach dem Austausch des Wärmetauschers durch ein identisches Modell verbesserte sich die Wärmeübertragung über WT2 und damit der Systemnutzungsgrad auf einen Durchschnittswert von ca. 48 %.

Umschaltventil V1 schließt nicht

Wie in der Regelbeschreibung näher erläutert, sollen die beiden Speichergruppen der Pufferspeicher je nach Temperaturniveau be- und entladen werden. Sobald eine Beladung von Speicher 1 stattfindet, stiegen auch die Temperaturen in den Speichern 2 und 3 an. Die einzige Erklärung ist, dass das Umschaltventil V1 nicht richtig schließt.

Ausbau des Beladeventils V1

V1 schaltet erst nach einem einstrahlungsreichen Tag am späten Nachmittag auf Beladung der Niedertemperaturspeicher. Deshalb wurde der Ausbau des Umschaltventils V1 beschlossen. Es hat sich leider keine Verbesserung des Beladeverhaltens eingestellt.

Ausbau des Umschaltventils V3

Um die Funktion des Umschaltventils V3 zu überprüfen, wurde ein zusätzlicher Fühler TV3 nach V3 an das Messsystem angeschlossen. Es wurde festgestellt, dass V3 kaum schaltete, d.h., die Umschaltfunktion von V3 war nicht unbedingt notwendig. Das Ventil wurde deshalb ausgebaut und somit auch der Strömungswiderstand im Entladekreis verringert.

Unterdimensionierung des Kollektorkreiswärmetauscher WT1

Nach Empfehlung von /4/ ist für Wärmetauscher im Kollektorkreis bei Low Flow Betrieb eine Übertragungsleistung von $100 \text{ W}/(\text{Km}^2_{\text{Kollektorfläche}})$ erforderlich. Daraus ergibt sich eine logarithmische Temperaturdifferenz von ca. 5 K. Bei Überprüfung mit Unterstützung des Auslegungsprogramms von Alfa Laval wurde festgestellt, dass der Wärmetauscher im Verhältnis zu den Vorschlägen der ZfS um 42 % unterdimensioniert ist. Da die Anlage aber im Moment akzeptable Erträge erbringt, wurde auf einen Umbau vorerst verzichtet. Ist allerdings abzusehen, dass die Energiegarantie nicht erfüllt wird, muss der Austausch eine der ersten Optimierungsmaßnahmen sein.

Fehlbetrieb des Pufferspeicherentladekreises

Am 26.10.2000 wurde versehentlich das Regelventil im Bypass des Pufferspeicherentladekreises voll geöffnet. Über den Bypass wird bei zu hoher Vorlauftemperatur zum Entladewärmetauscher WT2 (TSS1) dem Vorlauf kälteres Rücklaufwasser (TSS2) beigemischt und damit die Vorlauftemperatur gesenkt. Durch den geringeren Widerstand im Bypass holte sich P3 das meiste Fördervolumen aus dem Rücklauf von WT2 (TSS2) und nicht wie vorgesehen aus dem Pufferspeicher oben (TPS11), d.h., der Entladekreis lief fast vollständig im Kurzschlussbetrieb. Dies hatte zur Folge, dass der Pufferspeicher trotz Betrieb von P3 nicht ausreichend (schnell) entladen wurde und an WT2 relativ geringe Temperaturen (TSS1) ankamen. P3 hatte dadurch lange Betriebszeit (in den Folgetagen teilweise sogar Dauerbetrieb über den gesamten Tag) bei relativ geringer Energieausbeute. Nach Feststellung der Ursache wurde das Regelventil am 7. Dezember 2000 wieder auf seine ursprüngliche Stellung eingestellt. Trotz des unzureichenden Entladebetriebs

lagen die Nutzungsgrade bei annähernd gleichen Werten wie im Normalbetrieb. Lediglich die Systemarbeitszahl verschlechterte sich wegen des erhöhten Strombedarfs für P3 um ca. Faktor 2. Auch wegen der im November relativ geringen solaren Einstrahlung wirkt sich der Fehlbetrieb somit kaum auf den Gesamtertrag der Solaranlage aus.

Funktionsstörung der Legionellenschaltung

Die Legionellenschaltung ist so konzipiert, dass alle drei Trinkwasserspeicher einmal im Monat auf über 60 °C erwärmt werden. Das Krankenhaus lässt das Trinkwasser regelmäßig auf Verkeimung prüfen, sodass seitens des Krankenhauses eine einmal im Monat stattfindende Legionellendesinfektion als ausreichend betrachtet wird. Zur Desinfektion des Vorwärmerspeichers soll die Umwälzpumpe P5 einschalten. P5 soll dabei über die DDC-Regelung der konventionellen Heiztechnik angesteuert werden. Dies konnte jedoch bisher nicht realisiert werden. Das Krankenhaus und die verantwortliche Firma wurden mehrfach auf diesen Mangel hingewiesen. Eine Behebung fand bis Herbst 2001 nicht statt, sodass bis dahin keine Legionellendesinfektion des Vorwärmerspeichers stattfinden konnte. Einmal im Monat (an jedem 23.) werden die Speicher auf über 60 °C erwärmt. Von der Fachhochschule wurde empfohlen, den Speicher einmal am Tag auf über 60 °C zu erwärmen. Mittlerweile wurde laut Betreiber die thermische Legionellendesinfektion durch eine chemische Desinfektion ersetzt.

Reinigung des Entladewärmetauschers WT2

Mitte August 2001 wurde festgestellt, dass der Volumenstrom auf der Sekundärseite des Entladewärmetauschers seit Mitte Juli 2001 ständig abnahm. Diese schleichenden Veränderungen sind schwer festzustellen, da keine Grenzwertüberprüfung sie erfasst und auch eine Änderung des Nutzungsgrades nur langsam vor sich geht. Zufälligerweise war zu Testzwecken ein I/O Controller vom ISFH (Institut für Solarenergieforschung GmbH Hameln) eingebaut, der den geringeren Nutzungsgrad erkannte. Nachdem die Reinigung des Schmutzfängers keine Besserung brachte, wurde der Wärmetauscher ausgebaut und eine starke Verkalkung festgestellt. Nach der Säuberung waren der Volumenstrom und der Solarertrag wieder normal. Die Konsequenz ist, dass der Wärmetauscher regelmäßig vom Betreiber gereinigt werden muss.

Trotz der regelmäßigen Reinigung des Entladewärmetauschers verschlechterte sich der Durchfluss auf der Trinkwasserseite in 2005 und 2006 durch Verkalkung. In 2006 wurde ein Umbau der Temperaturbegrenzung am Trinkwasserwärmetauscher vorgenommen, sodass die Vorlauftemperatur auf der Speicherseite auf max. 60 °C begrenzt wird. Außerdem wird dem Trinkwasser seit einiger Zeit ein Mittel zugesetzt, das das Ausfällen des Kalkes verhindern und alte Kalkablagerungen lösen soll.

3.2. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 3 ist neben der solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt der den Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird darstellt.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 124,1 MWh/a (2001) und 57,7 MWh/a (2005). Bis 2005 sinkt der Ertrag kontinuierlich und steigt danach wieder tendenziell an. Ebenfalls mit sinkender Tendenz bis 2005 und steigender Tendenz danach verhält sich der Systemnutzungsgrad analog zum solaren Ertrag. Hier werden maximal 36,8 % (2001) und mindestens 16,0 % (2005) der solaren Einstrahlung in Nutzwärme umgesetzt. Der Nutzungsgrad fällt bei dieser Anlage teilweise sehr gering aus, da die Anlagenauslastung mit teilweise unter 30 l/(m²d) deutlich unter dem Auslegungswert von 68 l/(m²d) liegt. Außerdem treten bei dieser Anlage auch häufig Störungen durch Verkalkungen auf, die Ertrag und Nutzungsgrad schmälern. Seit Mitte 2008 wird die Anlage wieder intensiver im Rahmen einer Schwachstellenanalyse überwacht und der Betreiber regelmäßig über Fehlfunktionen informiert. Es zeigt sich bereits in 2009 der Erfolg dieser Maßnahme, da in diesem Jahr der Systemnutzungsgrad wieder deutlich höher liegt als in den Jahren davor.

3.3. Warmwasserverbrauch und Auslastung

Die Auslastung (Bild 4) der Anlage in Baden-Baden liegt im gesamten Messzeitraum unterhalb des Auslegungswertes von 68 l/(m²d). Die Auslastung erreicht im Maximum 56 l/(m²d) (2002) und im Minimum 28 l/(m²d) (2007) jeweils im Jahresdurchschnitt. Ein Zusammenhang zwischen Auslastung und Ertrag bzw. Nutzungsgrad ist hier nicht eindeutig erkennbar, sondern wird durch Ertragsseinbußen durch Störungen wie z.B. Verkalkungen im Entladewärmetauscher überlagert. Die Auslastung der Anlage ist durch Umstrukturierungsmaßnahmen durch die z.B. zeitweise deutlich weniger Wasser in der Küche verbraucht wird, und sonstige Wassersparmaßnahmen teilweise und vor allem in 2007 extrem niedrig (vgl. 3.2).

Der solare Deckungsanteil (Bild 5) zeigt einen sehr schwankenden Verlauf wobei besonders die Jahre 2005 mit sehr niedrigen 23,1 % und 2007 mit sehr hohen 48,9 % Deckungsanteil auffallen. Ursache hierfür sind in 2005 der relativ hohe Warmwasserverbrauch in Verbindung mit Störungen durch Verkalkungen am Entladewärmetauscher. In 2007 ist hauptsächlich der sehr niedrige Warmwasserverbrauch in diesem Jahr die Ursache für den hohen Deckungsanteil.

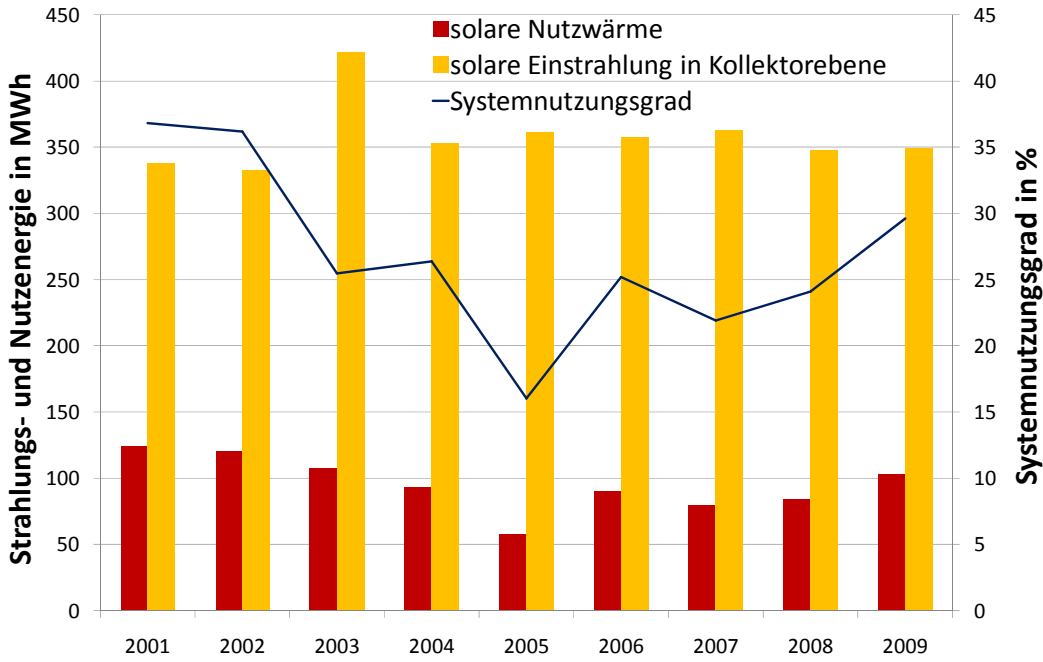


Bild 3: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage Baden-Baden.

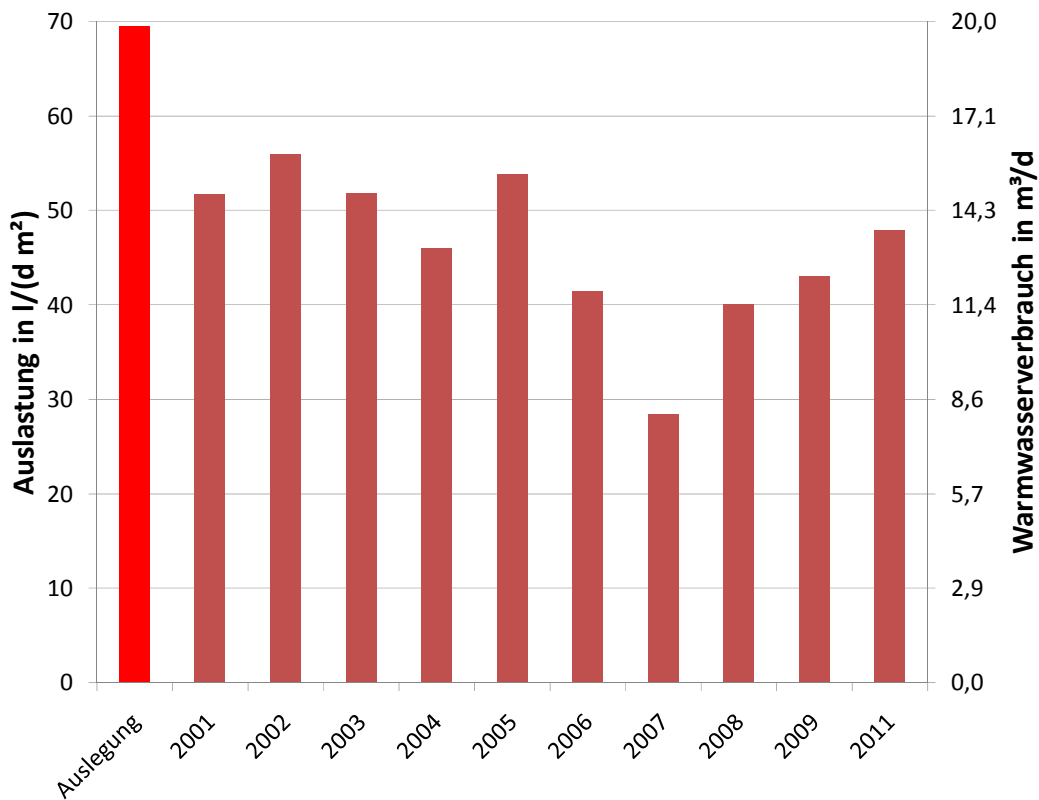


Bild 4: Spezifischer Warmwasserverbrauch bezogen auf die Kollektorfläche (Auslastung) der Solaranlage Baden-Baden.

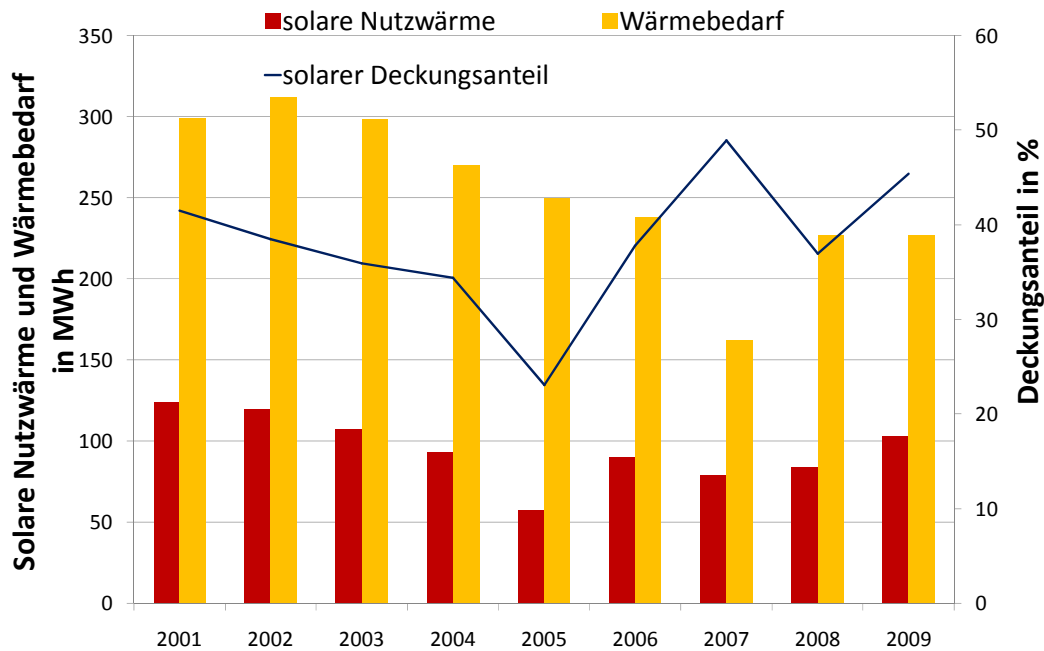


Bild 5: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage Baden-Baden.

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 143.820 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den geplanten Systemkosten von 190.349,11 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,115 €/kWh.

In den Jahren 2001 bis 2009 ergaben sich tatsächliche Nutzwärmekosten zwischen 0,138 €/kWh (2001) bzw. 0,2960 €/kWh (2005).

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphase nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmten, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mithilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen gilt die Garantie als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90 % der gemessenen Werte ist. Bei dieser Anlage wurde die Ertragsgarantie in den beiden Garantiemessjahren mit 102,4 % und 93,5 % beim Nutzungsgrad erfüllt.

5. Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /4/ U.-M. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Monitoring of large-scale solar plant for potable water heating in a hospital in the town Baden-Baden; Tagungsband (CD) 'Third International Conference of Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education – CIER'; Havana/Kuba; Oktober 2003
- /5/ E. Bollin, U.-M. Klingenberger, S. Himmelsbach: Solatermi-Cuba: Introducing a new Quality of Large-Scale Solar Thermal Systems for Hotels and Hospitals in Cuba; Tagungsband (CD) 'Third International Conference of Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education – CIER'; Havana/Kuba; Oktober 2003
- /6/ S. Himmelsbach, E. Bollin, U.-M. Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der Albtherme Waldbronn; Tagungsband Dreizehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg; Mai 2003
- /7/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Reglerteststand für solarthermischen Großanlagen; Tagungsband Vierzehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg; Mai 2004.
- /8/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Monitoring of Large-Scale Solar Thermal Systems for Domestic Hot Water Heating; Proceedings of Eurosun 2004; Freiburg, Juni 2004
- /9/ U. Klingenberger, S. Himmelsbach, E. Bollin: Solare Großanlagen in der Praxis; Tagungsband 8. Fachtagung Solares Heizen und Kühlen; Freiburg, Juni 2004
- /10/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Solargroßanlagen zur Trinkwassererwärmung, Erfolgskontrolle und Anlagenmonitoring; TGA Fachplaner, Juni 2004
- /11/ S. Himmelsbach, U. Klingenberger, E. Bollin: Fünf Jahre wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solargroßanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg; Infobroschüre, Hochschule Offenburg, Juni 2004
- /12/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de heruntergeladen werden.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage in der Wilmersdorfer Straße 3/5 in Freiburg

Förderkennzeichen: 032 9652 O

Berichtszeitraum: 08.04.1999 bis 17.07.2003

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber,
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck



Bild 1: Ansicht Gebäude in der Wilmersdorfer Straße in Freiburg

1. Objektbeschreibung

Die Wohnanlage Wilmersdorfer Str. in Freiburg besteht aus 14 Gebäuden mit insgesamt 257 Wohnungen mit ungefähr 600 Bewohnern. Die Gebäude wurden 1970 erbaut und ein Großteil davon von 1992 bis 1996 saniert. Die beiden 8-geschossigen Gebäude wurden von 1999 bis 2001 saniert. Dazu zählte auch die Erneuerung der Heizzentrale. Von dort werden sämtliche Gebäude der Wohnanlage mit Trinkwarmwasser und Heizungswasser versorgt. Die konventionelle Wärmeerzeugung erfolgt hier über zwei Ölheizkessel (ein NT-Kessel mit 895 kW und ein Brennwertkessel mit 800 kW).

