

# ST2000-LangEff

## Schlussbericht

Zuwendungsempfänger: HS Düsseldorf

Förderkennzeichen: 0325551A

Vorhabenbezeichnung: „Langzeitstudie zum Betrieb und zur Leistungsfähigkeit großer Solaranlagen aus dem Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus Programm“

Laufzeit des Vorhabens: 01.08.2014 – 31.12.2016 (inkl. fünfmonatiger kostenneutraler Verlängerung)

Autoren des Berichts: Mario Adam  
Hans Peter Wirth  
Fabian Ille  
Jonas Gottschald

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

<b>Schlussbericht.....</b>	<b>1</b>
<b>1 Kurzdarstellung.....</b>	<b>3</b>
1.1 <i>Aufgabenstellung</i>	3
1.2 <i>Voraussetzungen</i>	4
1.3 <i>Planung und Ablauf des Vorhabens</i>	6
1.4 <i>Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Projektbeginn</i>	9
1.5 <i>Zusammenarbeit mit anderen Stellen</i>	10
<b>2 Darstellung der Ergebnisse .....</b>	<b>10</b>
2.1 <i>Erzielte Ergebnisse</i>	10
2.1.1 Bestandsaufnahme (AP 1) .....	10
2.1.2 Monitoring (AP 2).....	18
2.1.2.1 Käthe Kollwitz Seniorenheim Jena-Lobeda.....	23
2.1.2.2 Kreiskrankenhaus Kirchberg .....	40
2.1.2.3 Kreiskrankenhaus Mindelheim .....	57
2.1.2.4 Wohngebäude München (Baumgartnerstraße).....	69
2.1.2.5 Kreiskrankenhaus Neuhaus .....	84
2.1.2.6 Geibeltbad Pirna .....	100
2.1.2.7 Seniorenheim Volkssolidarität Pößneck .....	113
2.1.2.8 Krankenhaus Sonneberg.....	126
2.1.2.9 Wohngebiet „Am Schlachthof“ Speyer .....	138
2.1.2.10 Wohngebäude Weimar .....	151
2.1.3 Zusammenfassung .....	169
2.1.4 Wissenstransfer (AP 3).....	179
2.2 <i>Zahlenmäßiger Nachweis der wichtigsten Positionen</i>	180
2.3 <i>Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit</i>	181
2.4 <i>Nutzung und Verwertung der Projektergebnisse</i>	182
2.5 <i>Entwicklungen Dritter während der Projektlaufzeit</i>	183
2.6 <i>Veröffentlichungen der Projektergebnisse</i>	184
<b>3 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>184</b>

# 1 Kurzdarstellung

## 1.1 Aufgabenstellung

In nahezu allen neu durchgeführten Projekten wird die Leistungsfähigkeit von Solaranlagen zumeist während der ersten Betriebsjahre analysiert und bewertet. Die Ergebnisse werden dann auf eine prognostizierte Lebensdauer hochgerechnet. Die meisten Langzeituntersuchungen stützen sich entweder auf Einzelanalysen (zumeist von Kleinanlagen im Einfamilienhausbereich) oder auf Laborverfahren zur beschleunigten Alterung, die jedoch die Realität nur eingeschränkt nachbilden können.

In diesem Projekt war es Ziel, die mittlerweile recht lang unter realen Betriebsbedingungen laufenden Anlagen aus den Programmen Solarthermie-2000 (Teilprogramm 2) und Solarthermie2000plus erneut zu untersuchen. Dazu ist für alle 76 Anlagen zunächst eine Betreiberbefragung durchgeführt worden. Für 8-10 auszuwählende Anlagen wurde noch einmal ein einjähriges Monitoring mit anschließender Datenauswertung durchgeführt. Mit Hilfe der Betreiberbefragung und der Messdatenanalyse der ausgewählten Systeme sollten Antworten auf die Fragen von Langlebigkeit, Zuverlässigkeit und Ertrag von großen thermischen Solaranlagen gefunden werden. Darauf aufbauend konnten bisherige Angaben zur Wirtschaftlichkeit neu eingeordnet werden. Im Gegensatz zu reinen Laboruntersuchungen liefert eine solche Untersuchung sehr viel weitergehende und praxisnähere Aussagen, da alle wichtigen Betriebseinflüsse (Systemschaltung, Betriebstemperaturen, Sorgfältigkeit der Wartung, Schwankungen im Energieangebot und -bedarf, Einfluss des konventionellen Systems) seit Installation der Anlagen über zahlreiche Jahre miterfasst werden.

Die neuerlichen Untersuchungen an den Anlagen des Solarthermie-2000Programms nach rund 10 bis 20-jähriger Betriebszeit (s. Abbildung 1) stellten eine sinnvolle und logische Fortsetzung der messtechnischen Begleitung großer Solarthermieanlagen dar. Mit diesem Projekt eröffnete sich die Chance, eine technische und wirtschaftliche Langzeitbewertung großer Solarthermieanlagen praxisnah durchzuführen, wobei durch die bereits vorhandene (hochauflösende) Messtechnik eine detaillierte Analyse an ausgewählten Anlagen erfolgen konnte. Das Monitoring an den ausgewählten Anlagen sollte sich auf Anlagen zur Trinkwarmwassererwärmung mit und ohne zusätzlicher Raumheizungsunterstützung sowie Anlagen in Wärmenetzen konzentrieren, da zu den in der jüngeren Vergangenheit gebauten Anlagen zur solaren Kühlung und solaren Prozesswärme keine ausreichend alten Messdaten zum Vergleich vorliegen.

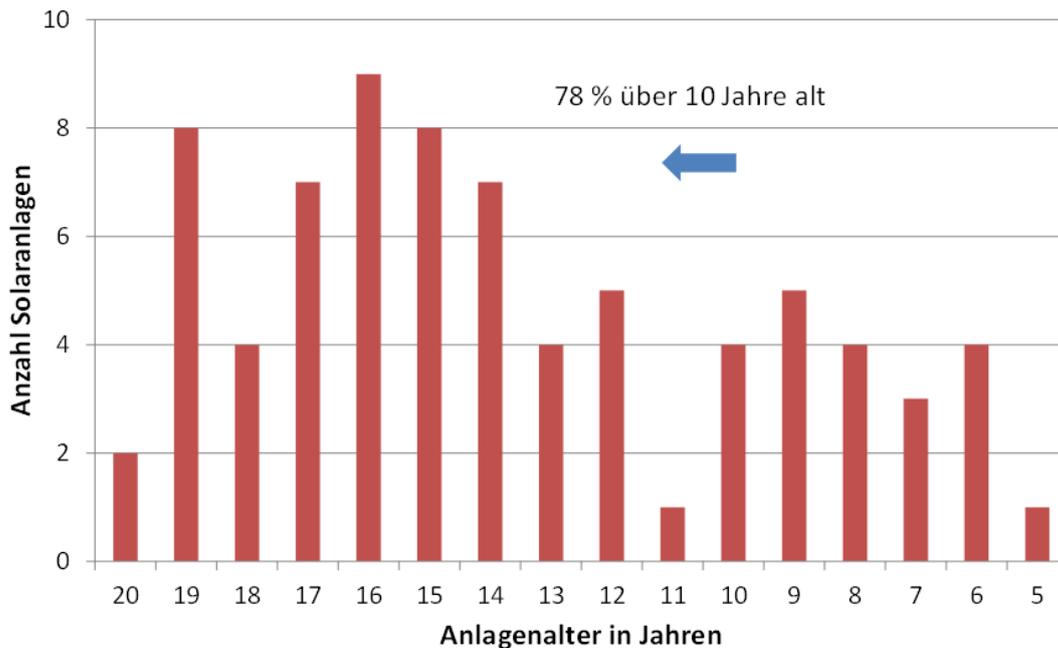


Abbildung 1 Altersverteilung der Solaranlagen in Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus [1] bezogen auf das Jahr 2016

Die Ergebnisse können für Hersteller wertvolle Hinweise für Verbesserungen an Komponenten und Optimierungen im Anlagenbetrieb liefern. Des Weiteren ergaben sich Erkenntnisse, inwieweit die in den Solarthermie-2000-Programmen angesetzte Lebensdauer von 20 Jahren, die seinerzeit aus den Erfahrungen der zwischen 1978 und 1983 gebauten Anlagen aus dem Zukunftsinvestitionsprogramm (ZIP) abgeleitet wurde, bestätigt oder übertroffen wird.