Zur Nutzung der Solarenergie wurden zwei neue Pufferspeicher mit jeweils 4.500 Litern Inhalt aufgestellt. Die bestehenden zwei Trinkwasserspeicher mit je 4.500 Liter (Baujahr 1970) wurden durch zwei neue Trinkwasserspeicher mit jeweils 2.000 Litern Inhalt ersetzt. Die

Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg

Kollektoren sind exakt nach Süden ausgerichtet und mussten aus Platzgründen auf zwei 28 m hohe Gebäudedächer verteilt werden. Das Teilfeld auf Gebäude der Nr. 5 ist über eine erdverlegte Fernleitung an die Heizzentrale angeschlossen, in der die gesamte übrige Solartechnik (Speicher, Wärmetauscher, Pumpen, Regelung) untergebracht ist.

Eine Besonderheit an der Solaranlage der Wohngebäude Wilmersdorfer Str. ist die Umsetzung der Anzeigetafel. An jede ST-2000 Solaranlagen wurde zu Demonstrations- und Werbezwecken eine Anzeigetafel (ca. 1,40 x 0,90 m) angebracht. Auf dieser Anzeigetafel sind üblicherweise ein vereinfachtes Solaranlagen-Funktionsschema und einige Momentanwerte wie z. B. Temperaturen, Einstrahlung und Solarertragsleistung dargestellt. Bei der Solaranlage in der Wilmersdorfer Str. Freiburg wurde versucht, die Darstellung des Anlagenschemas auf ein Minimum zu reduzieren und Werte darzustellen, die für Laien verständlich sind. Die dargestellten Momentanwerte werden direkt angezeigt oder in einem in der Tafel integrierten Programm aufsummiert und integriert. Dadurch ist es möglich, Energie- und Verbrauchssummen sowie Einsparungen an Heizöl und CO₂-Reduzierung anzuzeigen.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen.

Die Messungen ergaben für den Sommer-Wochentag einen durchschnittlichen Tagesverbrauch von 15,5 m³, d.h. ca. 26 Liter pro Person (bei 60 °C Warmwassertemperatur). An den Samstagen lag der Tagesverbrauch bei ca. 18 m³, an den Sonntagen bei ca. 16 m³. Unter Berücksichtigung des erfahrungsgemäß in den Übergangsmonaten und im Winter höheren Warmwasserverbrauchs ergab sich ein angenommener Jahres-Warmwasserverbrauch von 6.520 m³. Der Wochentags-Verbrauchswert wurde als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage herangezogen (15.500 Liter/Tag bei 60 °C WW-Temperatur). Als Kaltwassertemperaturen wurden durchschnittlich 15 °C gemessen, für den Winter (Februar) wurde eine Kaltwassertemperatur von ca. 10 °C angenommen.

Unter Berücksichtigung der ermittelten Kalt- und Warmwassertemperaturen und der in ST-2000 verwendeten Dimensionierungsgrundlage von 1 m² Kollektorfläche pro 70 Liter zu erwärmendem Wasser ergab sich eine Kollektorfläche von insgesamt 221 m². Tatsächlich installiert wurde die Zwei-Dach-Variante mit 228 m² Kollektorfläche. Das Solarspeichervolumen lag bei 9.000 Litern.

2.1. Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg mit Regelfühlern.

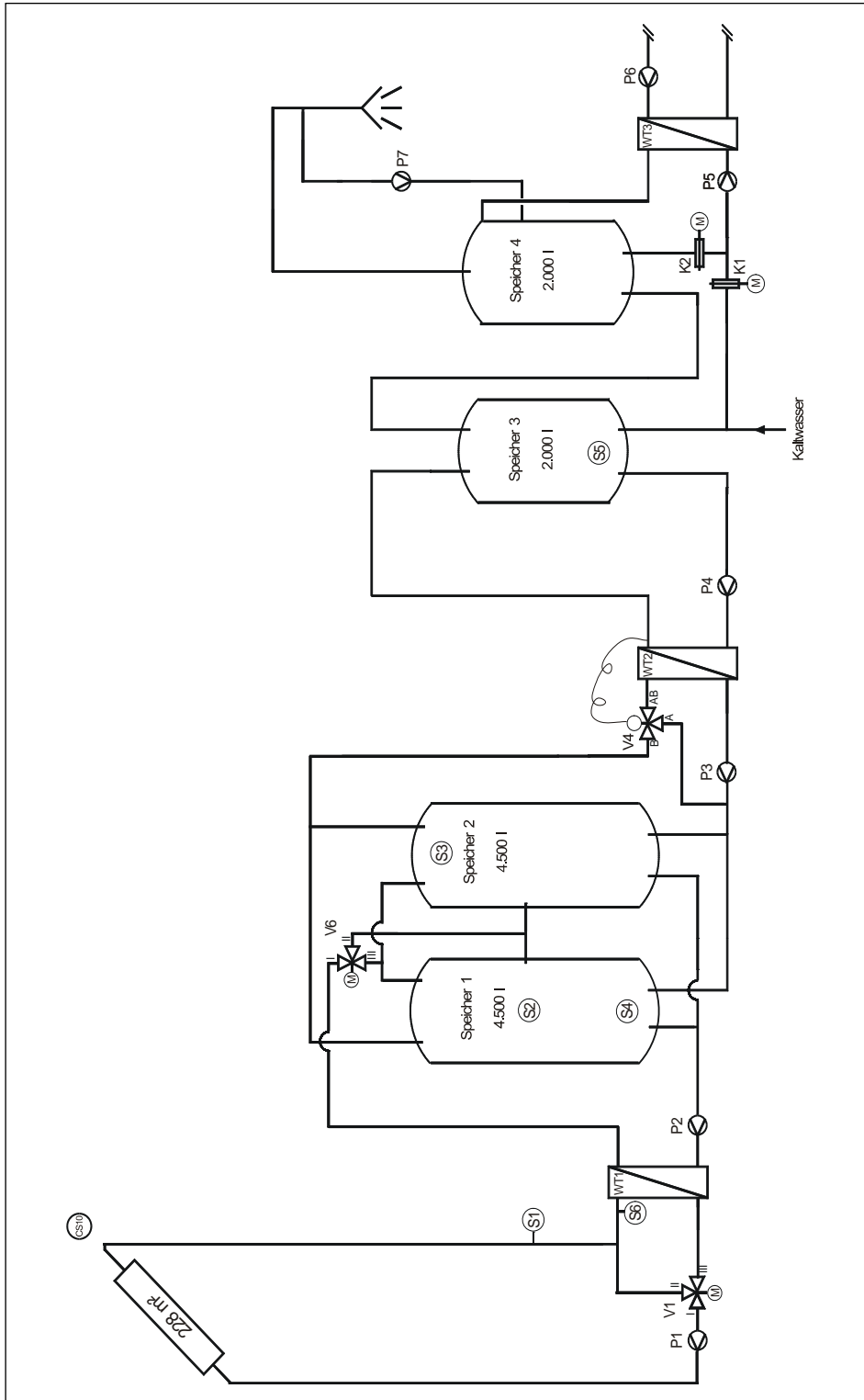


Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg

Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg

Das 228 m² große Kollektorfeld ist nach Süden ausgerichtet, die Neigung beträgt 30°. Das Teilfeld auf Gebäude Nr. 3 (154,6 m²) ist in 4 parallel durchströmte Teilfelder unterteilt. Das Teilfeld auf Gebäude Nr. 5 (73,6 m²) ist in 2 parallele Teilfelder unterteilt. Bei einer festgelegten Einstrahlung von 150 W/m² schaltet die Kollektorkreispumpe (P1) ein. Daraufhin wird das im Kollektorkreis befindliche Wasser-Glykol-Gemisch umgewälzt. Beim Durchströmen der Absorberrohre des Kollektors nimmt das Gemisch Wärme aus der eingestrahlten Sonnenenergie auf, die dann zum im Keller montierten Kollektorkreiswärmetauscher transportiert wird. Ist dort eine ausreichend hohe Temperatur vorhanden, schaltet die Pufferspeicher-Beladepumpe (P2) ein und pumpt Heizungswasser aus den beiden Pufferspeichern (je 4.500 Liter Inhalt) über den Kollektorkreiswärmetauscher. Dort nimmt das Pufferspeicherwasser die Wärme aus dem Kollektorkreis auf und speichert diese in den Pufferspeicher ein. Die Entladung des Pufferspeichers, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten Wärmetauscher, den sog. Entlade-Wärmetauscher (WT2). Bei ausreichender Wärme im Pufferspeicher schalten die Pumpen P3 und P4 ein und die Wärme wird vom Pufferspeicher in den Trinkwasser-Vorwärmespeicher (2.000 Liter Inhalt) gefördert. Wird Warmwasser gezapft, so strömt das solar erwärmte Trinkwasser aus dem Vorwärmespeicher in den in Reihe angeschlossenen Nachheizspeichern (2.000 Litern Inhalt), wo es bei Bedarf über zwei Öl-Heizkessel auf die geforderte Warmwassertemperatur von 60 °C aufgeheizt wird. Zur Desinfektion des Vorwärmespeichers wird einmal pro Tag der gesamte Speicherinhalt auf eine Temperatur von 65 °C aufgewärmt.

2.2. Regelung

Die Regelung der Solaranlage erfolgt über einen Kompaktregler der Fa. Wagner Solartechnik (SunGo XL), zusätzlich kommt zur Schaltung der Kollektorkreispumpe (P1) ein Regler mit Solarzelle der Fa. Resol (RTS15) zum Einsatz. Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald mit der Solarzelle (CS10) auf dem Dach des Gebäudes eine Einstrahlungsleistung von 150 W/m² gemessen wird. P1 schaltet aus, wenn die Einstrahlung unter 130 W/m² absinkt.

Im Kollektorkreis ist vor dem Kollektorkreiswärmetauscher (WT1) ein Umschaltventil (V1) eingebaut, das den Strömungsweg über WT1 (III → I) erst freigibt, wenn vom Kollektorfeld ausreichend warmes Wasser im Keller ankommt. V1 schaltet auf Durchgang zu WT1, wenn die Temperatur an S1 um mindestens 6 K über der Temperatur in der Pufferspeichermitte (S2) liegt. Ansonsten ist V1 auf Stellung „Umgehung von WT1“ (II → I). Ebenfalls auf „Umgehung von WT1“ wird geschaltet, wenn in halber Höhe der Pufferspeicher die Temperatur (S3) über 85 °C ansteigt. Dadurch soll ein Überhitzen des Pufferspeicherkreises verhindert werden.

Die Beladepumpe P2 schaltet ein, wenn V1 auf Stellung „Durchgang zu WT1“ und die Temperatur des Kollektorkreisfluids vor WT1 (S6) um mindestens 10 K über der Pufferspeichertemperatur unten (S4) liegt. P2 schaltet aus, wenn P1 ausschaltet oder wenn V1 auf „Umgehung von WT1“

umschaltet oder wenn die Temperatur vor WT1 (S6) nicht mindestens 4 K über der Temperatur im Pufferspeicher unten (S4) liegt.

Die Beladung der beiden parallel durchströmten Pufferspeicher erfolgt temperaturabhängig entweder in den mittleren oder den oberen Speicherbereich über das Umschaltventil V6. Dabei werden ständig die Temperaturen in der Speichermitte (S2) und im Speicher unten (S4) mit der Kollektorkreistemperatur an WT1 (S1) verglichen. Die vorrangige Beladung in den oberen Speicherbereich (I → III) erfolgt, wenn S1 mindestens 6 K über S2 liegt. V6 schaltet auf „Beladung in Speichermitte“ (I → II), sobald die Temperaturdifferenz zwischen S1 und S2 unter 4 K absinkt.

Die Pufferspeicher-Entladepumpe P3 und die Vorwärm Speicher-Beladepumpe P4 schalten ein, sobald zwischen dem Pufferspeicher oben (S3) und dem Vorwärm Speicher unten (S5) eine Temperaturdifferenz von mindestens 7 K gemessen wird. Die beiden Pumpen schalten aus, sobald die Temperaturdifferenz zwischen Puffer- und Vorwärm Speicher unter 4 K absinkt.

Zur Begrenzung der Trinkwassertemperatur an WT2 auf 60 °C ist in den Entladekreis ein thermostatisch gesteuertes Mischventil (V4) eingebaut, das bei Bedarf ($S3 > 65 \text{ °C}$) durch Beimischung von kälterem Rücklaufwasser die Temperatur des aus den Pufferspeichern entnommenen Heizungswassers reduziert.

Zur Desinfektion des Trinkwasser-Vorwärm Speichers geht täglich um 22.00 Uhr die Legionellenschaltung in Betrieb und der gesamte Trinkwasserspeicherinhalt wird auf 65 °C erwärmt. Dazu schließt die Klappe K2 und Klappe K1 wird geöffnet, so dass der Vorwärm Speicher mit über den Nachheizwärmetauscher (WT3) erwärmtem Trinkwasser durchströmt wird. Die Legionellenschaltung geht wieder außer Betrieb (K2 zu, K1 auf), sobald der gesamte Trinkwasserspeicherinhalt auf 65 °C erwärmt wurde. Die Legionellenschaltung wird über die konventionelle Heizungsregelung (DDC) gesteuert.

2.3. Messtechnik

Im Datenlogger werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m³/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sek., die Betriebsstunden alle 2 Sek. erfasst und diese Werte als 5 Minuten-Mittelwerte bzw. -Summen abgespeichert. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls abgespeichert.

Zusätzlich zur elektronischen Datenerfassung werden einmal pro Woche die Messgeräte abgelesen, an denen Zählwerke vorhanden sind. Außerdem werden noch die Druckanzeigen im Kollektor- und Pufferspeicherkreis abgelesen.

3. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung (Mittelwerte aus 5-min-Intervallen) ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und die im Folgenden dargestellten Mängel festzustellen.

Nicht optimal eingestellte Regelparameter

Die Solaranlagenregelung wurde mit den ab Werk voreingestellten Parametern in Betrieb genommen. Dadurch schalteten die Pumpen P1 und P2 nicht optimal ein bzw. aus. Durch Anpassung einiger Regelparameter (Ein-/Ausschalttemperaturdifferenzen) an die Solaranlage wurde dieser Mangel behoben.

Falsche Programmierung der Legionellenschaltung

Die Legionellenschaltung war falsch in die Heizungsregelung einprogrammiert. Bild 3 zeigt, dass die Legionellenschaltung im Zeitfenster 22.00 bis 1.00 Uhr ständig in Betrieb ging, obwohl bereits um ca. 22:15 Uhr die geforderte Speichertemperatur von 65 °C erreicht wurde. (Die nach Messung mit unserem Messfühler nicht ganz erreichten 65 °C lassen sich mit Abweichungen bei der Messung von Regel- und Messfühler erklären). Damit wurde unnötig Energie in den Vorwärmespeicher eingebracht. Vorgabe war, dass die Legionellenschaltung um 22.00 Uhr in Betrieb geht und so lange in Betrieb bleibt, bis im Vorwärmespeicher unten (TN3U) 65 °C erreicht sind. Danach schaltet die Legionellenschaltung aus und geht erst wieder am nächsten Tag um 22.00 Uhr in Betrieb. Durch Umprogrammierung des Heizungsreglers wurde der Mangel behoben.

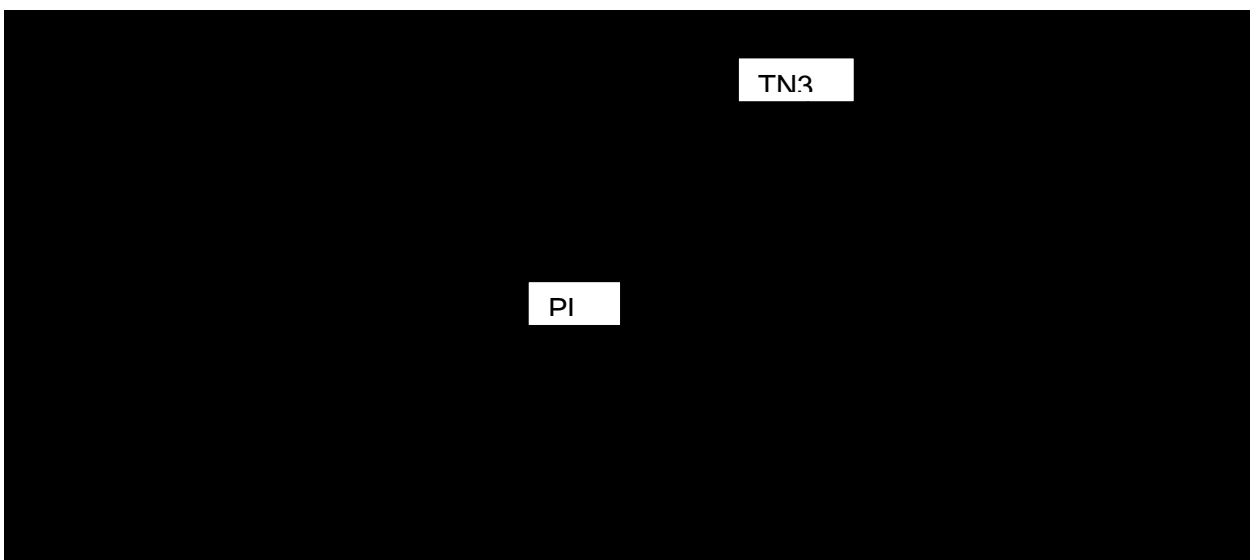


Bild 3: Legionellenschaltung der Solaranlage am 23/24.04.2001

Ungleichmäßige Temperaturschichtung in den Pufferspeichern

Die Solar-Pufferspeicher werden bei der Be- und Entladung parallel durchströmt. Dabei ist festzustellen, dass die Temperaturen im unteren Speicherbereich (TPS1U, TPS2U) voneinander abweichen (Bild 4). Bei gleichmäßiger Durchströmung der beiden Speicher müsste sich jedoch in den Speichern ein gleiches Temperaturprofil ergeben. Bei Beladung der Pufferspeicher ($VSP > 0$) steigt die Temperatur in Speicher 2 unten (TPS2U) stärker an als in Speicher 1, was dadurch zu erklären ist, dass über Speicher 2 ein geringerer Widerstand ist und dieser somit mit einem größeren Volumenstrom als Speicher 1 durchströmt wird. Schaltet die Beladung aus und ist nur noch die Entladung in Betrieb ($VSS > 0$), dann gleichen sich die beiden unteren Pufferspeichertemperaturen wieder einander an.