Ein wichtiger neuer Aspekt, der in dem alten Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 mangels fehlender Datenbasis nicht überprüft werden konnte, sind Aussagen zur dauerhaften Einhaltung des garantierten Energieertrages. Erst die Kombination von Lebensdauer und dem Langzeit-Energieertrag erlaubt realistische Angaben zur Wirtschaftlichkeit. Bisher basieren alle Ertragsprognosen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen allein auf dem garantierten Energieertrag, der dann auf die Lebensdauer hochgerechnet wird. Dies kann zu überhöhten Ertragsprognosen führen, wenn negative Einflüsse wie Komponentendegradierung, Ausfallzeiten oder verminderte Energieabnahme den realen Ertrag mindern.

Für die Betreiber erhöhen sich die Transparenz bzgl. Betriebssicherheit und Kosten thermischer Solaranlagen und damit deren Akzeptanz.

## 1.2 Voraussetzungen

Das Förderkonzept Solarthermie-2000 Teilprogramm 2 (Beginn: 1993 Ende: 2003) hatte zum Ziel, Demonstrations- und Forschungsanlagen zu drei Nutzungsmöglichkeiten der Solarthermie (Trinkwassererwärmung, Raumheizung (erst später mit eingeplant) und Wärmenetzeinbindung) zu errichten. Im Nachfolgekonzept Solarthermie2000plus wurde die reine Trinkwassererwärmung ausgegliedert, dafür wurden die Bereiche solare Prozesswärme und solare Kühlung (Klimatisierung) aufgenommen.

## **Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm**

Da das Förderkonzept Solarthermie-2000 von Anfang an nicht nur als Demonstrationsprogramm, sondern auch als Forschungsprogramm zur Untersuchung des Betriebsverhaltens der geförderten Anlagen und ihrer Komponenten angelegt war, wurde jede Anlage mit einer dafür geeigneten Messtechnik ausgestattet.

Das Messprogramm sollte folgende Aussagen ermöglichen:

- Beurteilung der Effizienz (des Nutzungsgrades) des gesamten Solarsystems
- Überprüfung des solaren Deckungsanteils am Wärmeverbrauch der an das Solarsystem angeschlossenen Verbraucher
- Bestimmung der Arbeitszahl des Solarsystems
- Überprüfung des garantierten Solarertrags unter Beachtung der realen Betriebsbedingungen (Einsatz von Simulationsprogrammen notwendig)
- Überprüfung der Effizienz wichtiger Systemkomponenten (z.B. Kollektorfeld, Wärmeübertrager, Regelung etc.)
- Überprüfung der Zweckmäßigkeit der Einbindung der Solaranlage in das konventionelle Energiebereitstellungs- und in das Verbrauchssystem

Nach Abschluss der Intensivmessungen verblieben die Anlagen bis zum Ende des Förderkonzepts in der Langzeitbetreuung. Dies gilt nachweislich für die von der ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH betreuten Anlagen. Die Betreiber wurden von der betreuenden Stelle auf Störungen und Fehler beim Anlagenbetrieb hingewiesen.

Ein Verbleib der Messtechnik in der Anlage mit einer Mindestbetreuung wurde auch dadurch notwendig, dass bei jedem geförderten System zur Visualisierung einiger interessanter Messwerte eine große Anzeigetafel für die Öffentlichkeit installiert wurde. Damit keine unsinnigen Informationen an dieser Anzeigetafel auftraten, musste dafür gesorgt werden, dass die entsprechenden Sensoren, der Datenlogger und auch die Anzeigetafel selbst fehlerfrei arbeiteten bzw. Fehler behoben wurden.

Mit Auslaufen des Förderprogramms konnte von den betreuenden Stellen nur noch geringe oder keine Hilfestellung mehr geleistet werden. Die Betreiber sind seitdem bzgl. der messtechnischen Datenerfassung auf sich gestellt. Man kann davon ausgehen, dass in der Mehrzahl der Anlagen die Messtechnik noch vorhanden ist, was natürlich noch nicht bedeutet, dass diese auch funktionstüchtig ist.

Im Rahmen von Solarthermie-2000 Teilprogramm 1 wurden an ausgewählten Solaranlagen, die im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung bereits in den Jahren 1978 bis 1983 installiert wurden, Untersuchungen zum Betriebsverhalten und zu Alterungserscheinungen von Komponenten und kompletten Systemen durchgeführt. Diese Systeme sollten als Vorreiter der damals noch neuen Technik u.a. ihre Funktionstüchtigkeit unter Beweis stellen und damit die öffentliche Hand, das Gewerbe und den privaten Interessenten zum verstärkten Einsatz dieser neuen Technik veranlassen. Die Arbeiten wurden Mitte 1997 abgeschlossen. Ein ausführlicher Abschlussbericht liegt vor [2]. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen wurden u.a. im Verlauf der Installationsphase der beiden anderen Teilprogramme berücksichtigt.

Für die von 1995 bis Mitte 2005 in Solarthermie-2000 Teilprogramm 2 und 2000plus errichteten Anlagen der „zweiten Generation“ hatte die ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH im Jahr 2005 untersucht, welche Komponentendefekte während der bis dahin vorliegenden Betriebszeit an den Solarsystemen aufgetreten sind [3].

Eine Bestandsaufnahme zur Betriebszuverlässigkeit und Langzeitanalyse des Energieertrages wurde in 2009 für 8 Anlagen von der ZfS und für 6 weitere Anlagen von der Hochschule Offenburg durchgeführt. Von der ZfS wurden dazu auch Einzelberichte angefertigt, in denen die summierten Erfahrungen der gesamten Betriebsjahre mit Angaben zum Solarertrag, Nutzungsgrad und Deckungsanteil aufgeführt sind. Das Anlagenalter lag damals zwischen 7 und 12 Jahren.

### **1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens**

Arbeitspaket 1 umfasst eine Bestandsaufnahme aller im Rahmen des Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus Programms installierten Solarsysteme incl. der zugehörigen Messtechnik. Arbeitspaket 2 beinhaltet ein einjähriges Monitoring mit Datenauswertung für eine Auswahl von etwa 8 Solaranlagen. Arbeitspaket 3 dient dem Wissenstransfer.

#### **AP 1 Bestandsaufnahme an allen ST2000(plus)-Solaranlagen**

Im Rahmen dieses Vorhabens wurde eine komplette Bestandsaufnahme zum Status und zum Betriebsverhalten aller 76 im Rahmen des Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus Programms installierten Solarsysteme durchgeführt. Dies geschah zunächst mit einem Fragebogen an die Betreiber aller 76 Anlagen, um einen aktuellen Überblick über die wichtigsten Aspekte zu erhalten.

#### **AP 2 Monitoring an ausgewählten ST2000(plus)-Solaranlagen**

Ausgehend von den Erkenntnissen in AP 1 „Bestandsaufnahme“ wurden in Abstimmung mit dem Projektträger 10 Solaranlagen für weitergehende Auswertungen ausgewählt (anlässlich eines Meilensteins), besichtigt (falls in Arbeitspunkt 1 noch nicht geschehen) und einem einjährigen Monitoring unterzogen.

#### **AP 3 Wissenstransfer**

Die Projektergebnisse sollten ursprünglich auf bekannten Internetseiten (z.B. [www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de), [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de), [www.solarwaerme-info.de](http://www.solarwaerme-info.de)) eingepflegt werden. Für das Einstellen und Aufbereiten der Informationen sollte ein entsprechender Unterauftrag an den Seitenbetreiber vergeben werden. Die Seiten [www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de) werden seit längerer Zeit nicht mehr von der TU Chemnitz gepflegt, da keine Kapazität dafür zur Verfügung steht. Mittlerweile sind dort auch keine Projektberichte mehr zugänglich. D.h. die Anlagenberichte des Teilprogramms 2 unter [www.solarthermie2000.de/projekt2/projekt2.htm](http://www.solarthermie2000.de/projekt2/projekt2.htm) sind dort nicht mehr verfügbar. Eine Revitalisierung der Internetseite mit neuen Inhalten ist z.Zt. unter den gegebenen Umständen nicht möglich.

Eine Bereitstellung der Ergebnisse auf der Seite [www.solarwaerme-info.de](http://www.solarwaerme-info.de) muss geprüft werden, denn die Seite hat sich inzwischen komplett verändert, mit vollkommen neuem Layout. Die ZfS-Planungshinweise findet man z.B. erst auf unteren Seitenebenen. Auch die früheren Verlinkungen zu ZfS-Berichten sind verschwunden. Es gibt auf der Seite keinen direkt erkennbaren Zusammenhang zum ST2000-Programm.