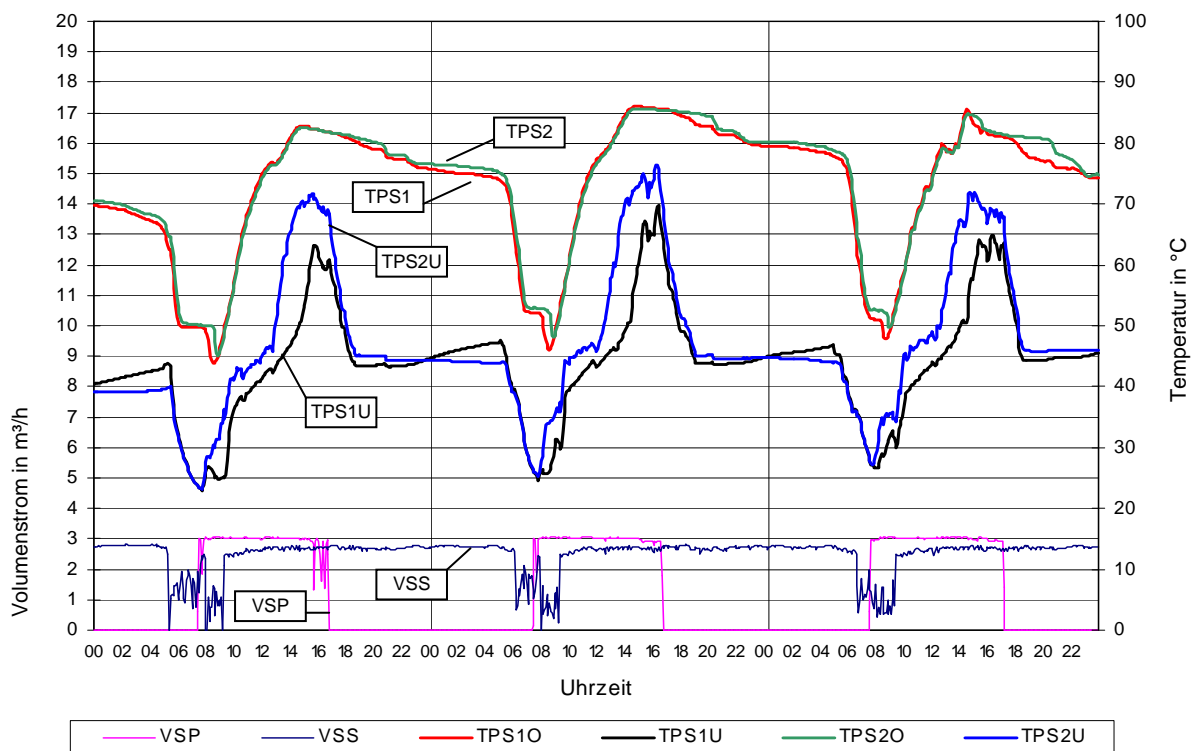


Bild 4: Pufferspeichertemperaturen der Solaranlage vom 03. Bis 05.07.2001

3.2. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 5 ist neben der solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt der den Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird darstellt.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 103 MWh/a (2010) und 137,7 MWh/a (2003). Wobei der Ertrag nur eine leicht sinkende Tendenz aufweist. Ebenfalls mit leicht sinkender Tendenz verhält sich der Systemnutzungsgrad. Hier werden maximal 39 % (2002 - 2004) und mindestens 37 % (2008 - 2011) der solaren Einstrahlung in Nutzwärme umgesetzt. Der

Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg

Rückgang des Nutzungsgrads ist auf den tendenziell rückläufigen Warmwasserverbrauch zurückzuführen. Dementsprechend wird angenommen, dass sich die Leistungsfähigkeit der Kollektoren und der Gesamtanlage über die Jahre zumindest nicht wesentlich verändert hat. Die tatsächliche Auslastung der Anlage liegt mit teilweise unter $55 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ deutlich unter dem Auslegungswert von $78 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$. Dennoch werden hier konstant gute Erträge erzielt, was unter anderem auch in der Zuverlässigkeit der Anlage begründet ist, die bisher ohne nennenswerte Störungen läuft.

3.3. Warmwasserverbrauch und Auslastung

Die Auslastung (Bild 5) der Anlage in Freiburg Wilmersdorfer Straße geht im Jahresdurchschnitt über die Jahre von $63 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ auf $53 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$ zurück und liegt damit deutlich unter dem Auslegungswert von $78 \text{ l}/(\text{m}^2\text{d})$. Ein Zusammenhang zwischen Auslastung und Ertrag bzw. Nutzungsgrad zu erkennen. Der solare Deckungsanteil (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zeigt mit Ausnahme des Ausreißerjahres 2003 aufgrund des rückläufigen Warmwasserverbrauchs eine steigende in den letzten Jahren aber auch stagnierende Tendenz.

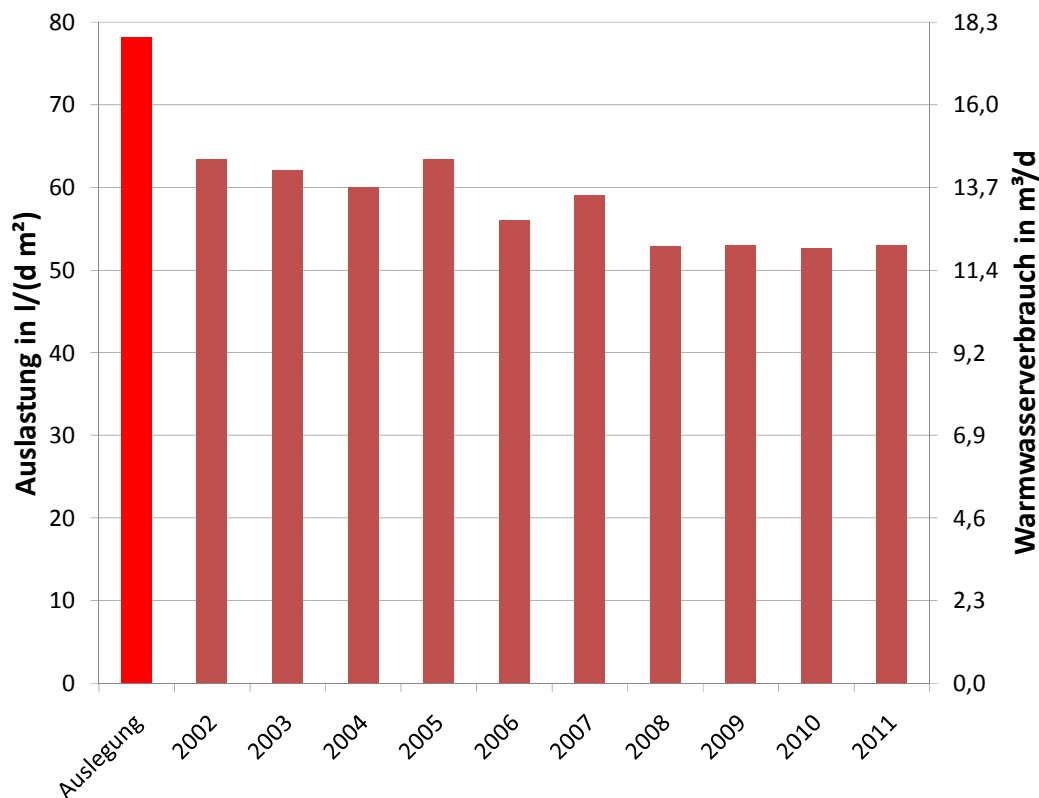


Bild 5: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage Freiburg Wilmersdorfer Straße.

Solaranlage Wohngebäude Wilmersdorfer Straße Freiburg

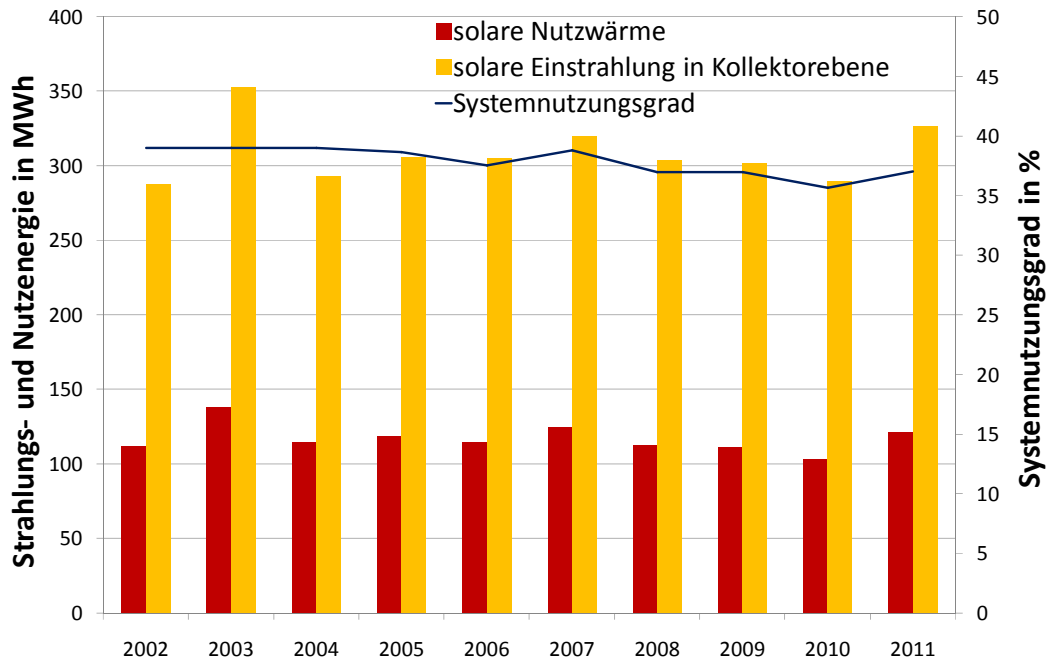


Bild 6: Spezifischer Warmwasserverbrauch bezogen auf die Kollektorfläche (Auslastung) der Solaranlage Freiburg Wilmersdorfer Straße.

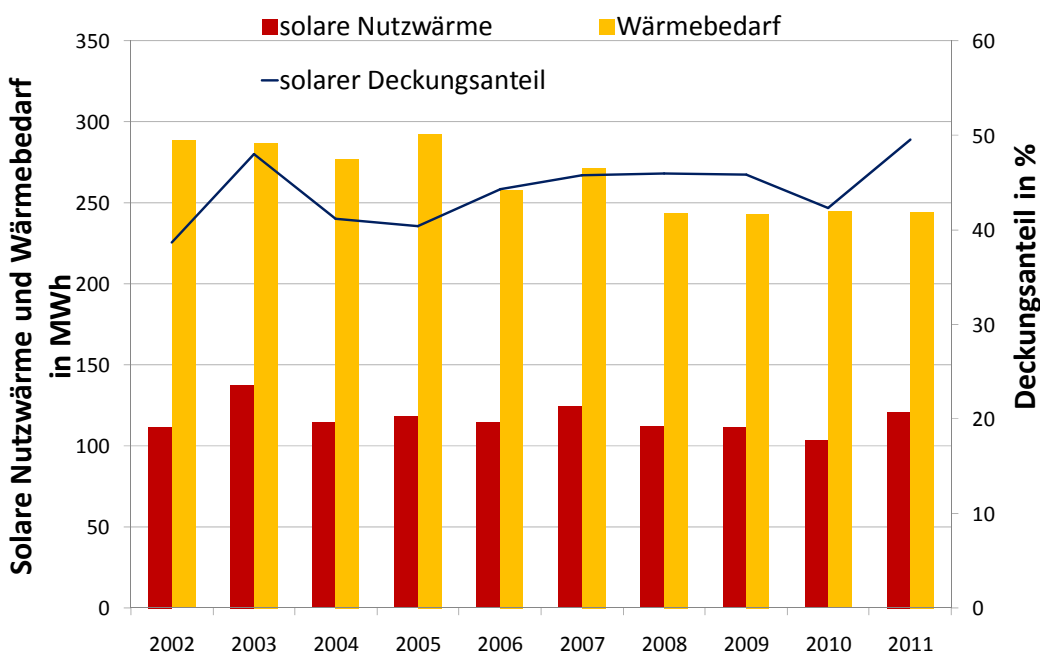


Bild 7: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage Freiburg Wilmersdorfer Straße.

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 147.060 kWh garantiert. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten von 212.314 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,126 €/kWh.

In den Jahren 2002 bis 2011 ergaben sich tatsächliche Nutzwärmekosten zwischen 0,135 €/kWh (2003) bzw. 0,1794 €/kWh (2010)

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphasen nicht mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmen, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen gilt die Garantie als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90 % der gemessenen Werte ist. Bei dieser Anlage wurde die Ertragsgarantie in den beiden Garantiemessjahren mit 94,4 % und 94,7 % beim Nutzungsgrad erfüllt.

5. Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /4/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /5/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /6/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001

- /7/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003
- /8/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de heruntergeladen werden.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage Albtherme Waldbronn

Förderkennzeichen: 032 9652 P

Berichtszeitraum: 01.05.2002 bis 30.06.2010

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Daniel Jödicke, M.Sc.,
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck, Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber



Bild 1: Ansicht des Teilkollektorfeldes der Albtherme Waldbronn

1 Objektbeschreibung

Träger der Albtherme ist die Kurverwaltungsgesellschaft mbH der Gemeinde Waldbronn.

Die Albtherme Waldbronn wurde 1996 zu einem Therapie- und Freizeitbad umgebaut. 2003 wurde der gesamte Eingangsbereich neu gestaltet.

Heute hat die Albtherme Waldbronn eine Beckenlandschaft mit drei Innen- und einem Außenbecken so wie verschiedenen Wassersprudelattributionen. Die Beckentemperaturen sind ganzjährig konstant. Die Albtherme liegt in einem Wohngebiet in der Nähe der Kurklinik Waldbronn. Das Einzugsgebiet umfasst einen Umkreis von ca. 70 km. Die Albtherme hat ganzjährig geöffnet und wird jährlich von ca. 270.000 Badegästen besucht.

Die konventionelle Wassererwärmung erfolgt über zwei Gaskessel (2 x 1,2 MW).

Die einzelnen Speicher für die Duschbereiche können jeweils über einen separaten Wärmetauscher nachgeheizt werden. Den Wasserspeichern vorgeschaltet ist ein weiterer Trinkwasserspeicher (2.500 l), in dem das solar erwärmte Trinkwasser gepuffert werden kann.

Zur solaren Unterstützung der Becken- und Duschwasserbeheizung wurde auf dem Flachdach des Gebäudes (Höhe über Grund: 7,50 m) ein 226 m² großes Kollektorfeld installiert. Dessen Ausrichtung weicht um 15° aus der Südrichtung nach Westen ab, die Neigung beträgt 30°. Aus Platzgründen wurden die Kollektoren auf zwei parallele Teilfelder aufgeteilt. Die Befestigung der Kollektoraufständerung erfolgte an Blechwannen, die auf das Flachdach gelegt und mit dem vorhandenen Kies beschwert wurden.

Bei der Albtherme Waldbronn wurde erstmals in ST-2000 anstatt einer Anzeigetafel ein Anzeigeterminal aufgestellt. Das Terminal besteht aus einem Gehäuse, in dessen Sockel ein PC untergebracht ist. Auf diesem PC läuft ein von IST Kandern erstelltes Programm, mit dem auf dem Bildschirm des Terminals ein Foto des Kollektorfelds, ein Funktionsschema der Solaranlage mit ausgewählten Momentanwerten (Temperaturen, Einstrahlung, Leistungen und Pumpenstatus) oder eine Übersicht mit Energiesummen und Kennwerten der Anlage dargestellt werden kann. Die dargestellten Momentan- und Integralwerte werden vom Messdatensystem der Solaranlage an den PC gesendet. Die Aktualisierung der Werte erfolgt dabei im Abstand von wenigen Sekunden.

2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen.

Die Verbrauchsermittlung in der Albtherme Waldbronn erfolgte auf Basis von täglich abgelesenen Zählerständen des Jahres 2000.

Der Trinkwarmwasser- (Duschen) und Beckenwasserverbrauch wurde über Zähler in der Hauptzuleitung zu den Trinkwasserspeichern bzw. den einzelnen Becken (Frischwasser) gemessen.

Zusätzlich zu den Wassermengen wurden noch die Kaltwassertemperatur des Stadt- und Thermalwassers so wie die Warmwassertemperatur des Duschwassers ermittelt.

Die Verbrauchsermittlung ergab zunächst zwei getrennte Verbrauchsprofile: Eines für den Trinkwasserverbrauch (Duschen etc.) und eines für die Beckenwassernachspeisung (Frischwasserverbrauch).

Der Tages-Gesamtverbrauch an Trink- und Frischwasser beträgt im Auslegungsmonat August 27 m³. Dieser Verbrauch bezieht sich auf eine Warmwassertemperatur im Trinkwasserspeicher von 60 °C und eine maximal zulässige Erwärmung des Beckenwassers auf 40 °C. Daraus ergibt sich eine volumengewichtete mittlere Warmwassertemperatur von 44 °C.

Die Kaltwassertemperaturen werden ebenfalls nach dem Verhältnis des jeweiligen Verbrauchs gewichtet und betragen im Sommer (August) 19 °C und im Winter (Februar) 17 °C.

Unter Berücksichtigung der ermittelten Temperaturen ergab sich für die Solaranlage der Albtherme Waldbronn eine Standard-Auslastung von 117 l/(m² d). Sie gibt an, welche Menge Kaltwasser pro Quadratmeter Kollektorfläche täglich über die Solaranlage geleitet wird. Mit der Standard-Auslastung ergab sich für die Ausschreibung eine empfohlene Standard-Kollektorfläche von 230 m².

Das Volumen des Solarspeichers wurde vorgegeben mit 2,5 m³.

2.1 Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage Albtherme Waldbronn mit Regelfühlern.

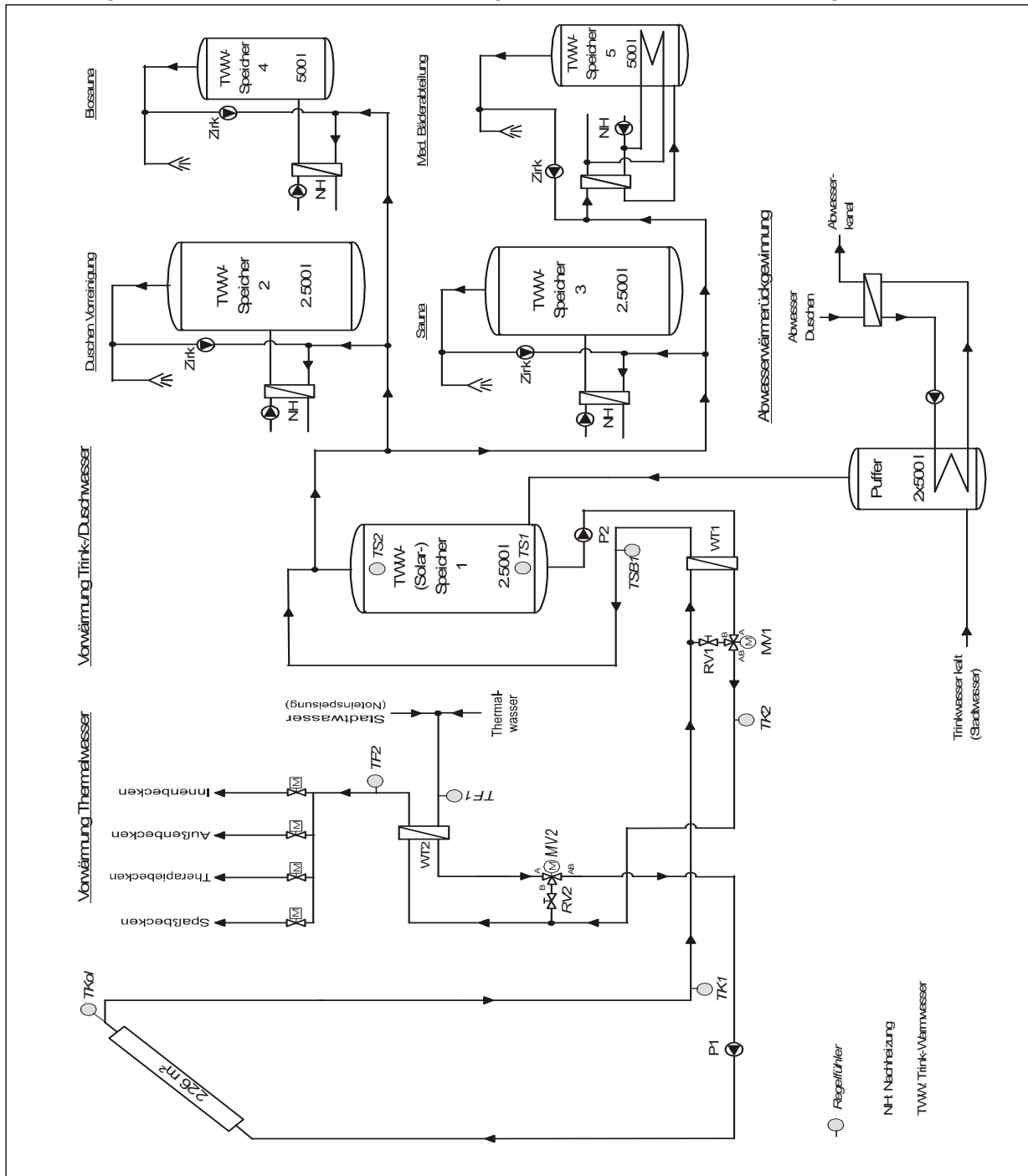


Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaranlage Albtherme Waldbronn mit Regelfühlern.

Bei Betrieb der Kollektorkreispumpe P1 kann über Wärmetauscher 1 (WT1) das Trinkwasser für die Duschen solar erwärmt werden, über den Wärmetauscher 2 (WT2) das in die Becken nachgespeiste Frischwasser. Die beiden Wärmetauscher sind in Reihe geschaltet.

Liegt die Temperatur im Kollektorkreis um einige Grad über der Temperatur im Trinkwasserspeicher, schaltet die Speicherladepumpe P2 ein und das Wasser im Trinkwasserspeicher (Solar-Pufferspeicher, 2.500 Liter Inhalt) wird solar erwärmt. Überschreitet die Temperatur des solar erwärmten Trinkwassers eine festgelegte Maximaltemperatur, wird über das Mischventil MV1 ein Teilvolumenstrom am Wärmetauscher vorbeigeleitet und somit die Übertragungsleistung an WT1 reduziert.

Wird Trinkwasser gezapft, strömt das solar erwärmte Wasser aus dem Vorwärmerspeicher in die nachgeschalteten Speicher der jeweiligen Duschbereiche, wo es bei nicht ausreichender Warmwassertemperatur über die konventionellen Gas-Heizkessel nachgeheizt werden kann. Das in den Vorwärmerspeicher nachströmende Trinkkaltwasser wird über eine Wärmerückgewinnung mit der Abwasserwärme der Duschen vorgewärmt.

Liegt die Temperatur des Kollektorkreisfluids nach Durchströmen von WT1 noch über der Temperatur des Frischwassers, wird WT2 durchströmt und das Frischwasser solar erwärmt. Auch an WT2 wird über ein Mischventil (MV2) eine Begrenzung der Frischwassertemperatur erreicht.

Nach Durchströmen eines oder beider Wärmetauscher fließt die abgekühlte Kollektorkreisflüssigkeit zu den Kollektoren zurück, wo sie wieder von der Sonne erwärmt wird.

Um die Solarwärme optimal nutzen zu können, war eine Anpassung der Thermalwassernachspeisung erforderlich. Für die Nachspeisung des Frischwassers in die Becken wurde ein neues Konzept entwickelt und umgesetzt. Das Frischwasser strömt zunächst über den Solarwärmetauscher WT2 und danach in den Schwallwasserbehälter. Dort wird der Füllstand gemessen, in dessen Abhängigkeit die Nachspeisung des Frischwassers erfolgt. Aus den Frischwasserbehältern wird das für die Beckenwasserumwälzung, für den Ausgleich der Beckenwasserverluste und für die Filterspülung benötigte Wasser entnommen. Reicht die Temperatur des aus dem Schwallwasserbehälter entnommenen Wassers nicht aus, wird es über einen nachgeschalteten Wärmetauscher konventionell auf Solltemperatur erwärmt. Das über die Überlaufrinnen der Becken aufgefangene Wasser fließt in die Schwallwasserbehälter zurück. Eine Nachspeisung von Frischwasser wird notwendig, wenn der Füllstand im Schwallwasserbehälter unter einen bestimmten Pegel abfällt. Wasserverluste im Beckenkreislauf entstehen z.B. durch Verdunstung und durch Wasseraustrag durch die Badegäste. Die größten Verluste entstehen allerdings durch die Filterspülung, die je Becken alle 3 – 4 Tage stattfinden muss.

2.2 Regelung

a) Solaranlage

Die Regelung der Solaranlage erfolgt über ein Zusatzmodul, das in die bestehende DDC-Anlage der Heizung (Kieback & Peter, DDC 3000) integriert wurde.

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald am Kollektoraustritt die Temperatur des Kollektorkreisfluids (T_{Kol}) mindestens 10 K über der Temperatur im Vorwärmerspeicher (TS1) oder der Temperatur des kalten Frischwassers (TF1) liegt. Die Kollektorkreispumpe bleibt mindestens 5 Minuten in Betrieb, so dass genügend Zeit bleibt, um die warme Kollektorkreisflüssigkeit zu den Wärmetauschern im Keller zu fördern.

Liegt die Temperatur am Kollektor über 120 °C oder liegt die obere Speichertemperatur (TS2) über 77 °C, so bleibt P1 aus, auch wenn die 10 K Temperaturdifferenz überschritten werden. Dadurch soll ein Überhitzen der Kollektorkreiseinbauten und des Solarspeichers verhindert werden.

Die Kollektorkreispumpe schaltet wieder aus, wenn sowohl die Temperaturdifferenz zwischen Kollektorkreisfluid vor WT1 (TK1) und Speicher unten (TS1), als auch die Differenz zwischen Kollektorkreisfluid vor WT2 (TK2) und Frischwasser (TF1) unter 4 K absinkt. P1 schaltet auch aus, wenn die Temperatur am Kollektorausstritt über 130 °C ansteigt.

Die Speicherladepumpe P2 schaltet ein, wenn P1 „ein“ ist und die Temperatur des Kollektorkreisfluids vor WT1 (TK1) um mindestens 6 K über der Temperatur im Vorwärmespeicher unten (TS1) liegt.

P2 schaltet aus, sobald die Temperaturdifferenz zwischen Speicher unten (TS1) und Kollektorkreisfluid (TK1) unter 3 K absinkt. P2 schaltet auch aus, wenn die Speichermaximaltemperatur von 80 °C überschritten wird.

Zur Begrenzung der Trinkwassertemperatur (TSB1) und der Frischwassertemperatur (TF2) sind im Kollektorkreis jeweils nach den Wärmetauschern Mischventile eingebaut (MV1, MV2). Steigt die Trinkwassertemperatur am Austritt von WT1 (TSB1) über 60 °C an, öffnet das Mischventil den Bypass an WT1 (Weg B), so dass ein Teilvolumenstrom am Wärmetauscher vorbeigeleitet wird und damit die Übertragungsleistung des WT1 abnimmt. Nach dem Ventil (Weg AB) vereinen sich die zwei Teilvolumenströme (A und B) wieder, so dass über P1 immer ein konstanter Volumenstrom gefördert wird. Nach dem gleichen Prinzip wird über das Mischventil MV2 die Frischwassertemperatur (TF2) auf maximal 40 °C geregelt.

Ist P2 nicht in Betrieb, dann ist nur der Bypass des MV2 geöffnet, d.h. WT1 wird nicht durchströmt.

MV2 ist auf Bypassstellung (vollständige Umgehung von WT2), wenn die Temperaturdifferenz zwischen dem Kollektorkreisfluid (TK2) und dem Frischwasser (TF1) unter 4 K liegt.

b) Frischwassernachspeisung

Bevor das Frischwasser in die Schwallwasserbehälter einströmt, wird es über den Solar-Wärmetauscher (WT2) geleitet, über den es im Direktdurchlaufverfahren Wärme vom Kollektorkreis aufnehmen kann. Der Wärmetauscher wurde für einen konstanten Volumenstrom von 4 m³/h (primär- und sekundärseitig) dimensioniert. Um auf der Frischwasserseite diesen konstanten Volumenstrom zu erhalten, wurde im Zulauf zu den Schwallwasserbehältern ein kleiner dimensioniertes Magnetventil (V1, V2, V3, V4) eingebaut und der Volumenstrom über ein vorgeschaltetes Regulierventil entsprechend einreguliert.

Zur Beibehaltung des konstanten Volumenstroms muss gewährleistet sein, dass im Normalbetrieb nicht mehrere Schwallwasserbehälter gleichzeitig befüllt werden. Dazu wurde eine Vorrangschaltung für die Beckenwassernachspeisung entwickelt, die festlegt, in welcher Reihenfolge die Becken befüllt werden sollen: 1. Innenbecken, 2. Außenbecken, 3. Spaßbecken, 4. Therapiebecken.

Ist der erste Schwallwasserbehälter bis zum Sollstand befüllt, dann schließt das entsprechende Magnetventil und das Ventil des nächstrangigen Beckenkreislaufs öffnet, usw. Mit dieser Schaltung soll erreicht werden, dass möglichst über den gesamten Tag (9.00 – 17.00 Uhr) eine Abnahme der Solarenergie durch das Beckenwasser erfolgen kann.

Zum Schutz gegen zu wenig Wasser in den Schwallwasserbehältern wurde ein Trockenlaufschutz in die Regelung eingebunden. Unterschreitet der Wasserstand im Behälter einen bestimmten Pegel, so wird in jedem Fall Wasser nachgespeist, unabhängig davon, ob bereits ein anderer Behälter befüllt wird.

Ein Großteil der nachgespeisten Frischwassermenge fällt nach den regelmäßig durchzuführenden Filterspülungen an (ca. alle 3 Tage pro Becken). Bei der Filterspülung wird dem Schwallwasserbehälter so viel Wasser entnommen, dass in jedem Fall eine Frischwassernachspeisung erfolgen

muss. Deshalb wurde festgelegt, dass die Filterspülung möglichst dann erfolgen soll, wenn eine Einstrahlung von Sonnenenergie zu erwarten ist. Der Zeitpunkt für die Filterspülung wurde von vormals 6.00 Uhr auf 8.00 Uhr (1 Std. vor Öffnung der Albtherme) verschoben.

Ein Optimum wäre erreicht, wenn die Beckenwassernachspeisung über den gesamten Tag in Abhängigkeit von der zur Verfügung stehenden Solarenergie erfolgen würde. Dies würde bedeuten, dass eine Beckenwassernachspeisung nur erfolgt, wenn eine solare Erwärmung des Frischwassers möglich ist. Steht über einen längeren Zeitraum keine Solarenergie zur Verfügung, so wird unabhängig von der Einstrahlung Frischwasser bis zu einem bestimmten Pegelstand nachgespeist (Trockenlaufschutz). Die Betriebsweise in Abhängigkeit vom Solarenergieangebot wurde bisher nicht umgesetzt.

2.3 Messtechnik

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden ca. alle 2 Sekunden vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert.

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet.

3 Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und Mängel festzustellen.

Statische Mängel der Kollektorunterkonstruktion

Ein Mangel an der Anlage war eine nicht ausreichende Sicherheit der Kollektoren gegen Windlasten. Dies führte zwar nicht zu einer Beeinträchtigung des Anlagenbetriebs, es bedingte jedoch die Verweigerung der Anlagenabnahme bis zum 01.04.2003.

Die Befestigung der Kollektoren erfolgte mit Hilfe von Blechwannen, die mit dem vorhandenen Kies beschwert wurden. Diese wurden kleiner eingebaut als ausgeschrieben. Im März 2003 wurden zusätzliche Wannen unter den Kollektoren angebracht, die mit dem vorhandenen Kies beschwert wurden.

Defekt des Duschwasser-Wärmetauschers (WT1)

Auf Grund trinkwasserseitiger Verkalkung des Solarwärmetauschers für die solare Duschwassererwärmung musste dieser im September 2003 gegen einen neuen baugleichen Wärmetauscher ausgetauscht werden. Der trinkwasserseitige Volumenstrom über WT1 (VSP) ging kontinuierlich von 4,5 auf 1 m³/h zurück. Am 14.02.2007 wurde der geschraubte Wärmetauscher wegen Undichtigkeiten durch einen gelöteten ersetzt. Zur Lösung des Verkalkungsproblems wird das Wasser enthärtet. Der nach Einbau des gelöteten Wärmetauschers immer noch zu geringe Volumenstrom wurde durch den Einbau einer stärkeren Pumpe auf den Sollwert erhöht.

Defekt des Frischwasser-Wärmetauschers (WT2)

Im Sommer 2002 kam es zu Undichtigkeiten des Frischwasser-Wärmetauschers (WT2). Laut Hersteller waren die verwendeten Dichtungen aus NBR nur bis max. 110 °C belastbar und wurden auf Grund zu hoher Temperaturen beschädigt. Es wurden Dichtungen aus EPDM eingesetzt, die das Problem auch nicht lösen konnten.

Um dieses Problem zu beheben wurde der geschraubte Wärmetauscher durch einen gelöteten Wärmetauscher ersetzt. Seither treten keine Undichtigkeiten mehr auf.

Defekt des Kollektorfühlers der Regelung

Der Regelfühler für die Messung der Kollektorausstrittstemperatur war defekt und gab eine zu hohe Temperatur aus. Dementsprechend schaltete die Regelung die Kollektorkreispumpe bereits bei zu niedrigen Temperaturen wegen Überhitzung im Kollektorfeld aus. Bei Betrieb der Pumpe schaltete diese zu spät ab. Nach Austausch des defekten Regelfühlers konnte am 05.11.2003 mit dem 1. Garantiemessjahr begonnen werden.

Konzept „Automatische Frischwassernachspeisung“ nicht vollständig in Betrieb

Zu erheblichen Verzögerungen des Beginns der 1. Intensivmessphase kam es, da die vorgesehene automatische Frischwassernachspeisung lange nicht umgesetzt wurde.

Zur Überprüfung der Ertragsgarantie anhand der Messergebnisse musste die kontinuierliche Frischwassernachspeisung in Betrieb sein. Die Umsetzung und Inbetriebnahme der automatischen Frischwassernachspeisung erfolgte im Juli 2003.

Die nicht kontinuierliche Frischwassernachspeisung hatte zur Folge, dass es wegen mangelnder Abnahme der zur Verfügung stehenden Solarwärme zu hohen Temperaturen im Kollektorkreis und auch Anlagenstillständen kam. Nach Wiederinbetriebnahme der automatischen Nachspeisung, durch Reduzierung des Volumenstroms und Eingrenzung der Nachspeisezeit auf den Zeitraum zwischen 10 und 16 Uhr konnte die Wärmeabgabe an das Beckenwasser deutlich verbessert werden.

Zur Vorerwärmung des Beckenwassers wäre es wahrscheinlich sinnvoller gewesen, den Wärmetauscher in den Zirkulationskreislauf zwischen Schwallwasserbehälter des größten Schwimmbeckens vor dem Nachheizwärmetauscher einzubauen, da an dieser Stelle der Wärmetauscher während der Öffnungszeiten immer durchströmt wird. Die Rücklauftemperatur vom Schwimmbecken wäre zwar deutlich höher gewesen als beim Frischwasser, der kontinuierliche Volumenstrom und die damit verbundene kontinuierliche Wärmeabnahme hätte diesen Nachteil aber sehr wahrscheinlich mehr als ausgeglichen.

3.2 Energien und Nutzungsgrade

In Bild 3 ist neben der solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt. Dieser ist der Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt sehr stark zwischen 38,3 MWh/a (2006) und 128,7 MWh/a (2003). Der Systemnutzungsgrad verhält sich ungefähr parallel dazu. Hier werden maximal 31,3 % (2004) und mindestens 12,3 % (2006) der solaren Einstrahlung in Nutzwärme umgesetzt. Die starken Schwankungen des Nutzungsgrads insbesondere der Ertragseinbruch in 2005 und 2006 sind auf die oben beschriebenen nachhaltigen Störungen zurückzuführen. Die tatsächliche Auslastung der Anlage war zuerst mit 130 l/(m².d) deutlich über dem Auslegungswert von 74 l/(m².d), geht dann aber über die Jahre auf den Auslegungswert zurück.