Weiter wurden die Ergebnisse auf dem OTTI-Symposium Thermische Solarenergie in 2016 und 2017 sowie in der Fachzeitschrift Sonne – Wind – Wärme veröffentlicht. Neben dem Transfer der Projektergebnisse in die interessierte Fachöffentlichkeit hinaus ist umgekehrt noch vorhandenes Wissen von ehemals an den ST2000(plus)-Projekten beteiligten Akteuren in das Projekt eingeflossen, insbesondere von:

- Herrn Müller, TU Ilmenau
- Herrn Freitag, STZ Energie und Umwelttechnik, früher: TU Chemnitz
- Herrn Huber, HS-Offenbach
- Herrn Kranz, Ingenieurbüro D.E.U.T

## **Zeitplan**

Das Projekt begann am 1.8.2014 und endete am 31.12.2016. Es wurde gegenüber der ursprünglichen Planung um 5 Monate kostenneutral verlängert. Somit ergibt sich eine Projekt-laufzeit von 29 Monaten. Die zeitliche Zuordnung der APs wird in der nachfolgend abgebildeten ursprünglichen Zeitplanung ersichtlich. Basis für einen Personenmonat sind 39,83 Wochenstunden.

		Arbeitspakete												PM																
AP 1	Bestandsaufnahme	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	PM				
AP 1	Bestandsaufnahme	1.1	Fragebogen entwerfen, an Testpersonen verteilen und mit dem Feedback der Testpersonen überarbeiten																								2.5			
			1.5	1.0																									1.5	
			1.0	0.5																									1.5	
			0.5	0.5																									1.0	
			Wissenschaftliche Hilfskraft																											
		1.2	Fragebogen an alle Anlagenbetreiber verteilen (Adressaten recherchieren)																								0.9			
			0.4	0.4																										
			Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																											
			Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																											
			Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.9			
		1.3	Fragebogen auswerten und Dokumentieren																								2.4			
			0.9	0.9	0.5																									
			0.5	0.5	0.5																									
			0.44	0.44																									0.9	
		1.4	Für die Auswahl der Monitoring-Anlagen wichtige Aspekte gezielt vervollständigen (Telefonate, Anlagenbesuche zum Test der Messtechnik, ...)																								1.5			
	0.5	0.5	0.5																									1.5		
	0.5	0.5	0.5																									1.5		
	Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																													
	Wissenschaftliche Hilfskraft																													
1.5	Vervollständigung aller weiteren wichtigen Informationen zu allen Anlagen, insbesondere Vergleich der Erträge mit früheren Messegebnissen (Telefonate, evtl. Anlagenbesuche zum Auslesen von Wärmemengenzählern und Loggern, Fernauslese des letzten vollständigen noch verfügbaren Jahres-Datensatzes von Anlagen mit HMI-Loggen zur Aufbereitung als Jahresenergien)																								5.0					
	0.5	0.5	1.0	1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5															2.0					
	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50															2.0					
	Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																													
	Wissenschaftliche Hilfskraft																													
1.6	Dokumentation aller Ergebnisse für jede Anlage je nach zugänglicher Information in Form von Anlagensteckbriefen																								3.0					
	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	3.0				
	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	3.0				
	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	1.5				
	Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																													
	Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.00					
1.7	Analyse und Darstellung zusammenfassender Ergebnisse über alle Anlagen hinweg																								1.5					
	0.75	0.75																									1.5			
	0.50	0.50																									1.00			
	Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																													
	Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																													
	Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.5					
	Meilenstein																													
AP 2	Messprogramm																													
	2.1	Prüfung, Einrichtung und Inbetriebnahme der Messtechnik für das Monitoring an ausgewählten Anlagen																								5.1				
		0.5	0.5	0.5	0.9	1.4	0.8	0.25	0.25															3.3						
		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.25	0.25	0.25															3.3						
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																												
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																												
		Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.9				
		Messung und Monitoring an ausgewählten Anlagen																								9.4				
		0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	0.69	9.4				
		0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	3.3				
		0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.00				
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																												
		Mögliche Optimierungsphase von fehlerhaften Betriebsweisen																								2.0				
		0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	2.0				
		0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	2.0				
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																												
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																												
		Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.00				
		Auswertung Messegebnisse																								6.0				
		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	6.0				
		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	4.0				
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																												
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																												
		Wissenschaftliche Hilfskraft																								2.0				
		Dokumentation																												
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																								1.6				
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																												
		Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.8				
		Berichterstellung und Veröffentlichungen																								5.6				
		0.25	1.5	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	5.6				
		0.25	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3.3				
		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.5				
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 13																												
		Wiss. Mitarbeiter TV-L E 11																												
		Wissenschaftliche Hilfskraft																								0.88				
		0,44 0,44																								0.88				
		0,25 1,5 1,9 1,9																								5,6				
		0,25 1																								3,3				
		0,5 0,5 0,5 0,5																								1,5				
		0,44 0,44																								0,88				

## 1.4 **Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Projektbeginn**

### **Bisherige Untersuchungen zum Langzeitverhalten von großen thermischen Solaranlagen:**

Im Rahmen von Solarthermie-2000 Teilprogramm 1 wurden an ausgewählten Solaranlagen, die im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung bereits in den Jahren 1978 bis 1983 installiert wurden, Untersuchungen zum Betriebsverhalten und zu Alterungserscheinungen von Komponenten und kompletten Systemen durchgeführt. Diese Systeme sollten als Vorreiter der damals noch neuen Technik u.a. ihre Funktionstüchtigkeit unter Beweis stellen und damit die öffentliche Hand, das Gewerbe und den privaten Interessenten zum verstärkten Einsatz dieser neuen Technik veranlassen. Die Arbeiten wurden Mitte 1997 abgeschlossen. Ein ausführlicher Abschlussbericht liegt vor [2]. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen wurden u.a. im Verlauf der Installationsphase der beiden anderen Teilprogramme berücksichtigt.

Für die von 1995 bis Mitte 2005 in Solarthermie-2000 Teilprogramm 2 und 2000plus errichteten Anlagen der „zweiten Generation“ hatte die ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH im Jahr 2005 untersucht, welche Komponentendefekte während der bis dahin vorliegenden Betriebszeit an den Solarsystemen aufgetreten sind [3].

Als Forschungsberichte über das Langzeitverhalten von betreuten ST2000(plus) - Anlagen lagen bisher vor:

- Von der ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH bis 2008:  
Bestandsaufnahme zur Betriebszuverlässigkeit und Langzeitanalyse des Energieertrages für 8 Anlagen von Betriebsbeginn bis 2008. Zu jeder Anlage wurden Einzelberichte angefertigt, in denen die summierten Erfahrungen der gesamten Betriebsjahre mit Angaben zum Solarertrag, Nutzungsgrad und Deckungsanteil aufgeführt sind. [3]
- Von der TU Ilmenau bis 2012: „Programmbegleitung und Messprogramm Solarthermie-2000 / 2000plus für Solaranlagen im Freistaat Thüringen (Projektphase 4)“ Bericht mit 16 Anlagen im Langzeitmessprogramm, wobei die Langzeitmessergebnisse und Auswertungen nicht im Bericht enthalten sind, sondern nur eine kurze qualitative Aussage über den Anlagenbetrieb und Status in 2012. [4]
- Von der FH Offenburg bis 2011:  
kurzer, zusammenfassender Bericht von 6 Einzelanlagen mit Daten von 2000-2011: „Ergebnisse des Langzeitmonitorings von solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland“ [5]
- Von der TU Chemnitz & D.E.U.T bis 2012:  
Kurze Ergebnisberichte zu Einzelanlagen mit Jahressummen für 11 Anlagen von 2008-2012 und für 9 Anlagen über unterschiedliche Zeiträume. [6]

Vergleichbare Langzeitanalysen waren bei den Anlagen des ZIP-Programms nicht möglich, da diese nur teilweise von Beginn an mit Messtechnik (Strahlungsmessung

und Wärmemengenzähler) ausgestattet waren. Auch erlaubte die damalige Messtechnik keine Detailanalyse wie im Teilprogramm 2 des ST2000-Förderkonzepts.

Die meisten der im Programm Solarthermie-2000 und Solarthermie2000plus geförderten Demonstrationsanlagen sind nun über 10 Jahre in Betrieb, die älteste Anlage bereits 21 Jahre. Es bot sich daher an, erneut eine abschließende Bestandsaufnahme zur Betriebszuverlässigkeit der Komponenten und eine Langzeitanalyse zum Energieertrag und zu der Effizienz wichtiger Systemkomponenten durchzuführen. So können die bisher gewonnenen Erkenntnisse zum Langzeitverhalten von thermischen Solaranlagen erweitert und vervollständigt werden.