3.3 Warmwasserverbrauch und Auslastung

Die Auslastung (Bild 4) der Anlage in Waldbronn geht im Jahresdurchschnitt über die Jahre von 130 l/(m².d) auf 62 l/(m².d) zurück und liegt damit wenig unter dem Auslegungswert von 74 l/(m².d). Ein Zusammenhang zwischen Auslastung und Ertrag bzw. Nutzungsgrad ist aufgrund der vielen und nachhaltigen Störungen nur schwer zu erkennen. Der solare Deckungsanteil (Bild 5) zeigt ebenfalls wie der Ertrag und der Systemnutzungsgrad aufgrund der Störungen eine stark schwankende Tendenz. Im Jahr 2011 gibt es einen hohen solaren Deckungsanteil (73%) aufgrund eines sehr geringen Warmwasserverbrauches bei gleichzeitig hohem Anteil solar erzeugter Nutzwärme.

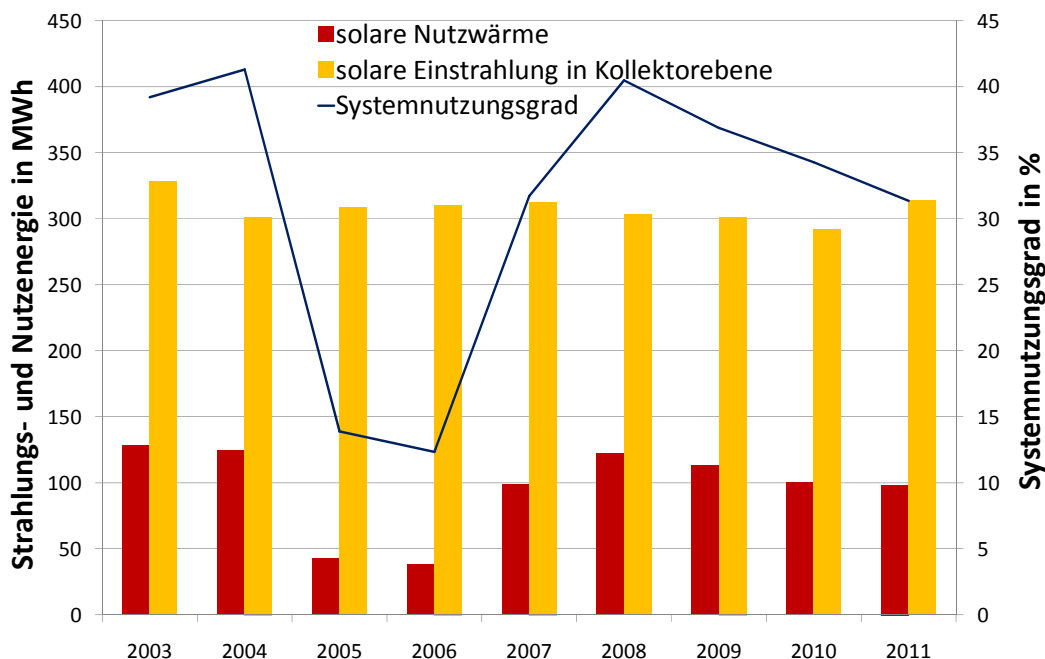


Bild 3: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage Waldbronn.

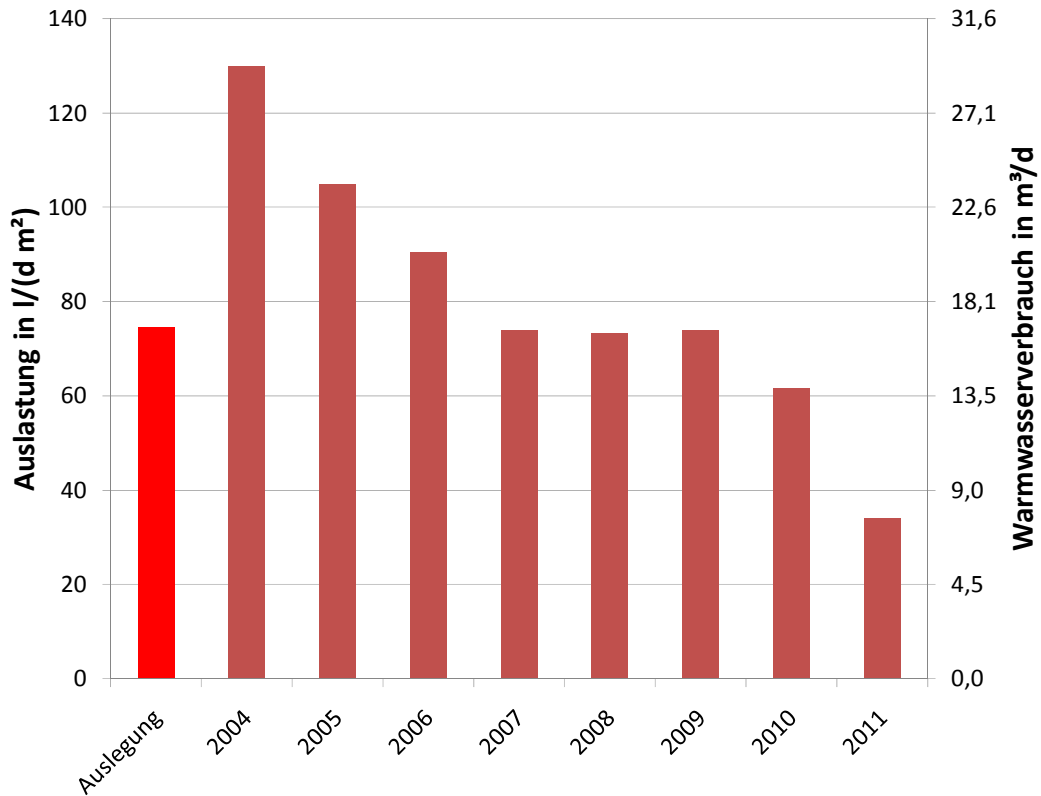


Bild 4: Spezifischer Warmwasserverbrauch bezogen auf die Kollektorfläche (Auslastung) der Solaranlage Waldbronn.

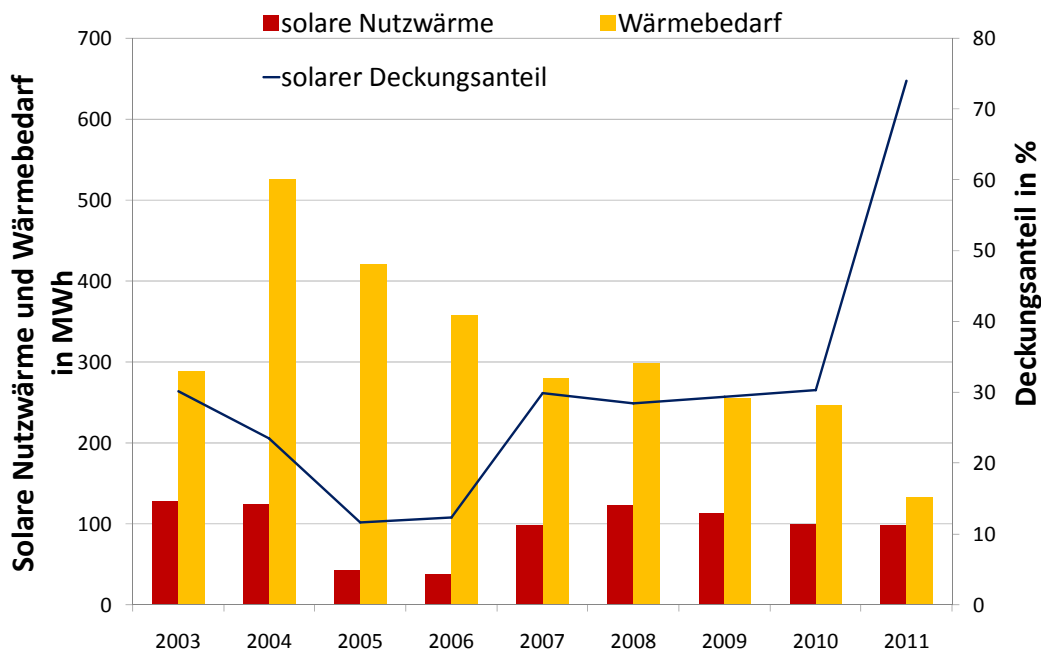


Bild 5: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage Waldbronn.

Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de runtergeladen werden.

Die Solaranlage Albtherme Waldbronn wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie-2000 unter dem Förderkennzeichen 0329652P gefördert. Der festgelegte Gesamtförderanteil von 71,11 % (Gesamtförder-summe maximal 145.359,57 €) ergab sich aus einem Förderanteil an den kalkulierten Investitionskosten des Solarsystem von 60 % und einem Anteil an den Kosten für Messtechnik und Visualisierung von 100 %.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solaranlage in Holzgerlingen

Förderkennzeichen: 032 9604 C

Berichtszeitraum: 01.09.2004 bis 31.12.2011

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber,
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck



Bild 1: Ansicht Gebäude in Holzgerlingen

1. Objektbeschreibung

Träger der solar-unterstützten Nahwärmeversorgung Holzgerlingen ist die Firma Immotherm in Stuttgart. Mit der CO₂-neutralen Nahwärmeversorgungsanlage im Baugebiet Hülben werden 44 Einfamilienhäuser, 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern und ein Kindergarten versorgt. Der Wärmedämmstandard der Gebäude unterschreitet die Anforderungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) deutlich. Neben der Solaranlage mit 248,8 m² Kollektorfläche ist als weitere Wärmequelle ein Holzpelletkessel mit 540 kW Leistung in die Anlage integriert.

Das Nahwärmenetz ist in zwei Teilnetze (Nord und Süd) aufgeteilt. Das südliche Teilnetz ist für eine Leistung von 229 kW bei 70 °C Vorlauf und 40 °C Rücklauf­temperatur ausgelegt. An dieses Teilnetz sind 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern, 11 Einfamilienhäuser und der Kindergarten mit einer Gesamt Wohn-/Nutzfläche von 5342 m² angeschlossen. Das nördliche Teilnetz ist für eine Leistung von 340 kW bei 65 °C Vorlauf und 35 °C Rücklauf ausgelegt. Hier sind 33 Einfamilienhäuser mit einer Gesamtwohnfläche von 4233 m² angeschlossen.

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

Die Kollektoranlage ist auf dem Dach eines Kindergartens aufgeständert. Die Ausrichtung des 248,8 m² großen Kollektorfeldes weicht um 8° nach Westen von der Südrichtung ab. Die Neigung zur Horizontalen beträgt 30°. Die flache Aufstellung der Kollektoren bedingt eine Optimierung auf den Sommer, damit dann möglichst der gesamte Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung über die Solaranlage gedeckt werden kann.

Zur Speicherung der Solarwärme wurden drei in Serie geschaltete Pufferspeicher mit jeweils 5 m³ Speichervolumen errichtet. Die Solarwärme wird über eine erdverlegte Leitung vom Kollektorfeld in die Heizzentrale transportiert. Dort wird sie über einen Wärmeübertrager in die Pufferspeicher eingespeist. Im Speicherladekreis wird kaltes Wasser Pufferspeicher 3 unten bzw. direkt dem Rücklauf des Nahwärmenetzes entnommen und nach der Erwärmung im Wärmeübertrager Speicher 1 oben zugeführt. Zur Optimierung der Einspeisung in die Speicher wurde ein Bypass eingebaut, der bei hoher Temperatur in Pufferspeicher 1 auf Einspeisung in Speicher 3 umschaltet. Im Speicherladekreis ist ein Strangregulierventil eingebaut. Damit wird der Volumenstrom am Wärmeübertrager so geregelt, dass möglichst 70°C warmes Wasser in die Pufferspeicher eingespeist wird. Die Pufferspeicher, Wärmeübertrager und Holzpelletkessel sind in einer Heizzentrale ca. 60 m vom Kollektorfeld entfernt untergebracht.

Holzpelletkessel sind generell schlechter regelbar als zum Beispiel Gas- oder Ölkessel. Um das ungünstige Takten des Kessels zu reduzieren wurde dieser ebenfalls an die Pufferspeicher angeschlossen. Dadurch wird Speicher 1 zusätzlich als Puffer für den Pelletkessel benutzt.

Die Haustechnik der angeschlossenen Gebäude wurde an die Anforderungen der solaren Wärmeversorgung angepasst. Insbesondere wird die Rücklauftemperatur auf ein niedriges Niveau reduziert. Dies wird erreicht, indem die Heizungsanlagen der Einfamilienhäuser direkt, ohne Heizungswärmeübertrager versorgt werden. Die Übergabestationen sind hier mit einer Warmwasserbereitung im Durchfluss realisiert. In den Mehrfamilienhäusern wurden Fußbodenheizungen verlegt. Hier erfolgt die Warmwasserbereitung mit Speicherladesystemen.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

2.1. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Heizungsunterstützung und Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Wärmeverbrauch (Heizlast der Gebäude und Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung) und das Verbrauchsprofil, d.h. der zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Verbrauchsprofil zu erstellen. Dieses Verbrauchsprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm. Im vorliegenden Fall war eine Ermittlung der tatsächlichen Verbrauchsdaten nicht möglich. Die Gebäude, die an die Nahwärmeversorgung angeschlossen sind, waren zum Zeitpunkt der Planung teilweise erst im Endausbau. Es sollten 46 Einfamilienhäuser, 36 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern und ein Kindergarten angeschlossen werden. Da die Nachheizung durch den Pelletkessel im Sommer möglichst nicht

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

in Betrieb gehen soll, wurde die Solaranlage so ausgelegt, dass sie im Sommer den gesamten Wärmebedarf sowie die Netzverluste abdecken kann.

Ein weiteres entscheidendes Auslegungskriterium war ein solarer Deckungsanteil am gesamten Jahreswärmebedarf von mindestens 10 %. Es war deshalb von entscheidender Bedeutung, dass die Gebäude des Baugebiets Hülben die Grenzwerte der Energie-Einspar-Verordnung für den Energiebedarf einhalten.

Eine Messung des Wärmebedarfs war nicht möglich, da die Gebäude größtenteils noch nicht fertig gestellt waren. Mit Hilfe des Simulationsprogramms TRNSYS wurde ein Lastprofil (Wärmebedarf für Warmwasser und Heizung) der Gebäude erstellt, welches Grundlage für die Simulation der Solaranlage war. Hieraus ergibt sich ein Solarertrag von 98.088 kWh/a. Dieser Wert ist auch Grundlage für den vom Kollektorhersteller zu garantierenden Solarertrag.

2.2. Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen mit Regelfühlern.

Bei Betrieb der Kollektorkreispumpe P1 kann über den Wärmeübertrager das Wasser in den Pufferspeichern erwärmt werden. Die Pufferspeicher sind in Reihe geschaltet. Dabei wird bei zu niedriger Vorlauftemperatur im Speicherladekreis zwischen Beladung Pufferspeicher 1 oben und Pufferspeicher 3 oben umgeschaltet.

Liegt die Temperatur im Kollektorkreis um einige Grad über der Temperatur in Pufferspeicher 3 unten, schaltet die Speicherladepumpe P2 ein und das Wasser in den Pufferspeichern (3 x 5.000 Liter Inhalt) wird solar erwärmt. Durch ein Strangreguliertventil wird der Volumenstrom im Speicherladekreis so weit gedrosselt, dass möglichst mit einer Mindesttemperatur von 70 °C in die Speicher eingespeist werden kann.

An Pufferspeicher 1 ist zusätzlich ein Holzpelletkessel als Nachheizung angeschlossen. Unterschreitet die Temperatur in Speicher 1 einen bestimmten Wert schaltet sich der Pelletkessel ein und heizt das Wasser in Speicher 1 bis auf eine bestimmte Temperatur auf.

Die Einspeisung in das Nahwärmenetz erfolgt aus Speicher 1 oben und wird in Speicher 3 unten zurückgeführt. Bei Betrieb des Speicherladekreises der Solaranlage geht der Rücklauf des Nahwärmenetzes über den Wärmeübertrager in Speicher 1 oder 3 oben.

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

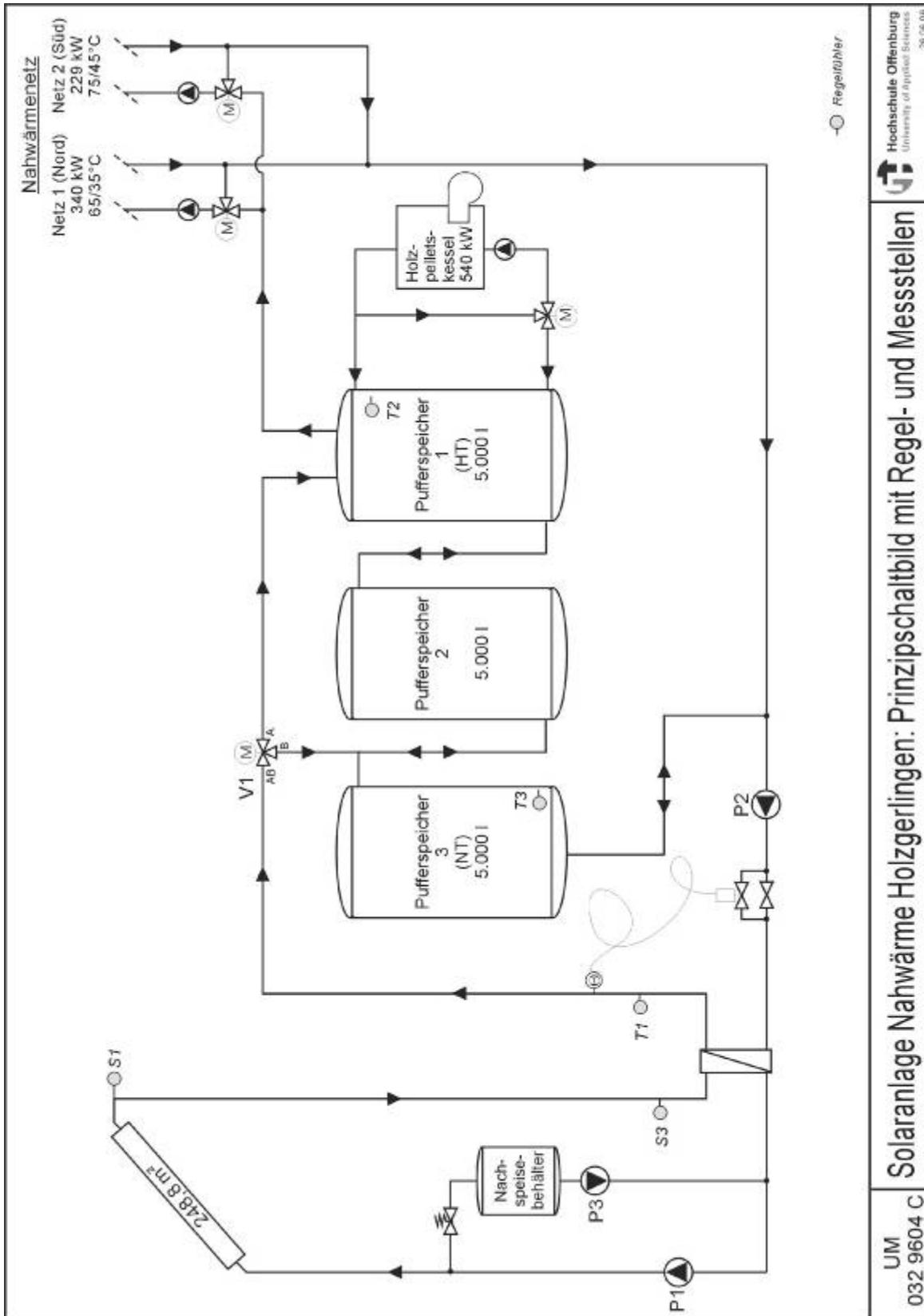


Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaranlage Nahwärmeversorgung Holzgerlingen mit Regelfühlern

2.3. Regelung

Zur Regelung der Solaranlage werden zwei Regler eingesetzt.