### **1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Keine.

## **2 Darstellung der Ergebnisse**

### **2.1 Erzielte Ergebnisse**

#### **2.1.1 Bestandsaufnahme (AP 1)**

Zunächst wurde ein ausführlicher Fragebogen erstellt, der die Betriebserfahrungen der Anlagenbetreiber bzw. -eigentümer mit den thermischen Solaranlagen aus den Förderprogrammen ST-2000 und ST2000plus festhalten sollte. In Abstimmung mit Frau Krüger vom Projektträger Jülich wurden 22 Fragen ausgearbeitet, die Auskunft über verschiedene Aspekte rund um die Solaranlagen liefern sollten. Diese lassen sich in fünf Fragebereiche unterteilen:

1. Anlagenbetrieb seit Betriebsbeginn
2. Betriebsaufwendungen
3. Zufriedenheit mit der Solaranlage
4. Betriebsstörungen und Defekte
5. Messtechnik

Um das Ausfüllen des Fragebogens zu erleichtern und den schriftlichen Anteil zu minimieren, konnte in den meisten Fällen die richtige Antwort durch Ankreuzen vorgegebener Antwortmöglichkeiten erfolgen. Für die Konzeption und das Layout wurde eine in der Durchführung von Umfragen erfahrene Mitarbeiterin aus dem Fachbereich Sozial- und Kulturwissenschaften der Hochschule Düsseldorf beratend hinzugezogen. Um die Verständlichkeit und die Bearbeitungszeit zu überprüfen, wurde der Fragebogen an drei HS-Mitarbeitern mit Erfahrung in der Betreuung von Solaranlagen getestet und entsprechend optimiert.

Neben dem Fragebogen wurde ein Begleitschreiben entworfen, um die Anlagenbetreiber über die Hintergründe des Fragebogens und des aktuellen Projekts aufzuklären und zum Ausfüllen des Fragebogens zu animieren.

Da der Rücklauf der versendeten Fragebögen bis Ende Dezember 2014 mit einer Anzahl von 13 nicht zufriedenstellend war, wurde in Absprache mit dem Projektträger ein kürzerer Fragebogen erstellt. Um die Rücklaufzahl zu erhöhen, wurde der Fragenkatalog auf 9 Fragen reduziert. Zudem wurden die Zuständigen aller Anlagen ohne Fragebogenrücklauf telefonisch kontaktiert, um die Gründe für den geringen Rücklauf herauszufinden bzw. die Zuständigkeiten zu klären. Auch für den verkürzten Fragebogen wurde in Zusammenarbeit mit dem Projektträger ein neues, kürzeres Begleitschreiben entworfen. Zusätzlich wurde ein die Umfrageaktion unterstützendes Begleitschreiben des PtJ und ein adressierter und frankierter Rückumschlag beigefügt.

### AP 1.2 Fragebogen an alle Anlagenbetreiber verteilen

Der Versand der Fragebögen erfolgte auf Basis einer älteren Adressenliste bestehend aus Angaben zu Besitzer, Betreiber, Planer, Installateur, Vorortansprechpartner, die noch im Besitz von Hr. Wirth (früherer Mitarbeiter der ZfS) war. Die Betreiber von 2 Anlagen wurden nicht angeschrieben. Im Falle der Anlage in Ennepetal wurde darauf verzichtet, da es sich um eine völlig andere Technik (Parabolrinnenanlage zur Prozessdampferzeugung) handelt. Die mündliche Information hierzu ist, dass die Anlage z.Zt. außer Betrieb ist. Die zweite Anlage in Berlin ist von einer Insolvenz betroffen.

Von den somit 74 versandten Fragebögen kamen jedoch 23 als unzustellbar zurück. Daraufhin wurden die Zuständigkeiten durch gezielte Telefonate erfragt und vervollständigt, so dass bis auf 6 Anlagen alle aktuellen Zuständigkeiten prinzipiell geklärt werden konnten.

### AP 1.3 Fragebogen auswerten und dokumentieren

Von 74 verschickten Fragebögen in Langfassung sind Stand 02. September 2015 20 beantwortet worden, von 32 Kurzfragebögen sind es 22. Somit wurden insgesamt 42 der 74 Anlagen mit den Fragebögen erfasst, was einer Antwortquote von 57% entspricht. Zusätzlich liegen für alle Anlagen bis auf eine mündliche Information durch Telefongespräche vor, so dass von 75 (98%) der 76 Anlagen zumindest der derzeitige Status bekannt ist.

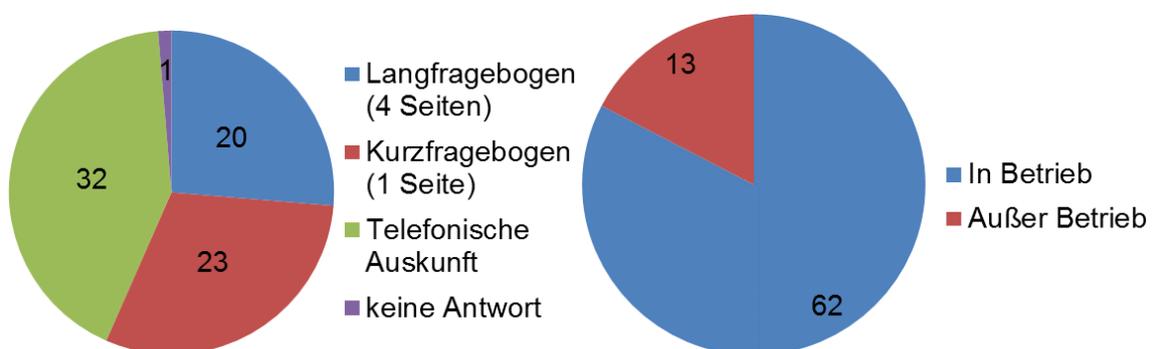


Abbildung 2 Fragebogenrücklaufquote und Anlagenstatus

Häufige Gründe für die Nichtbeantwortung des Fragebogens sind Mangel an Zeit, aber auch an Interesse. In einem Fall wurde formaljuristisch angegeben, dass man

grundsätzlich keine Fragebögen beantwortete, die nicht vom deutschen Städtetag genehmigt wurden. In einigen Fällen sind sicherlich auch die Zuständigkeiten nicht klar definiert.

Bezogen auf die Objektart sind die geringsten Rücklaufquoten (33%) bei Schwimmbädern, die zweitgeringsten bei Seniorenheimen (45%) zu verzeichnen.

Die Auswertung der gesammelten Informationen ergibt folgende Aussagen:

- 63 der 76 Anlagen (= 83%) sind noch in Betrieb

Für die 42 Anlagen mit beantwortetem Fragebogen werden im Folgenden die wichtigsten Ergebnisse aufgezählt:

- Bei 18% der Anlagen wurde ein für den Systemertrag relevanter Umbau der Anlage durchgeführt.
- Bei 21% der Anlagen liegen nennenswerte Veränderungen bei den Verbrauchern vor. Bei der einen Hälfte hat sich der Verbrauch erhöht, bei der anderen Hälfte erniedrigt.
- 79% der Anlagen werden regelmäßig gewartet.