Der Regler DeltaSol Pro Fabrikat Resol regelt die Beladung des Pufferspeichers mit der Solaranlage. Der Regler schaltet die Pumpen (P1) und (P2) im Kollektorkreis und im Pufferspeicherladekreis entsprechend den Temperaturen im Kollektor und im Pufferspeicher ein bzw. aus.

Der Regler DeltaSol A Fabrikat Resol regelt in Abhängigkeit der Speicherladetemperatur die Einspeisung von Solarwärme in den Pufferspeicher oben oder in der Mitte (Erhaltung der Temperaturschichtung im Speicher).

Es können zwei Betriebszustände der Solaranlage unterschieden werden: Normalbetrieb und Stagnationsbetrieb. Solange die Wärme der Kollektorfelder an den Speicher abgegeben werden kann, läuft die Anlage im Normalbetrieb. Sobald jedoch zu hohe Temperaturen im Pufferspeicher auftreten, muss die Kollektorkreispumpe P(1) und die Solarspeicherladepumpe P(2) abgeschaltet werden. Bei starker Einstrahlung geht die Solaranlage in diesem Fall in Stagnationsbetrieb. Dieser Zustand kann auch dann eintreten, wenn die Pumpe P(1) oder die Pumpe P(2) ausfällt.

Im Normalbetrieb nimmt das Ausdehnungsgefäß der Solaranlage die thermische Ausdehnung des Wasser-Glykol-Gemisches auf. Im Stagnationsbetrieb erwärmen sich die Kollektoren maximal bis zu der für jeden Kollektortyp charakteristischen Stagnationstemperatur, bei der die Wärmeverluste des Kollektors gleich groß werden wie die Strahlungsgewinne. Die Stagnationstemperatur kann bei hocheffizienten Flachkollektoren bis zu 200°C betragen. Da der zu diesen Temperaturen gehörige Sättigungsdruck den normalen Betriebsdruck in den Kollektoren übersteigt, entwickelt sich Dampf in den Kollektoren, was wiederum zu einer Drucksteigerung im Solarkreis führt. Das Überströmventil im Solarkreis wird auf 5,5 bar Überdruck eingestellt. Wird dieser Druck erreicht, so wird die überschüssige Flüssigkeit über die Ausblasleitung in den Nachspeisetank ausgeblasen. Durch die Absicherung auf einen relativ hohen Druck wird ein eventuell entstehender Dampfstrom auf kleine Mengen begrenzt, der dann auch in den Nachspeisebehälter eingeleitet werden kann. Das zum Überströmventil parallel geschaltete Sicherheitsventil wird auf 6,0 bar Überdruck eingestellt. Das Ventil dient nur der Absicherung der Anlage. Es wird nur benötigt, falls das Überströmventil schadhaft ist. Bei zurückgehender Einstrahlung kondensiert der Dampf in den Kollektoren, so dass der Anlagendruck absinkt und durch automatisches Nachspeisen aus dem Tank wieder aufgebaut werden muss.

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

2.4. Messtechnik

Die im Folgenden beschriebenen Messgrößen werden ca. alle 2 Sekunden vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z. B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztendlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

3. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse war es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und die im Folgenden dargestellten Mängel festzustellen.

Defektes Strangreguliertventil im Speicherladekreis

Im Speicherladekreis ist ein Strangreguliertventil eingebaut. Damit wird der Volumenstrom am Wärmeübertrager so geregelt, dass möglichst 70 °C warmes Wasser in die Pufferspeicher eingespeist wird. Die Regelung dieses Ventils war defekt und wurde im Frühjahr 2007 ersetzt. Seither funktioniert diese Regelung ohne weitere Störung.

Einspeisung in Pufferspeicher

Während des Probetriebs zeigte sich, dass die Einspeisung der Wärme in die Pufferspeicher nicht optimal ist, weshalb diese am 16. August 2006 umgebaut wurden. Vorher wurde die Solarwärme entweder in den heißen Pufferspeicher 1 oben oder zwischen Pufferspeicher 2 unten und Pufferspeicher 3 oben eingespeist. Dies erwies sich als nicht geeignet, da dadurch keine optimale Temperaturschichtung in den Speichern erreicht wurde. Deshalb wurde die Einspeisung zwischen Speicher 2 und 3 geschlossen und an Pufferspeicher 1 unten (im Nachheizkreis) angebracht. Als Resultat konnte eine optimale Temperaturschichtung in den Speichern erzielt werden. Durch die Einspeisung im Nachheizkreis ergaben sich Fehlströmungen im Speicherladekreis von ca. 0,8 m³/h bei Betrieb der Pumpe des Nachheizkreises. Diese wurden durch eine Veränderung der Steuerung des Beladeventils behoben. Es wird nun so geschaltet, dass es bei Stillstand der Speicherladekreispumpe auf Puffer 1 oben geschaltet ist.

Undichtigkeiten im Kollektorfeld

Im Juli 2007 kam es zu Undichtigkeiten im Kollektorfeld. Durch die Wärmeausdehnung der Absorberbleche rieben sich die Wellenschläuche, die zur Verbindung der Kollektoren mit den Sammelrohren angebracht waren, an den Kollektorgehäusen und wurden undicht. Um zu vermeiden, dass dieses Problem wieder auftritt, wurde ein Stück Rohr angebracht, das aus dem Kollektorgehäuse herausragt. Dadurch hat der Wellenschlauch keinen Kontakt mehr mit dem Gehäuse und sollte nicht mehr undicht werden.

Am 17.11.2007 kam es erneut zu einer Undichtigkeit im Kollektorkreis und dadurch zu einem mehrwöchigen Stillstand. Bei einem Kollektor lösten sich die Absorberrohre aus dem Verteilerrohr und verursachten die Undichtigkeit.

Verfärbungen an den Absorberblechen der Kollektoren

An den Absorberblechen wurden teilweise punktuelle, teilweise großflächige Verfärbungen entdeckt. Die betroffenen Absorberbleche wurden vom Hersteller im Februar 2007 ausgetauscht bzw. bei punktuellen Verfärbungen ausgebessert.

Verzögerungen des Starts des Intensivmessjahres

Ende 2006 waren erstmals alle Gebäude, die an die Nahwärmeversorgung angeschlossen wurden bezogen. Bis dahin war der für die Berechnung der Energiegarantie vorgegebene Wärmebedarf nicht gegeben. Dementsprechend wurde das Intensivmessjahr erst gestartet, als alle Gebäude angeschlossen und bewohnt waren. Eine weitere Verzögerung ergab sich durch die erwähnten Undichtigkeiten im Kollektorfeld und Verfärbungen der Absorberbleche. Die Verfärbungen konnten erst Ende Februar 2007 behoben werden, weshalb sich der Start des Messjahres auf den 01. März 2007 verschob.

Hohe Rücklauftemperaturen

In beiden Nahwärmenetzen wurden Rücklauftemperaturen gemessen, die deutlich über den Auslegungstemperaturen lagen. Hierdurch herrschte auch im unteren Bereich der Speicher immer ein hohes Temperaturniveau, wodurch der Ertrag der Solaranlage deutlich geringer ausfiel als bei niedrigerer Rücklauftemperatur. Im südlichen Teil des Nahwärmenetzes konnte als Ursache hierfür ein zu hoch eingestelltes Thermostatventil an einer Übergabestation mit Speicherladesystem als Ursache festgestellt werden. Da der Thermostat höher als die Netzvorlauftemperatur eingestellt war, konnte die Solltemperatur in dieser Übergabestation nicht erreicht werden, sodass ständig Wärme aus dem Nahwärmenetz angefordert wurde.

Im Winter liegt die Rücklauftemperatur noch etwas niedriger. Im nördlichen Teil des Nahwärmenetzes bewegt sich die Rücklauftemperatur auf einem deutlich höheren Temperaturniveau als im südlichen Netz. Im Mai 2008 wurde im nördlichen Nahwärmenetz die zweite Heizzentrale für den Sommer außer Betrieb genommen. Über den Sommer wird das gesamte Nahwärmenetz über die Heizzentrale versorgt, an die, die Solaranlage angekoppelt ist. Hierdurch ergab sich eine Verringerung der Rücklauftemperaturen, die sich dann wieder auf dem Niveau des Sommers 2007 befanden. Im September 2008 wurden die Netzpumpen der ersten Heizzentrale, an der auch die Solaranlage angeschlossen ist, auf differenzdruckgeregelten Betrieb umgestellt. Hierdurch konnte eine deutliche Verringerung der

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

Rücklaufemperatur erzielt werden. Bei Zuschaltung der zweiten Heizzentrale für den Winterbetrieb im Oktober 2008 stieg die Rücklaufemperatur allerdings wieder etwas an. Durch Reduzierung des Differenzdrucks an der Netzpumpe der zweiten Heizzentrale konnte Ende Oktober 2008 eine deutliche Verringerung der Rücklaufemperatur und des Volumenstroms erzielt werden.

Parallel zur Verringerung der Netzzücklaufemperatur liegt auch das Temperaturniveau in den Speichern deutlich niedriger. Im Januar 2009 wurde auch in der zweiten Heizzentrale eine Differenzdruckregelung für die Netzpumpe eingebaut. So konnte die Rücklaufemperatur reduziert werden. Im Mai 2005 wurde mit Aktivieren des Sommerbetriebs bemerkt, dass die Rücklaufemperatur auf ein deutlich höheres Niveau stieg als in den vorangegangenen Sommerphasen. Daraufhin wurden im Nordnetz erneut die Übergabestationen überprüft. Es stellte sich heraus, dass ein Wärmekunde einen Pufferspeicher eingebaut hatte. Dieser bildet als unregelmäßige hydraulische Weiche eine Art „Kurzschluss im Nahwärmenetz, durch den ein kontinuierlicher Volumenstrom ohne Wärmeabnahme im Netz zirkulierte und die Rücklaufemperatur erhöhte. Der Speicher wurde nachträglich mit einem Motorventil in der Fernwärme-Vorlaufleitung zum Speicher umgerüstet, sodass er im geregelten Betrieb läuft.

Die im nördlichen Netzteil mit dem Winterbetrieb (Inbetriebnahme der 2. Heizzentrale) erwartete Rücklaufemperaturabsenkung blieb im Oktober 2010 aus bzw. hielt nur für eine Woche an. Im Februar 2011 wurde die Ursache hierfür gefunden: Der Drucksensor der Netzpumpe in der Heizzentrale 1 für die Gruppe Nord war defekt. Als Konsequenz lief die Pumpe im unregelmäßigem Betrieb ohne Differenzdruckregelung. Der Drucksensor der Pumpe wurde ausgetauscht.

Abweichung Kollektortemperatur

Die Kollektortemperatur ist bei gleichem Volumenstrom im Kollektorkreis im Tagesmittel um bis zu 10 K niedriger als die Kollektorkreisvorlaufemperatur am Wärmeübertrager. Infolgedessen geht die Solaranlage seltener oder später in Betrieb und der solare Ertrag wird geschmälert. Durch Volumenstrommessungen im Kollektorfeld wurde die Durchströmung der einzelnen Teilfelder untersucht und festgestellt, dass die Teilfelder von einem bis zu 20 % unterschiedlichen Volumenstrom durchströmt werden. Im Juni 2009 wurden Regulierventile im Kollektorfeld eingebaut, mit denen die Volumenströme vergleichmäßig werden sollten. Zusätzlich wurde der Temperaturfühler der Regelung, der bisher in einer Tauschhülse im Vorlauf eines Kollektors eingebaut war, durch einen Fühler am Absorberblech ersetzt. Seit dem Fühlerwechsel sind die gemessenen Temperaturen im Kollektor und die Kollektorkreisvorlaufemperatur am Wärmeübertrager plausibel.

Neustart des zweiten Intensiv Messjahrs

Im Juli 2009 wurde das Fehlen der horizontalen Einstrahlungsdaten festgestellt und in einem anschließenden vor Ort Termin in Holzgerlingen der Defekt des Pyranometers festgestellt. Das Angebot des Herstellers für eine Reparatur war nahezu so hoch, wie ein neues Messgerät. Die Angebote wurden dem Anlagenbetreiber Immotherm zugeschickt, der in Anbetracht der verbleibenden Projekt-Restlaufzeit keine Notwendigkeit sah, das defekte Pyranometer zu ersetzen. Die HSO konnte aus dem betreuten Anlagen-Bestand ein gebrauchtes Pyranometer ausbauen und kalibrieren lassen. Dieses Pyranometer wurde Ende Januar 2011 an der Anlage Holzgerlingen eingebaut.

Parallel zu dem Austausch des defekten Pyranometers wurde von der HSO eine Methode gesucht, die fehlenden horizontalen Einstrahlungsdaten der zweiten Jahreshälfte 2009 zu rekonstruieren. Die verschiedenen Methoden führten jedoch zu durchschnittlichen Abweichungen von größer als 5 %, so dass die Messdaten für die Berechnung der Energiegarantie ungeeignet waren.

Nachdem keine Möglichkeit bestand die Einstrahlungsdaten des ausgefallenen Pyranometers in einer ausreichenden Genauigkeit zu rekonstruieren, wurde am 01.04.2010 das zweite Intensiv-Messjahr neu gestartet.

3.2. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 3 ist neben der vorhandenen solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt. Der Systemnutzungsgrad ist der Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 75 MWh/a (2010) und 99 MWh/a (2011). Es zeichnet sich ein leicht steigender Trend beim Nutzwärmeertrag an. Ebenfalls mit steigender Tendenz verhält sich der Systemnutzungsgrad. Dieser liegt im Jahr 2007 noch bei 23,1 % und erreicht 2011 den bisher größten Wert von 28,63 %. Dieser Anstieg ist auf die oben beschriebenen Optimierungsmaßnahmen zurückzuführen.

Es wird angenommen, dass sich die Leistungsfähigkeit der Kollektoren über die Jahre zumindest nicht wesentlich verändert hat.

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

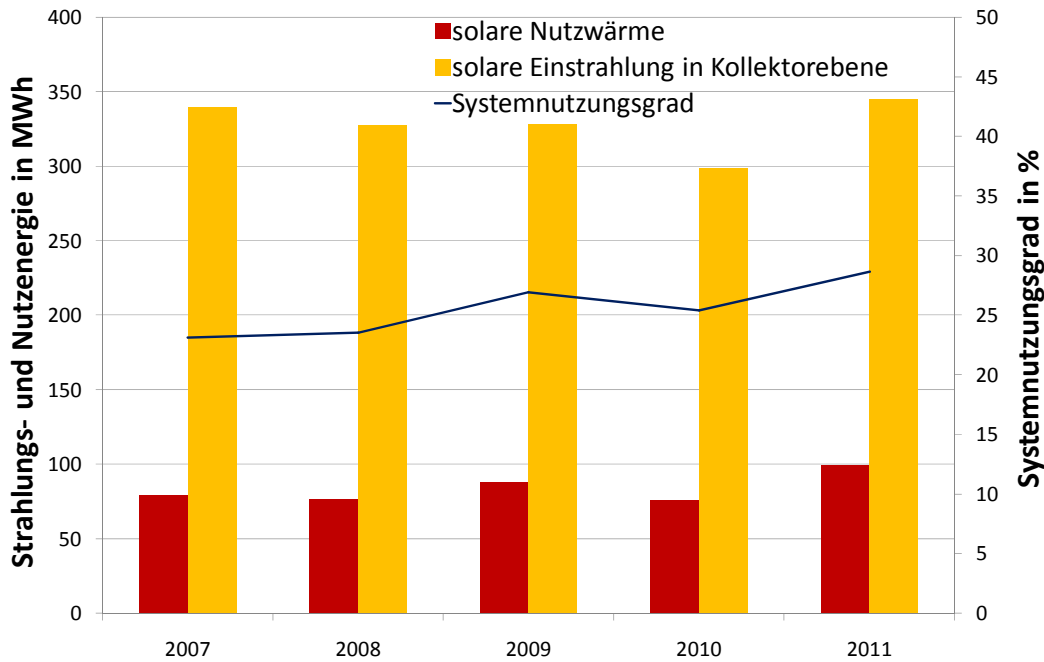


Bild 3: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerlingen

3.3. Warmwasserverbrauch und Auslastung

Der Wärmebedarf zeigt einen fluktuierenden abnehmenden Trend von 2007 bis 2011. Das Maximum liegt bei 942 MWh benötigter Wärme. Das Minimum liegt bei 623,1 MWh. Die erzeugte solare Nutzwärme hat einen leicht ansteigenden Trend. Der solare Deckungsanteil ist der prozentuelle Anteil, der erzeugten solaren Nutzwärme vom gesamten Wärmebedarf. Vom Jahr 2007 bis 2011 weist der solare Deckungsanteil tendenziell eine Zunahme auf. Die Anlage wurde so dimensioniert, um einen solaren Deckungsanteil am gesamten Jahreswärmebedarf von mindestens 10 % zu erhalten. Im Jahr 2011 wurde der bisher größte solare Deckungsanteil von 15,8 % erzielt. In den Jahren 2008 (8,1 %) und 2010 (9,4 %) konnte die Minimalgrenze von 10 % wegen Störungen nicht erreicht werden.

Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

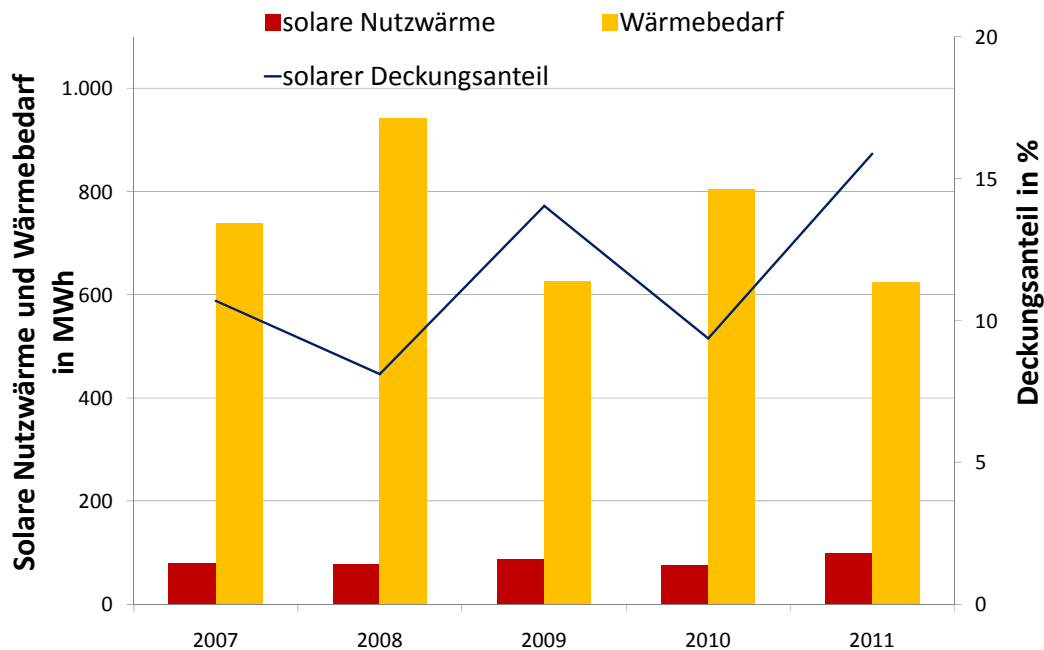


Bild 4: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solaranlage des Nahwärmeversorgungsnetzes in Holzgerling

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 98.088 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf dem im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten laut Angebot von 159.875,34 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,142 €/kWh.

Mit den im realen Betrieb gemessenen Jahreserträgen und den tatsächlich abgerechneten Systemkosten von 160.241,84 € ergeben sich tatsächliche Nutzwärmekosten die im Bereich von 0,1413 €/kWh (2011) und 0,1827 €/kWh (2008) liegen.

5. Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /4/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /5/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /6/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der altherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003
- /8/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de heruntergeladen werden.

Förderprogramm „Solarthermie-2000/Solarthermie2000plus“

Kurzbericht zur Solar unterstützten Klimatisierung in Esslingen

Förderkennzeichen: 032 9605 F

Berichtszeitraum: 01.12.2006 bis 31.07.2010

Hochschule Offenburg,
Prof. Elmar Bollin,
Dipl.-Ing. (FH) Klaus Huber,
Dipl.-Ing. (FH) Eva Scheck,
Dipl.-Ing. (FH) Daniel Jödicke,



Bild 1: Ansicht des Gebäude in Esslingen

1. Objektbeschreibung

Betreiber der solaren Klimatisierung Esslingen ist die Festo AG & Co. KG.

Die installierte Solaranlage verfügt über 290 Vakuumröhrenkollektoren mit einer Gesamt-Bruttokollektorfläche von 1.330 m². 58 Kollektoren haben eine Aperturfläche von 3 m² (CPC30) und 232 eine Aperturfläche von 4,5 m² (CPC45). Insgesamt ergibt sich eine Gesamtaperturfläche von 1218 m². Die Kollektoren sind auf dem Sheddach eines Produktions- und Bürogebäudes montiert. Sie sind gegenüber der Horizontalen um 30° geneigt und weichen in ihrer Ausrichtung um 18° nach Westen von der Südrichtung ab. Die CPC45-Kollektoren bestehen aus 21 Vakuumröhren, von denen je drei innerhalb des Kollektors in Reihe geschaltet sind. Die CPC30-Kollektoren haben 14 Röhren von denen jeweils 2 in Reihe durchströmt

Solar unterstützte Klimatisierung Esslingen

werden. Jeweils ein CPC30-Kollektor und 4 CPC45-Kollektoren sind in Reihe geschaltet und bilden einen Kollektorstrang. Um eine möglichst gleichmäßige Erwärmung des Kollektorfeldes zu erreichen, wird der „kalte“ Rücklauf über eine zentral angeordnete Zulaufleitung auf die parallel verschalteten Kollektorstränge verteilt. Das durch die eingestrahlte Sonnenenergie in den Kollektoren erwärmte Heizwasser wird aus jedem Kollektorstrang in einem im Kollektorfeld mittig angeordneten Vorlaufsammler zusammengeführt und über den Kollektorkreis direkt in zwei Pufferspeicher gepumpt. Die Speicher besitzen ein Volumen von jeweils 8.500 Litern und sind in Reihe geschaltet.

Aus den Speichern wird die solare Wärme im Sommer über den Heizungsverteiler zum Technologiezentrum gepumpt und gelangt von dort zur Kälteanlage. Mit drei Kältemaschinen des Typs MYCOM ADR-100, die je eine Nennleistung von 353 kW haben, betreibt die Festo AG & Co. KG die momentan größte Adsorptionskälteanlage der Welt. Mit der erzeugten Kälte werden 26.760 m² Bürofläche sowie drei Atrien mit 2.790 m² klimatisiert. Vor der solarthermischen Erweiterung wurden die Kältemaschinen mit Abwärme von Kompressoren und Wärme aus Erdgas-Kesseln betrieben. Seit Inbetriebnahme der Solaranlage liefern die Kollektoren als dritte Wärmequelle einen Teil der Antriebswärme für die Adsorptionskälteanlage. Hierdurch werden der Primärenergie-Einsatz und die CO₂-Emissionen reduziert sowie die Energiekosten gesenkt.

2. Auslegungswerte für die Solaranlage

2.1. Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur solaren Klimatisierung sind der tatsächliche Wärmeverbrauch der Kältemaschinen und das Verbrauchsprofil, d.h. der zeitliche Verlauf des Wärmeverbrauchs. Dieses Verbrauchsprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm. Im vorliegenden Fall lagen aufgrund des zum Planungsstart mehrjährigen Betriebs und der Erfassung von Messdaten über die Gebäudeleittechnik umfangreiche Verbrauchsdaten vor, mit denen über eine Computersimulation der solare Ertrag abgeschätzt werden konnte. Tatsächlich ist der Wärmebedarf der Kältemaschinen und des Heizungsnetzes so hoch, dass davon ausgegangen werden konnte, dass die gesamte Wärme der Solaranlage jederzeit vom Heizungssystem abgenommen wird. Deshalb war für die Auslegung des 1330 m² großen Kollektorfeldes die zur Verfügung stehende Dachfläche der begrenzende Faktor. Für die Auslegung der 2 x 8,5 m³ großen Solarspeicher war ebenfalls die Annahme der ständigen Wärmeabnahme ausschlaggebend.

2.2. Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 2 zeigt das Prinzipschaltbild der Solar unterstützten Klimatisierung in Esslingen mit Regelfühlern.

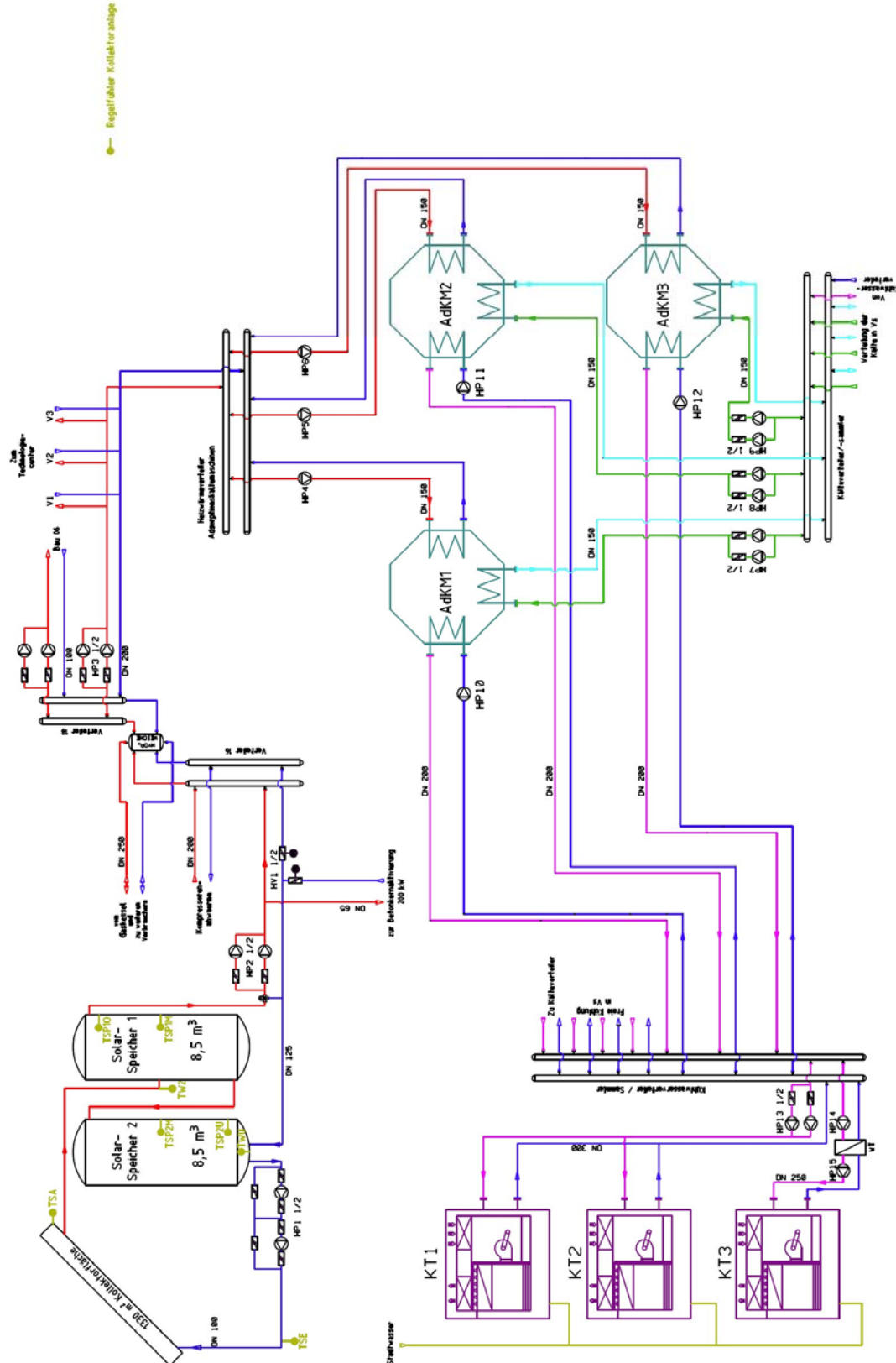


Bild 2: Prinzipschaltbild der Solaren Klimatisierung Esslingen mit Regelfühlern

Solar unterstützte Klimatisierung Esslingen

Die solarthermische Anlage dient als Wärmequelle für die Klimatisierung des Gebäudes. Den Vorteil hierbei bietet die Gleichzeitigkeit von solarem Wärmeangebot und dem Kühlbedarf. Im Sommer besteht tagsüber der größte Kühlbedarf, wenn auch das größte solare Angebot zur Verfügung steht. Dies wirkt sich positiv auf den Nutzungsgrad der Solaranlage aus.

Als Besonderheit der Solaranlage zirkuliert im Kollektorkreis ausschließlich Wasser. Durch eine Frostschutzschaltung des Solarreglers wird verhindert, dass das Wasser im Winter einfriert. Vorteile dieses „Nur-Wasser-Systems“ sind u.a., dass der Wärmeübertrager zwischen Kollektorkreis und Speicherkreis entfällt und die Wärmekapazität von Wasser höher ist als bei einem Wasser/Glykol-Gemisch. Außerdem hat Wasser eine niedrigere Viskosität, was zu einem geringeren Druckverlust in den Rohren und in Folge dessen zu einem niedrigeren Stromverbrauch der Solarpumpen sowie zu einem besseren Wärmeübergang in den Kollektoren führt.

Die Speicher in dieser Anlage sind so ausgelegt, dass sie die Wärmemenge für einen Arbeitszyklus einer Adsorptionskältemaschine puffern können. Beim Be- und Entladevorgang sind die Pufferspeicher in Reihe geschaltet. Im Winter, wenn keine Kühlung erforderlich ist, wird die solar erzeugte Wärme zur Beheizung des in 2008 erstellten Büro-Neubaus genutzt. Die Beheizung erfolgt auf Niedertemperaturniveau mit einer großflächigen Betonkernaktivierung.

Aus dem Prinzipschaltbild geht hervor, dass 3 Adsorptionskältemaschinen zur sommerlichen Kälteerzeugung im Einsatz sind. Bei einer Adsorptionskältemaschine wird zur Kälteerzeugung wie bei einer Kompressionsmaschine im Verdampfer Flüssigkeit (hier Wasser) verdampft und die dafür benötigte Verdampfungsenthalpie dem Kaltwasserkreislauf entzogen und somit gekühlt.

Damit das Wasser schon bei niedrigen Temperaturen in ausreichender Menge in die Gasphase über geht, wird in der Kältemaschine ein starker Unterdruck erzeugt. Das verdampfte Kältemittel lagert sich am Adsorptionsmittel (Silikagel) an. Die dabei frei werdende Kondensationswärme muss über eine Rückkühlung abgeführt werden.

Ist das Silikagel mit Wasser beladen wird die Kammer in den Desorptionszyklus geschaltet. Hierbei wird das Silikagel auf 55 °C – 90 °C erwärmt, das Wasser desorbiert vom Silikagel und anschließend wird es im Kondensator der Kältemaschine wieder in die flüssige Phase überführt.

Der Kondensator muss ebenfalls zum Abführen der Kondensationswärme rückgekühlt werden. Das kondensierte Wasser wird wieder dem Verdampfer zugeführt, womit der Kreislauf des Kältemittels geschlossen ist. Um einen kontinuierlichen Betrieb der Kältemaschine zu gewährleisten sind zwei Sorptionskammern notwendig, die sich abwechselnd im Adsorptions- und Desorptionszyklus befinden.

Auf Grund des niedrigen benötigten Temperaturniveaus eignen sich Adsorptionskältemaschinen (ADKM) gut für den Betrieb mit Wärme aus Solaranlagen. Der solare Nutzungsgrad hängt vom Temperaturniveau der Anlage ab und fällt bei niedrigen Temperaturen höher aus.

2.3. Regelung

Das Regelkonzept besteht aus vier Regelungen. Die Beladeregulation, die Entladeregulation, den Überhitzungsschutz und die Frostschutzregelung.

Beladeregulation

Die Beladeregulation der Solarspeicher funktioniert nach dem Eimerprinzip. Die Kollektorkreispumpe wird nicht drehzahl geregelt, um kontinuierlich das Wärmeträgermedium zu transportieren und die solare Wärme permanent aus dem Kollektor abzuholen. Bei dem Eimerprinzip wird das Wärmeträgermedium absichtlich länger im Kollektor belassen, bis es ein möglichst hohes Temperaturniveau erreicht hat. Das Soll-Temperaturniveau kann passend für die jeweilige Anwendung eingestellt werden. Bei geringer Einstrahlung kommt es zu einem Intervallbetrieb der Kollektorkreispumpe. Bei jedem Intervall wird das auf Solltemperatur erwärmte Wasser aus dem Kollektor in den Speicher gepumpt. Die Solarpumpe (HP1) schaltet ein bzw. aus, wenn bestimmte Regelfühlerabfragen mit integrierten Schaltdifferenzen das Ein- bzw. Ausschaltsignal ausgeben. Die Details zu den Abfragen sind dem Schlussbericht zu entnehmen.

Entladeregulation

Bei der Entladung der Solarspeicher kann zwischen Einspeisung auf den zentralen Verteiler 16 (HV1_2 offen) und direkter Einspeisung in die Betonkernaktivierung eines Neubaus (HV1_1 offen) umgeschaltet werden. Da in die Betonkernaktivierung nur eine maximale Leistung von 200 kW eingespeist werden kann, kann im Winter nicht grundsätzlich auf diesen Verbraucher umgeschaltet werden. Die beiden Ventile werden so geschaltet, dass jeweils einer der beiden Entnahmewege geöffnet ist. Die Speicherentladung erfolgt Volumenstrom geregelt, wobei jeweils die geglättete, von der Solaranlage zugeführte, Leistung wieder entnommen wird. Über den zusätzlichen Temperaturregler TSP1M wird die Entnahmetemperatur nach unten hin begrenzt. Die Entnahmetemperaturbegrenzung setzt die Entnahmeleistung der Pumpen so, dass die Speichertemperatur auf dem eingestellten Entnahmesollwert bleibt (Je nach Betriebsart BKT oder Verteiler 16/18). Die Details zu den Abfragen des Heizbetriebs und Kühlbetriebs sind wiederum dem Schlussbericht zu entnehmen.

Überhitzungsschutz

Der Überhitzungsschutz verhindert das Zerstören von Bauteilen aufgrund zu hoher Kollektortemperaturen. Die Solarpumpe schaltet aus sobald der Entnahmetempersensoren in Solarspeicher 2 (TWU) eine Temperatur über 85 °C anzeigt oder der Sensor am Ausgang des Kollektors (TSA) eine Temperatur über 115 °C für mehr als zehn Minuten ausgibt.

Bei Abschalten der Solarpumpe wegen zu hoher Kollektortemperatur schaltet die Solarpumpe erst wieder ein, wenn der Sensor am Ausgang des Kollektors (TSA) eine Temperatur kleiner als 65 °C ausgibt. Beide Speicherentladepumpen schalten mit 100 % Leistung zu, sobald die

Solar unterstützte Klimatisierung Esslingen

Temperatur im Pufferspeicher 2 unten über 85 °C liegen. Die Pumpen zur Speicherentladung schalten wieder auf normalen Entladebetrieb zurück, sobald die Temperatur im Pufferspeicher 2 unten kleiner als 80 °C ist.

Frostschutzregelung

Die Solaranlage ist mit Wasser als Wärmeträger gefüllt. Die Frostschutzfunktion schützt die Solaranlage bei niedrigen Außentemperaturen vor dem Einfrieren. Durch temperaturabhängiges, kurzes Einschalten der Solarpumpe werden Kollektoren und Rohrleitungen frostfrei gehalten. Immer wenn die Kollektortemperatur unter 7 °C sinkt, wird die Frostschutzfunktion aktiv. Die Intervallregelung hält die Kollektortemperatur TSA im Temperaturbereich zwischen 3 °C und 10 °C. Erst wenn die Kollektortemperatur für mehr als 24 Stunden 10 °C übersteigt, wird die Frostschutzfunktion beendet. Damit der Frostschutz zuverlässig funktionieren kann, wird bei einer Speichertemperatur unter 10 °C Wärme aus dem Heizungsnetz in die Speicher eingespeist.