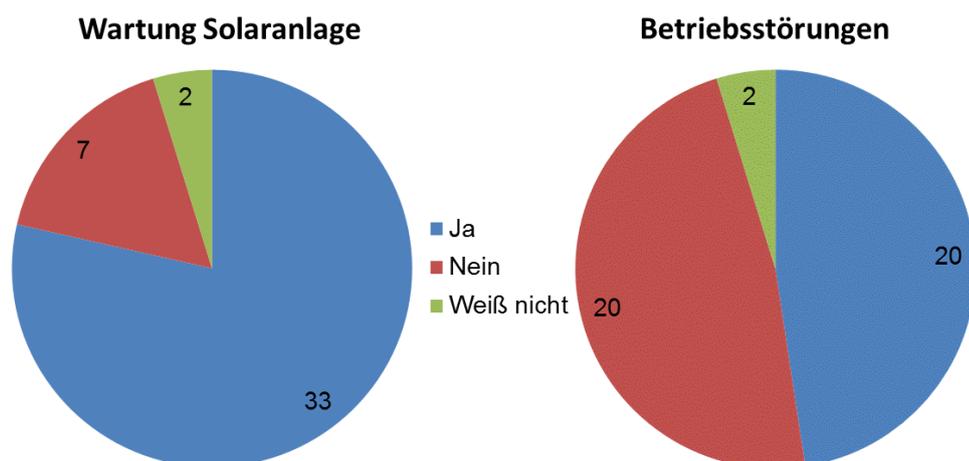


Abbildung 3 Wartungs- und Betriebsstörungsstatistik

- Bei 29% der Betreiber werden noch regelmäßig Zählerstände notiert oder Daten aufgezeichnet.
- 50% der Betreiber gaben an, dass Betriebsstörungen an der Solaranlage auftraten. In einigen Fällen bis zu dreimal im Jahr. Die am häufigsten genannte Störung war der Verlust von Wärmeträger durch Undichtigkeiten von Verschraubungen oder Komponenten. Aus den Antworten des Langfragebogens ergibt sich, dass nur bei einem Drittel der Anlagen ein Überwachungssystem eingesetzt wird, ansonsten Störungen durch regelmäßige Kontrollen oder zufällig entdeckt werden.
- Rund 70% geben Kosten für die Wartung, Reparatur bzw. Umbauten an. Die Kosten für den eigenen Wartungsaufwand beträgt im Schnitt 824€/a. Die Schwankungsbreite beträgt zwischen 236 und 2000€/a. Kosten für

Fremdfirmen betragen zwischen 200 und 1700€/a, im Mittel 650€/a. Für Reparaturen werden zwischen 100 und 3400€/a und im Mittelwert 860€/a ausgegeben. Umbauten schlagen mit 500 bis 9500 € zu buche. Die Umbaumaßnahmen sind vielfältig, vom Kollektortausch über Regel- und Steuerungstausch bis hin zum Einbau eines BHKW.

- 15% der Betreiber, bei denen die Anlage noch in Betrieb ist, lehnen das angebotene einjährige Monitoring ab.
- Bei 40% der Anlagen ist die Anzeigetafel noch in Funktion.
- Aus den Antworten des Langfragebogens ergibt sich, dass die knappe Mehrheit der Betreiber den Nutzen der Anzeigetafel als gering ansieht.
- Die Zufriedenheit mit der Solaranlage wurde mit 71% der Antworten mit gut oder sehr gut beantwortet, was ein erfreuliches Ergebnis ist. Nur zwei Betreiber vergaben die Note mangelhaft, einer davon bis 2008 wegen ständig auslösendem Sicherheitstemperaturbegrenzer. Nach einem Umbau vergab er die Note 2.

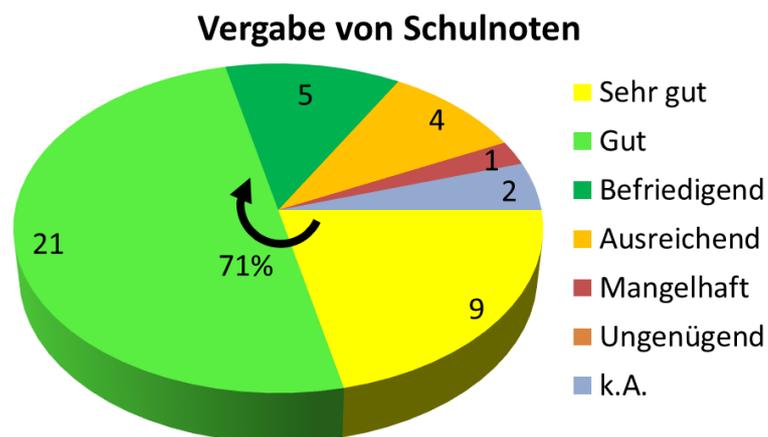


Abbildung 4 Betreiberzufriedenheit

- Aus den Antworten des Langfragebogens ergibt sich jedoch, dass nur 42% der Befragten die thermische Solartechnik weiterempfehlen würden. Gründe sind hier u.a. zu schlechtes Nutzen/Kostenverhältnis, hoher Wartungsaufwand und Qualitätsmängel.

#### **AP 1.4 Für die Auswahl der Monitoring-Anlagen wichtige Aspekte gezielt vervollständigen**

Für die Auswahl der Monitoring-Anlagen wurde ein Kriterienkatalog festgelegt. Dieser lässt sich in zwei Kategorien unterteilen: sogenannte k.O.-Kriterien, die die Erfüllung von Minimalanforderungen garantieren, und weiche, nicht zwingend erforderliche Kriterien, die die nähere Auswahl erleichtern sollen.

### Auswahlkriterien – k.O.-Kriterien

- Anlagenbetrieb: Solaranlage ist noch in Betrieb und läuft ohne bekannte Fehler
- Besitzer-/Betreiberinteresse: Eigentümer muss einverstanden sein und Betreiber sollte Interesse signalisieren
- Anlagenalter: Mindestanlagenalter von 10 Jahren
- Anlagenaufbau: Hydraulik der Solaranlage ist noch im Zustand des ehemaligen Auswertzeitraums
- Anlagenenertrag: Solaranlage sollte während des ehemaligen Auswertzeitraums akzeptable Erträge geliefert haben
- Datenübermittlung: Modem und Telefonzugang ist noch intakt

### Auswahlkriterien – weiche Kriterien

- Repräsentativität: Auswahl der Anlagen sollte einen repräsentativen technischen Querschnitt über die ST2000(Plus)-Anlagen bilden bzgl. angeschlossener Verbraucher, Hydraulik, ...
- Schaltbild: Hydraulikschaltbild ist vorhanden
- Vergleichsdaten: Messdaten vom „Garantiejahr“ bzw. ehemaligen Auswertzeitraum sind vorhanden
- Verbrauch: Verbraucherlast sollte ähnlich der im ehemaligen Auswertzeitraum sein
- Messtechnik: Messtechnik sollte ohne großen Aufwand in Betrieb zu nehmen sein
- Logger: Logger sollte in Ordnung bzw. leicht reparabel sein
- Software: Externe Programme und Hilfsdateien zum Auslesen der Daten sollten vorhanden sein
- Standort: Anfahrtswege zu den Anlagen sollten möglichst kurz sein

Für jede Anlage wurden die oben genannten Kriterien, soweit sie bekannt waren, bewertet und in einer Tabelle eingetragen.

Von den insgesamt 74 Anlagen kamen anfänglich 22 Anlagen für ein potentielles Monitoring in Frage. Zur gezielten Vervollständigung der Informationen zu diesen Anlagen bedurfte es einer intensiven, persönlichen Kontaktaufnahme mit den Zuständigen der jeweiligen Standorte. Hierdurch konnten bei 10 von 22 Anlagen alle offenen Punkte geklärt werden. Die Gründe für fehlende Antworten zu den restlichen

Anlagen sind am häufigsten: Zeitmangel bzw. kein Interesse seitens der Betreiber bzw. Eigentümer oder es war kein Ansprechpartner ermittelbar bzw. erreichbar. Die folgende Tabelle zeigt für die 20 potentiellen Anlagen den Stand zum Betrieb des Monitorings, zum Rücklauf des Fragebogens und zu den oben genannten k.O.-Kriterien.

Tabelle 1 Wissensstand zu den für das Monitoring in Frage kommenden Anlagen (- = unbekannt)

Bezeichnung	Monitoring in Betrieb?	Fragebogen	Anlage in Betrieb?	Interesse am Monitoring?	Anlagenalter (Stand 2015)	Anlage umgebaut?	Funktion Datenübermittlung
Bad Frankenhausen	Nein	Ja – Lang	Ja	Ja	13 a	Kollektoren getauscht	Ja
Baden-Baden	Nein	Ja – Lang	Ja	Nicht mehr	15 a	BHKW eingebaut	Ja
Burglengenfeld	Nein	Nein	-	-	15 a	Ja	-
Erfurt	Nein	Nein	-	-	14 a	-	-
Frankfurt a. M.	Nein	Ja – Kurz	Ja	-	9 a	-	Nein
Hannover	Nein	Ja – Lang	Ja	Ja	9 a	Nein	Nein
Heilbronn	Nein	Nein	-	-	14 a	-	Ja
Hennigsdorf	Nein	Ja – Kurz	-	-	14 a	-	-
Holzgerlingen	Nein	Ja – Kurz	-	Nein	9 a	-	-
Jena-Lobeda	Ja	Ja – Lang	Ja	Ja	19 a	Nein	Ja
Kirchberg	Ja	Ja – Kurz	Ja	Ja	14 a	Nein	Ja
Mindelheim	Ja	Ja – Lang	Ja	Ja	16 a	Vorwärmespeicher entfernt	Ja
München	Ja	Nein	Ja	Ja	18 a	-	Ja
Neuhaus	Ja	Ja – Lang	Ja	Ja	18 a	Nein	Ja
Nordhausen	Nein	Nein	Ja	Ja	16 a	-	Nein
Pirna	Ja	Ja – Kurz	Ja	Ja	11 a	Nein	Ja
Pößneck	Ja	Ja – Kurz	Ja	Ja	18 a	Nein	Ja
Singen	Nein	Nein	-	-	14 a	-	Nein
Solingen	Nein	Ja – Lang	Ja	Ja	16 a	Nein	Ja
Sonneberg	Ja	Ja – Lang	Ja	Ja	14 a	Nein	Ja
Speyer	Ja	Ja – Lang	Ja	Ja	10 a	-	Ja
Weimar	Ja	Ja – Lang	Ja	Ja	13 a	Nein	Ja