2.4. Messtechnik

Die Messgrößen werden ca. jede Sekunde vom Datenerfassungsgerät (HWH Systemtechnik, Datalog 32) erfasst und als 5-Minuten-Mittelwerte oder -Summen abgespeichert.

3. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

3.1. Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Ohne diese detaillierte Messwertanalyse wäre es kaum möglich, die Funktionsweise der Solaranlage zufriedenstellend zu überprüfen und Mängel festzustellen.

Während des Messbetriebs werden die Messdaten ständig in Tabellenform aufbereitet und z. B. Wochensummen (kWh, Betriebsstunden), Gesamtsummen (kWh, Betriebsstunden) sowie durchschnittliche Nutzungsgrade, Deckungsgrade und Volumenströme ermittelt. Anhand dieser Ergebnisse und Systemkennzahlen kann der Anlagenbetrieb bewertet werden und bei Abweichungen von den zu erwartenden Werten eine Fehleranalyse durchgeführt werden.

Im Folgenden werden die festgestellten Schwachstellen sowie Optimierungsmaßnahmen kurz beschrieben. Detailliertere Daten hierzu sind im Schlussbericht mit Diagrammen und Messdaten dargestellt.

Zu Schwache Schwerkraftbremse im Kollektorkreis

Bei der Installation der Solaranlage wurde im Kollektorkreis Rücklauf eine zu schwache Schwerkraftbremse eingebaut. Dadurch wurde bei heißen Speichern und ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Kollektoren die Schwerkraftbremse aufgedrückt und es bildete sich eine Schwerkraftzirkulation aus. Nach Austausch der Schwerkraftbremse gegen eine mit größerer Federkraft wurden weitere Fehlströmungen vermieden.

Reglerstörungen auf Grund falsch angeschlossener Fühler

Zwischen dem 8. Mai 2008 und dem 29. Mai 2008 lief in mehreren Nächten die Kollektorkreispumpe während der ganzen Nacht durch. Desweiteren kam es zu mehreren Anlagenstillständen. Ursache hierfür war, dass bei Umbaumaßnahmen zwei Temperaturfühler des Solarreglers vertauscht angeschlossene wurden. Dadurch waren auch nachts die Regelkriterien zur Speicherbeladung erfüllt. Durch Rücktausch der beiden Fühler am Regler konnte das Problem behoben werden.

Defektes Ventil der Speicherentladung

Im August 2008 kam es aufgrund einer Störung der Entladung der Solarspeicher an einigen Tagen wegen Überhitzung der Speicher zu Stillständen im Kollektorkreis. Bei störungsfreiem Anlagenbetrieb hätte in diesem Zeitraum ein deutlich höherer Ertrag erzielt werden können. Die Störung der Entladung ist auf ein defektes Beimischventil zurückzuführen, nach dessen Austausch die Entladung der Speicher wieder störungsfrei funktionierte.

Optimierung der Umschaltung auf den direkten Abzweig zur Bauteilaktivierung Bau 06

Die Solaranlage ist mit den Adsorptionskältemaschinen über einen zentralen Verteiler, an den auch andere Wärmeverbraucher angeschlossen sind, verbunden. Bei Einspeisung in diesen Hauptverteiler liegen die Rücklauftemperaturen meist über 60 °C. Die Solltemperatur für die Speicherentladung liegt bei 80 °C. Deshalb wurde ein direkter Abzweig zur Bauteilaktivierung eines Neubaus (Bau 06) eingebaut. Die Speicher werden bei Entladung direkt zur Bauteilaktivierung ab 35 °C entladen. Hierdurch sind Rücklauftemperaturen von 25 °C und darunter erreichbar. Da über diesen Weg maximal 200 kW Wärmeleistung abgeführt werden können, wurde zur Verhinderung häufigen Umschaltens zwischen Bauteilaktivierung und Hauptverteiler die vorhergesagte Sonnenscheindauer des nächsten Tages als Regelparameter eingefügt. Sobald die prognostizierte Sonnenscheindauer einen bestimmten Wert überschreitet, wird am nächsten Tag permanent auf den Hauptverteiler geschaltet. Durch diese Regelung wurde an vielen Tagen die Einspeisung in die Niedertemperaturbauteilaktivierung verhindert. Durch die hohe Vor- und Rücklauftemperatur vom Hauptverteiler erhöht sich die Temperatur in den Speichern deutlich und es ergeben sich dadurch negative Auswirkungen auf den solaren Ertrag. Eine weitere negative Auswirkung der hohen Speichertemperaturen ist der erhöhte Wärmeverbrauch für die Frostschutzschaltung. Der Kollektor hat sich durch die Frostschutzschaltung nach Sonnenuntergang im Winter nochmals auf teilweise über 30 °C bis

Solar unterstützte Klimatisierung Esslingen

45 °C erwärmt. Dies tritt nur bei hohen Speichertemperaturen auf, wenn während des Tages zum Hauptverteiler entladen wurde. Dabei wird heißeres Wasser zu den Kollektoren gepumpt als notwendig ist. Daraus ergeben sich höhere Wärmeverluste als bei niedrigerer Temperatur. Die Regelung dieser Umschaltung wurde so optimiert, dass die Bauteilaktivierung mit Ihrer niedrigen Rücklaufemperatur nun häufiger direkt bedient wird. Dazu wurde die prognostizierte Sonnenscheindauer als Regelparameter entfernt. Es wird jetzt bei Heizbetrieb allein anhand der Speichertemperatur entschieden, ob zur Bauteilaktivierung entladen wird. Seither liegen die Speichertemperaturen im Winter deutlich niedriger und die Kollektortemperatur steigt nur noch selten nach Sonnenuntergang an. Die Wärmeverluste an das Kollektorfeld sind zwar größtenteils immer noch von der Speichertemperatur abhängig, fallen aber nicht mehr so hoch aus. Dies ist auf eine Änderung der Frostschutzregelung durch den Hersteller zurückzuführen, die bei hohen Speichertemperaturen die Rate des Pumpenbetriebs für den Frostschutz verringert.

Eine weitere mögliche Lösung wäre die Installation eines Mischventils im Kollektorkreis, durch das bei aktiver Frostschutzschaltung eine eingestellte Zieltemperatur von beispielsweise 10 °C im Kollektorkreisrücklauf realisiert werden könnte.

Optimierung der Betriebsweise der Adsorptionskältemaschinen

Anfang April 2009 wurde die Betriebsweise der AdKMs so geändert, dass diese nur noch in Betrieb gehen, wenn eine nachhaltige Mindestwärmeleistung von der Solaranlage und den Kompressoren über einen bestimmten Zeitraum zur Verfügung steht. Die einzelnen Maschinen werden dann je nach zur Verfügung stehender Wärmeleistung zu- bzw. weggeschaltet. Hierdurch wird eine Zusatzheizung durch die Gaskessel weitgehend vermieden. Die zusätzlich benötigte Kälte wird mit elektromotorischen Kompressions-Kältemaschinen erzeugt. Hierdurch wird der solare und nachhaltige Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch in den Sommermonaten deutlich gesteigert. Im Juli und August 2009 mussten die AdKMs allerdings wieder häufiger betrieben werden, als es mit den nachhaltigen Wärmequellen allein möglich gewesen wäre, um den gesamten Kältebedarf der Gebäude abzudecken.

Wegen zu geringer Wärmeabnahme am Hauptverteiler kam es in den Übergangsmonaten April und September 2009 teilweise zur Stagnation der Solaranlage. Zusätzlich wurde vom Hauptverteiler Wärme in die Solarspeicher eingetragen, da einerseits wenig oder keine Wärme am Verteiler abgenommen wurde, andererseits aber Wärme von den Kompressoren am Hauptverteiler eingespeist wurde. Die geringe Wärmeabnahme entstand, da die AdKMs aufgrund der beschriebenen veränderten Betriebsweise nicht in Betrieb waren. Die daraus resultierende Abschaltung der Kollektorkreispumpe, wegen überschrittener Maximaltemperatur in den Solarspeichern, führte zu einer Verringerung des solaren Ertrags.

Durch eine schrittweise Verringerung der zuvor beschriebenen nachhaltigen Mindestwärmeleistung für den Betrieb einer AdKM von ca. 500 kW auf nun 350 kW konnte das Problem nicht gänzlich behoben werden. Stagnationen treten bisher fast ausschließlich in den Übergangszeiten auf, wenn nur wenig Wärme- und Kältebedarf besteht.

Da die AdKMs nur noch ab 350 kW nachhaltiger Wärmeleistung betrieben werden, kommt es bei schwankender Wärmeleistung von Kompressoren und Solaranlage zu einem ungünstigen Betriebsverhalten mit häufigen Startphasen, die zu einem ineffizienten Betrieb der AdKMs führen. Zur Reduzierung des Taktens soll der Betrieb der AdKMs weiter optimiert werden, um einen effizienteren Teillastbetrieb zu ermöglichen.

Wärmeeintrag in Solarspeicher von Hauptverteiler

In den Übergangszeiten tritt häufig auf, dass die Einschaltbedingung für die Speicherentladung zum Hauptverteiler erfüllt ist, aber den Speichern keine Wärme entnommen, sondern zugeführt wird. Ursache hierfür ist, dass zur Raumheizung und zum Betrieb der Kältemaschinen kaum Wärme benötigt wird. Da aber gleichzeitig von den Druckluftkompressoren Wärme am Verteiler eingespeist wird, ist die Temperatur im Rücklauf höher als im Vorlauf und es wird Wärme in die Speicher eingetragen. Zur Ermittlung der nachhaltigen Wärmeleistung, die als Einschaltkriterium der AdKMs herangezogen wird, wird die Wärmeleistung auf der Solarspeicherentladeseite eingerechnet. Nun werden einerseits wegen geringer nachhaltiger Wärmeleistung die AdKMs nicht gestartet, andererseits wird den Speichern kaum Wärme entnommen, da die Rücklaufemperatur mangels Wärmeabnahme ansteigt. Hier sollen die Einschaltkriterien für die AdKMs überprüft werden und gegebenenfalls durch geeignetere ersetzt werden.

Abweichender Temperaturverlauf eines Kollektorfühlers

Im Frühjahr 2010 wurde beobachtet, dass einer der zehn über das Kollektorfeld verteilten Kollektorfühler (TKOL5) einen deutlich anderen Temperaturverlauf zeigte als die anderen Fühler. Diese deutliche Abweichung zeigte sich nur wenn die Kollektorpumpe ausgeschaltet war und kein Wasser in den Kollektoren zirkulierte. Vor allem nachts, wenn längere Zeit kein Wasser zirkulierte, kühlte TKOL5 deutlich langsamer bzw. nur bis zu einem höheren Temperaturniveau als die anderen ab. Die Abweichung konnte deshalb erst entdeckt werden, nachdem nicht mehr jede Nacht die Frostschutzschaltung aktiv war. Ursache hierfür war ein undichter Kollektor. Gleichzeitig verloren an diesem Kollektor zwei Röhren das Vakuum. Am 28.06.2010 wurde der undichte Kollektor demontiert und nach Reparatur wieder eingebaut. Seither wird vom Betreiber in regelmäßigen Abständen eine Begehung des Kollektorfeldes durchgeführt, um solche Defekte schneller zu erkennen. Bei der Untersuchung der Ursache der Undichtigkeit wurde vom Kollektorhersteller festgestellt, dass es aufgrund einer Lokalkorrosion zu einem Riss kam. Die Lokalkorrosion kam laut Kollektorhersteller aufgrund falsch dosierter Korrosionsschutzmittel zustande. Ein kausaler Zusammenhang mit den genannten defekten Vakuumröhren konnte nicht festgestellt werden. Die Ertragseinbuße durch den zeitweisen Ausbau des defekten Kollektors ist gering. Durch die Demontage des defekten Kollektors mit 3 m² Aperturfläche fehlten an der Gesamtfläche von 1218 m² lediglich 0,25 Prozent.

3.2. Energien und Nutzungsgrade

In Bild 3 ist neben der vorhandenen solaren Strahlungsenergie und der solaren Nutzenergie auch der Systemnutzungsgrad dargestellt. Der Systemnutzungsgrad ist der Anteil der solaren Einstrahlung, die als Nutzwärme an das Trinkwasser abgegeben wird.

Der solare Nutzwärmeertrag schwankt zwischen 496 MWh/a (2011) und 586 MWh/a (2009). Es zeichnet sich eine leicht sinkender Trend beim Nutzwärmeertrag an. Ebenfalls mit sinkender Tendenz verhält sich der Systemnutzungsgrad. Dieser liegt im Jahr 2009 noch bei 31,2 % und erreicht 2011 den bisher kleinsten Wert von 27,9 %.

Dementsprechend hat sich die Leistungsfähigkeit der Kollektoren und der Gesamtanlage über die Jahre zumindest nicht wesentlich verändert.

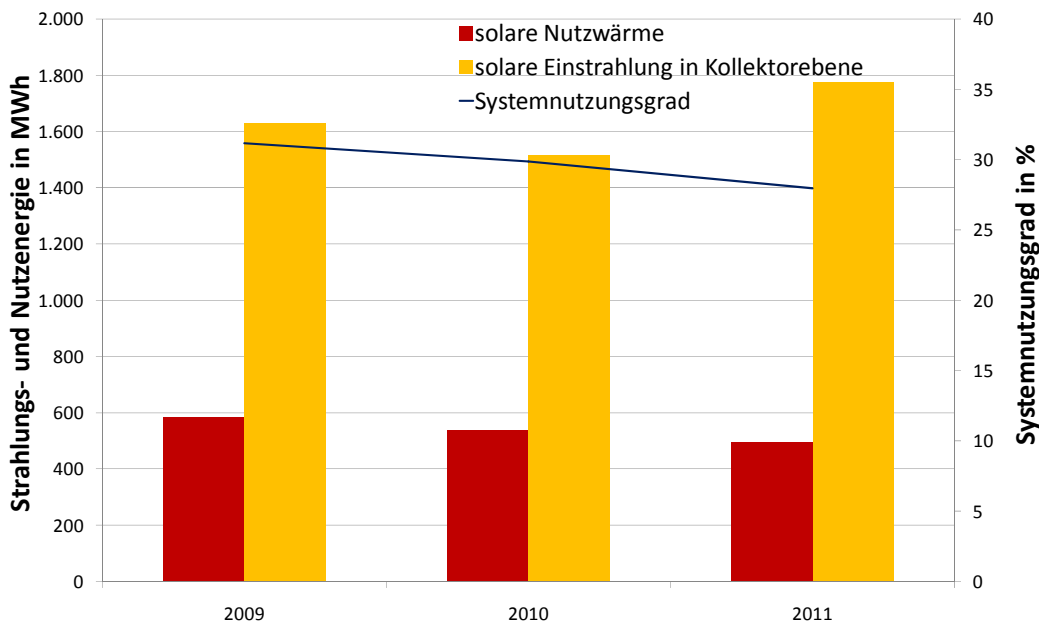


Bild 3: Systemnutzungsgrad aus solarer Einstrahlung auf das Kollektorfeld und solarer Nutzwärme berechnet der solar unterstützten Klimatisierung in Esslingen

3.3. Warmwasserverbrauch und Auslastung

Der Wärmebedarf sinkt unbedeutend von 2009 bis 2011. Das Maximum liegt bei 6.262 MWh benötigter Wärme. Das Minimum bei 6.063 MWh. Die erzeugte solare Nutzwärme hat einen leicht sinkenden Trend. Der solare Deckungsanteil ist der prozentuelle Anteil, der erzeugten solaren Nutzwärme vom gesamten Wärmebedarf. Vom Jahr 2007 zum Jahr 2011 weist der solare Deckungsanteil ebenfalls einen leicht sinkenden Trend auf.

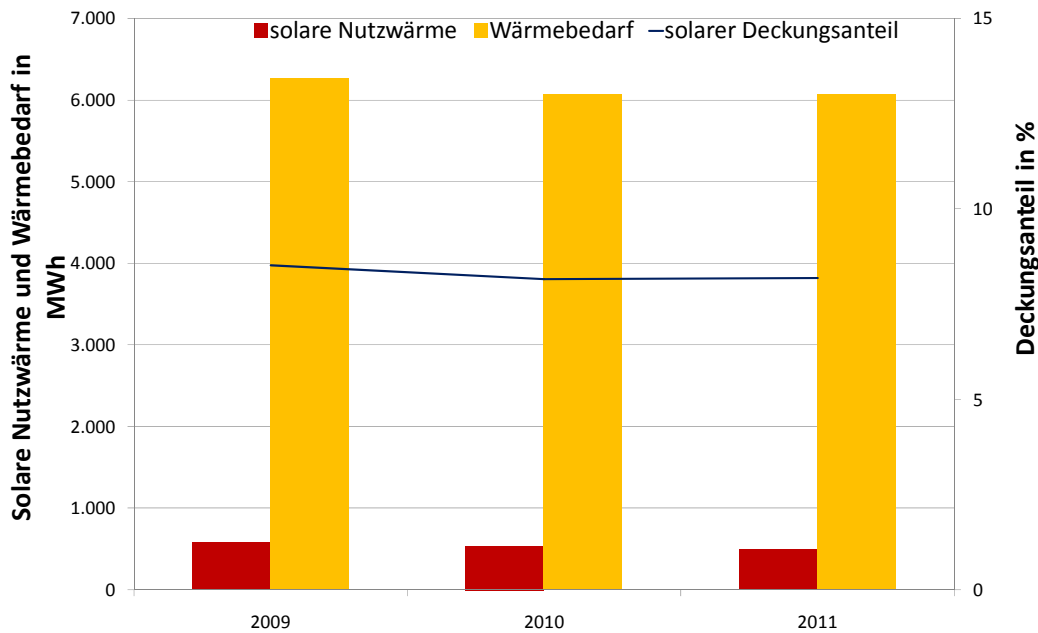


Bild 4: Wärmeverbrauch, solare Nutzwärme und Anteil der Solarwärme am Gesamtwärmeverbrauch der Solar unterstützten Klimatisierung Esslingen

4. Systemkosten und garantierter Energieertrag

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 500.000 kWh garantiert. Diese Energiegarantie basiert auf dem im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten laut Angebot von 924.877,97 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,1613 €/kWh.

Mit den im realen Betrieb gemessenen Jahreserträgen und den tatsächlich abgerechneten Systemkosten von 1.094.440,70 € ergeben sich tatsächliche Nutzwärmekosten die im Bereich von 0,1790 €/kWh (2009) und 0,1929 €/kWh (2011) liegen.

5. Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /4/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /5/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /6/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Sascha Himmelsbach, Elmar Bollin, Uta-Maria Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der albtherme Waldbronn; Veröffentlichung im Tagungsband 13. Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2003
- /8/ Internetseiten der Förderprogramme Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus www.solarthermie2000.de und www.solarthermie2000plus.de

Die Langfassung dieses Berichts und Berichte zu den anderen Anlagen der Hochschule Offenburg können unter www.fgnet.fh-offenburg.de heruntergeladen werden.