## **AP 1.5 Vervollständigung aller weiteren wichtigen Informationen zu allen Anlagen**

Zur Vervollständigung der Bestandsaufnahme zu allen Anlagen erfolgten neben der Befragung per Fragebogen und zielgerichteten Telefonaten auch die Recherche in Forschungsberichten und Nachfragen bei ehemals betreuenden Hochschulen. Alle gewonnenen Daten wurden in Form von Anlagensteckbriefen festgehalten. Die Recherche bezog sich auf folgende Forschungsberichte über Langzeiterfahrungen von betreuten Anlagen

- TU Chemnitz & D.E.U.T aus 2013 → sehr kurze Ergebnisberichte zu Einzelanlagen (Messergebnisse (z.T. unplausibel) als Jahressummen für 11 Anlagen von 2008-2012 und für 9 Anlagen über unterschiedliche Zeiträume)
- FH Offenburg aus 2012 → kurzer, zusammenfassender Bericht von 6 Einzelanlagen (Daten von 2000-2011)
- ZfS-Rationelle Energietechnik aus 2011 → ausführlicher Ergebnisbericht zu 8 Einzelanlagen (Daten von Betriebsbeginn bis 2008)
- TU Ilmenau aus 2012 → Bericht mit 16 Anlagen im Langzeitmessprogramm, wobei Langzeitmessergebnisse und Auswertungen leider nicht im Bericht enthalten sind, sondern nur eine kurze qualitative Aussage über den Anlagenbetrieb und Status bis 2012.

Die Nachfrage bei Betreuungsinstituten verlief teilweise nicht zufriedenstellend, da diese mit sehr langen Antwortzeiten verbunden waren und es nur in 5 von ehemals 7 Betreuungsinstituten noch Ansprechpartner gibt. Das sind TU Ilmenau (20 Anlagen), FH Offenburg (9 Anlagen), D.E.U.T (10 Anlagen), TU Chemnitz (14 Anlagen) und ZfS (jetzt HSD, 18 Anlagen). Von Herrn Müller (TU Ilmenau), Herrn Huber (FH Offenburg) und Herrn Freitag (ehemals TU Chemnitz jetzt STZ Energie und Umwelttechnik Oelsnitz) konnten informative Aussagen über den Zustand einiger Anlagen gewonnen werden.

Für 13 Anlagen, wo laut Betreiber Messwerte oder Ablesewerte aus den vergangenen Jahren vorhanden und zugänglich sind, wurden diese angefordert. Von Vier Anlagen liegen nun Messdaten in unterschiedlichen Formen vor.

- WBG „Aufbau“ in Gera: Daten von 2010 bis 2013 mit Jahressummen der solaren Energiemenge.
- Seniorenheim „Haus Immanuel“ in Berlin: Daten von 1998 bis 2009 aufgezeichnet durch die TU Chemnitz. Monatliche Auflösung.
- Studentenwohnheim in Leipzig: Daten von 1998 bis 2012 ebenfalls durch die TU Chemnitz aufgezeichnet. Monatliche Auflösung.
- Bürogebäude in Fürth: Daten von 2011 aufgezeichnet durch das Fraunhofer ISE im Rahmen der Forschung zur solaren Kühlung. Monatliche Auflösung.
- Wohngebäude in Weimar: Daten von 2005 bis 2015 durch Betreiber abgelesen. Monatliche Auflösung der solaren Energiemenge und Kollektordruck.

## 2.1.2 Monitoring (AP 2)

### **AP 2.1 Prüfung, Einrichtung und Inbetriebnahme der Messtechnik für das Monitoring an ausgewählten Anlagen**

Zur Prüfung und Inbetriebnahme der Messtechnik fanden Ortstermine an den Anlagenstandorten Jena-Lobeda, Kirchberg, München, Neuhaus, Pirna, Pößneck, Solingen, Sonneberg und Weimar statt. Eine Inbetriebnahme der Messtechnik dieser Anlagen war durch kleine Reparaturen erfolgreich. In Solingen wurde das Modem durch ein noch vorrätiges Modell ausgetauscht und die Strahlungsmessung repariert. Es gab allerdings nach wie vor noch Probleme mit dem Auslesen der Speicherkarten im Logger. Die hohen Temperaturen von bis zu 40°C im Heizungskeller beanspruchen die Messtechnik bis an ihre Grenzen. Bei den Anlagen in Mindelheim und Speyer war kein Ortstermin zur Inbetriebnahme nötig.

Tabelle 2: Protokoll der Ortstermine zur Anlagentechnik

Anlage	Anlagentechnik
Jena-Lobeda 20 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Algenartiger grüner Schlick an den Kollektorunterkanten zwischen Glasabdeckung und Rahmen. Bei einem Kollektor ist die Glasabdeckung ca. 3 cm nach unten gerutscht, wodurch an der Oberkante ein Spalt entstanden ist.</li> </ul>
Neuhaus 19 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Undichtigkeit im Rücklauf des Wärmetauschers zur solaren Zirkulationsdeckung</li> </ul>
Pirna 12 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Die grüne „Dachwiese“ verschattet die letzte Kollektorreihe (nur diese steht direkt auf dem Boden).</li> <li>• Kleinere Undichtigkeiten im Kollektorkreis (Kugelhahn)</li> <li>• An zwei Stellen ist die Isolierung offen, aber an den meisten Stellen wurde offensichtlich die Isolierung verbessert/erweitert.</li> <li>• Ein Teil analogen Thermometer sind defekt</li> <li>• Anlagenaufbau weicht vom vorliegenden Hydraulikplan ab.</li> </ul>
Pößneck 19 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wärmeträgermedium im Kollektorkreis vollständig degeneriert.</li> <li>• Undichtigkeit am Kollektorkreis-Wärmeübertrager</li> <li>• Kollektoren im unteren Drittel verschmutzt</li> <li>• Wärmedämmung der Rohre sind im Außenbereich nur mit einer schwarzen Folie ummantelt. Folie und die darunter liegende Wärmedämmung teilweise gerissen. (<i>Kommentar: Diese Art der Wärmedämmung sollte ein „Materialtest“ bzw. ein Versuch innerhalb des ST2000-Projektes sein</i>)</li> </ul>
Solingen 17 Jahre (Außer Betrieb)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anlage ist außer Betrieb, da Entladeregulierung nicht funktioniert</li> <li>• Einige Kollektoren waren innen beschlagen.</li> <li>• Auffälliger bräunlicher festsitzender Schmutzbelag vor allen auf der unteren Hälfte der Glasabdeckung.</li> <li>• Druck im Kollektorkreis zu gering.</li> <li>• Ein vorgefundener offener Schieber führte dazu, dass die Warmwasserzapfung größtenteils an der Solaranlage „vorbeiläuft“, d.h. die Solaranlage kaum Auslastung hatte.</li> </ul>
Sonneberg 15 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kollektorkreispumpe erzeugt im Betrieb ein kratzendes/schleifendes Geräusch.</li> </ul>
Weimar 14 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zirkulationspumpe erzeugt im Betrieb ein kratzendes/schleifendes Geräusch.</li> </ul>
Kirchberg 15 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Glasabdeckung der Kollektoren erstaunlich sauber</li> <li>• Einige Kollektoren sind im untersten Bereich (ca. 10 – 20 cm) stark beschlagen</li> <li>• Schlechte Ausführung beim Bau der Kollektorkreisverrohrung auf dem Dach. Blechisolierung an Befestigungspunkten ist beschädigt, so dass Wasser eindringen kann.</li> <li>• An einigen Entlüftern fehlt mittlerweile die Dämmung</li> <li>• Viel Luft im Entladekreis des Warmwasserwärmetauschers</li> <li>• Auch der komplette Entladekreis zur Zirkulationsvorwärmung auf der Trinkwasserseite scheint mit Luft gefüllt zu sein</li> </ul>
München 19 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Druck im Kollektorkreis zu gering</li> <li>• Defektes Magnetventil</li> <li>• Heizungspumpe undicht</li> </ul>

Tabelle 3 Protokoll der Ortstermine zur Messtechnik

Anlage	Mess- und Regelungstechnik
Jena-Lobeda 20 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diverse, unwichtige Sensoren nicht mehr vorhanden</li> <li>• Zählwerk Kollektorkreis ist falsch angeschlossen → unwichtig, Bilanz über Beladekreis</li> <li>• Anzeigetafel nicht mehr vorhanden</li> </ul>
Neuhaus 19 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zählwerk in Frischwasser und Zirkulation ersetzt</li> <li>• Zählwerk im Entladekreis repariert</li> <li>• Anpassungen im Loggerprogramm</li> <li>• Neues Logger-Netzteil behob Messfehler</li> </ul>
Pirna 12 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatursensor in der Zirkulation an der falschen Stelle und Anlegefühler statt Tauchfühler</li> <li>• Zählwerk des Rechenwerks defekt</li> </ul>
Pößneck 19 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zählwerk in Zirkulation und Nachheizung defekt</li> <li>• Zwei Temperatursensoren ersetzt</li> <li>• Zählwerk im Kollektorkreis repariert</li> <li>• Zwei unwichtige Sensoren nicht mehr vorhanden</li> <li>• Anzeigetafel zeigt teils unsinnige Werte, vermutlich ist die Funkübertragung gestört</li> </ul>
Solingen 17 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solarregler defekt → Austausch im Gange</li> <li>• Messwiderstände defekt → ersetzt</li> <li>• Modem und Speichermodul defekt → ersetzt</li> <li>• Anwenderfehler: Ventil in falscher Stellung → behoben</li> <li>• Anzeigetafel nicht mehr vorhanden</li> </ul>
Sonneberg 15 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zählwerk defekt → ersetzt</li> <li>• diverse, unwichtige Sensoren nach Umbau nicht mehr vorhanden</li> </ul>
Weimar 14 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anzeigetafel defekt → instand gesetzt</li> <li>• Umbau an Zirkulation, unwichtige Sensoren wurden entfernt</li> <li>• Loggermessung war außer Funktion → Messung durch Programmänderung gestartet</li> <li>• Ein Pyranometer der Messtechnik defekt wegen Eindringen von Feuchtigkeit (Undichtigkeit)</li> </ul>
Kirchberg 15 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zählwerk Entladekreis defekt → Bilanz über VV</li> </ul>
München 19 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Keine Beanstandungen</li> </ul>

Häufig werden Sensoren der alten Messtechnik im Zuge von Umbauten an der Anlage entfernt, da diese seitens des Betreibers nicht zum Betrieb notwendig sind. Die Logger haben mitunter 20 Jahre ohne Totalausfall überstanden. Allerdings zeigen sich erste vereinzelt Ausfallerscheinungen in der Sensorik. Neben defekten Messwiderständen für die Globalstrahlungsmessung sind gehäuft die Reedkontakte der Zählwerke zur Volumenstrommessung ausgefallen. Teilweise war ein Austausch mit in den Anlagen vorhandenen, nicht mehr unbedingt benötigten Zählwerken möglich. In Neuhaus war dies bei zwei Zählwerken nicht praktikabel, hier wurden durch den Betreiber zwei neue Zählwerke installiert. Außerdem konnten in Neuhaus

wiederholt aufgetretene Messfehler durch den Austausch des Logger-Netzteils behoben werden. Probleme mit der Anzeigetafel für das Publikum gibt es in Pößneck und Weimar. Hier zeigen die Anzeigetafeln in unregelmäßigen Abständen unsinnige Werte an. Eine Reparatur von unserer Seite war in beiden Fällen nicht möglich. In Kirchberg sind „nur“ zwei Messstellenanzeigen defekt. Lediglich in Sonneberg, Pirna und Speyer (lt. Betreiber) funktionieren die Anzeigetafeln noch einwandfrei. In Jena, Solingen und München ist die Anzeigetafel durch den Betreiber bereits entfernt worden.

Die für die Auswertung notwendigen Auswerteroutinen auf Excel-Basis wurden neu programmiert. Die alten Auswerteroutinen der ZfS auf DOS-Basis erwiesen sich auf neuen Rechnern als unpraktikabel. Neben Excel entstand unter Matlab® ein Werkzeug zur Auswertung der Messdaten.

Die notwendigen DOS-Programme zur Kommunikation mit den Schuehle-Loggern konnten jedoch erfolgreich auf einem neueren Mess-PC eingerichtet werden. Die Programmierung zur automatischen Datenauslesung war erfolgreich. Die Kommunikation mit den Datenloggern erfolgte mit noch vorhandenen Analogmodems aus dem ST2000-Programm. Die Güte und Funktion der analogen Datenübertragung erwies sich als sehr anfällig bei Softwareänderungen der hochschulseitigen Telefonanlage. Dadurch kam es leider auch zu Datenverlusten und erhöhten Arbeitsaufwand.

## AP 2.2 Messung und Monitoring an ausgewählten Anlagen

An den 16 interessanten Anlagen mit Fragebogenrücklauf nahmen insgesamt zehn am Monitoring teil und wurden regelmäßig ausgelesen (s. auch Tabelle 1). Darunter die Anlagen in Jena-Lobeda, Kirchberg, Neuhaus, Mindelheim, München (Baumgartnerstraße), Pirna, Pößneck, Sonneberg, Speyer (Wohngebiet „ehemaliger Schlachthof“) und Weimar. Diese teilen sich in folgende Verbrauchs- und Objektarten auf:

- 6 Trinkwarmwasser-, 1 Netz- und 3 Trinkwarmwasser- und Zirkulationsdeckungsanlage(n)
- 4 Krankenhäuser, 3 Wohngebäude bzw. –gebiete, 2 Seniorenheime und ein Schwimmbad

Diese Auswahl entspricht in etwa dem Schnitt durch alle Anlagen des ST2000(plus)-Programms.

Tabelle 4 Anlagenverteilung. TWW = Trinkwarmwasser, +Z = Zirkulationsdeckung, +H = Heizungsunterstützung, +S = Schwimmbad, Netz = Nahwärmenetz, Kühlung=solare Kühlung, Prozess = Prozesswärmeanlage

	ST2000(plus) -Programm	Monitoring
TWW	39 (51%)	6 (60%)
TWW + Z	11 (14%)	3 (30%)
TWW + H	5 (7%)	0 (0%)
TWW + S	1 (1%)	0 (0%)
Netz	10 (13%)	1 (10%)
Kühlung	2 (3%)	0 (0%)
Kühlung + H	5 (7%)	0 (0%)
Prozess	3 (4%)	0 (0%)

Das Monitoring für zwei weitere Anlagen startete zwar, konnte aber wegen einer Meinungsänderung in Bezug zum Monitoring (Baden-Baden) bzw. wegen eines defekten Solarreglers (Solingen) mit der Folge eines Totalausfalls der Solaranlage nicht fortgeführt werden. Aber auch andere Anlagen zeigten im Laufe des Monitorings Probleme.

Entgegen den k.O.-Kriterien fiel die Entscheidung für eine Aufnahme von Mindelheim ins Monitoring positiv aus. Bei dieser Anlage ist die Besonderheit, dass der ursprünglich eingebaute Vorwärmespeicher entfernt wurde. So ist es nun möglich den Anlagenbetrieb einer Hydraulik ohne Vorwärmespeicher zu beurteilen.

### 2.1.2.1 Käthe Kollwitz Seniorenheim Jena-Lobeda

Das Senioren- und Pflegeheim "Käthe Kollwitz" liegt im Stadtteil Lobeda im südlichen Stadtgebiet von Jena. Eigentümer und Betreiber des Objektes ist die Stadt Jena. Das in Plattenbauweise errichtete Seniorenheim wurde im Jahre 1980 fertiggestellt. Es besteht aus einem Versorgungsbau, einem Verbindungstrakt und einem Wohngebäude. Alle Gebäude sind mit Flachdächern versehen. Das Kollektorfeld der Solaranlage befindet sich auf dem Dach des Versorgungstraktes. Die Haustechnik im Objekt wurde 1994 vollständig saniert. Bis 1997 erfolgte die Sanierung der Gebäudehülle.



Abbildung 5 Solarkollektorfeld am Pflegeheim in Jena-Lobeda [7]

Das Heim ist mit 270 Bewohnern ganzjährig voll belegt. In der hauseigenen Küche werden täglich 340 Mittagessen zubereitet. Der gesamte Warmwasserbedarf wurde gemessen und beträgt wochentags ca. 29 m<sup>3</sup> sowie sonn- und feiertags ca. 26 m<sup>3</sup>. Die Solaranlage wurde im März 1996 in Betrieb genommen.

Das Kollektorfeld besteht aus insgesamt 28 Großkollektoren mit jeweils 7,4 m<sup>2</sup> Kollektorfläche. Das Feld ist in vier Stränge zu je acht Kollektoren verschaltet. Die Gesamtabsorberfläche beträgt 201 m<sup>2</sup>. Die in den Kollektoren aus der Solarstrahlung erzeugte Wärme wird über einen Plattenwärmeübertrager an zwei jeweils 6 m<sup>3</sup> fassende Pufferspeicher abgegeben. Die Speicher sind nach Tichelmann parallelgeschaltet. Über einen zweiten Wärmeübertrager wird die gespeicherte Wärme an das zu erwärmende Trinkwasser abgegeben. Das erfolgt bei der vorliegenden Anlage immer dann, wenn Warmwasser gezapft wird. Bis 2004 steuerte ein im Kaltwasserzulauf eingebauter Paddelschalter und ein im Rücklauf zum Speicher befindlicher Temperaturfühler die Entladepumpe. Wegen der hohen Fehleranfälligkeit des Paddelschalters änderte der Betreiber das Regelungskonzept 2004 dahingehend, dass seitdem ein neuer Entladeregler den Entladekreisvolumenstrom direkt proportional zum gemessenen Frischwasservolumenstrom über die Pumpendrehzahl einstellt. Es gelangt solar vorgewärmtes Wasser in den Trinkwasserspeicher, das hier über Fernwärmenachheizung auf die erforderliche Bereitschaftstemperatur gebracht wird. [7]

Tabelle 5 Allgemeine Informationen zum Objekt in Jena-Lobeda

<b>Objekt</b>	<b>Senioren- und Pflegeheim in Jena-Lobeda</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwassererwärmung im Vorwärmssystem
<b>Kollektorfeld</b>	201m <sup>2</sup> Aktiv Flachkollektoren, Süd, 30° Neigung
<b>Speicher</b>	2 x 6m <sup>3</sup> in Tichelmannschaltung
<b>Regelung</b>	Resol ES 1/D
<b>Inbetriebnahme</b>	März 1996 (Alter 20 Jahre)
<b>Monitoring</b>	01. September 2015 bis 31. August 2016

Nachfolgend das hydraulische Schaltbild der Anlage.

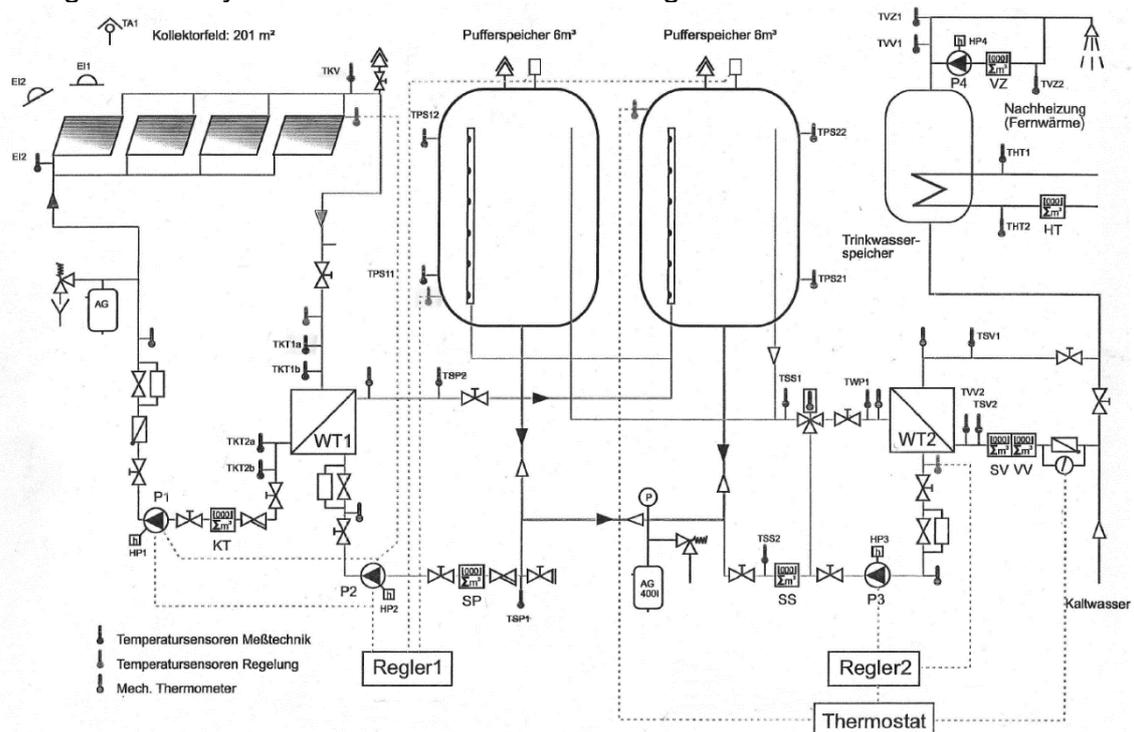


Abbildung 6 Hydraulikschema der Solaranlage Senioren- und Pflegeheim Jena-Lobeda [7]

Beim Ortstermin Ende Januar 2014 befand sich die Anlage in einem ordentlichen Zustand. Der Betreiber gab im Fragebogen an, keine Reparaturen an der Anlagenhydraulik durchgeführt zu haben. Dies bestätigt der Ortstermin. Die gesamte Hydraulik inklusive Pumpen scheint seit der Inbetriebnahme unverändert. Undichtigkeiten oder Korrosion die über das normale Maß hinausgehen waren an der Anlage nicht ersichtlich. Nach 20 Jahren Betrieb ein durchaus positives Ergebnis.



Abbildung 7 Foto der Anlagenhydraulik Jena-Lobeda

Am Kollektorfeld zeigen sich hingegen erste Alterserscheinungen. So war bei einem Kollektor die Glasabdeckung circa 3 cm nach unten gerutscht, wodurch an der Oberkante ein Spalt entstanden ist. Zudem bildet sich algenartiger, grüner Schlick zwischen der Glasabdeckung und Rahmen.

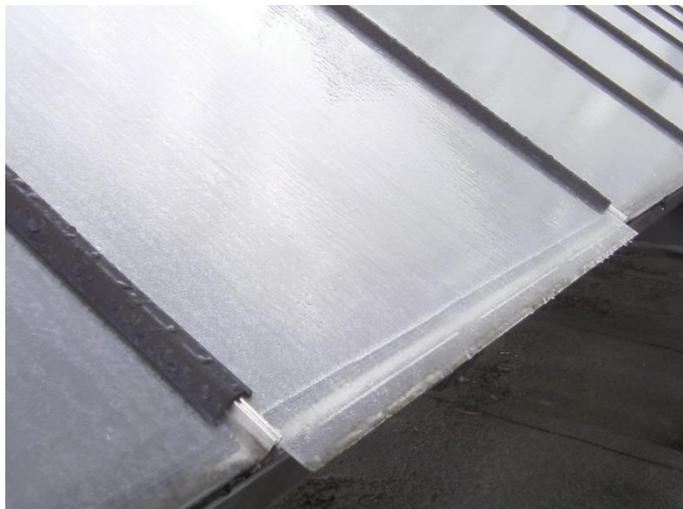


Abbildung 8 Heruntergerutschte Glasabdeckung am Flachkollektor in Jena-Lobeda



Abbildung 9 Grüner Schlick zwischen Glasabdeckung und Rahmen an den Flachkollektoren in Jena-Lobeda

Abschließend ist zu erwähnen, dass die Anzeigetafel aufgrund eines Defekts durch den Betreiber entfernt wurde. Der Nutzen der Anzeigetafel wird vom Betreiber dennoch als sehr hoch eingeschätzt.

### **Monitoring**

Während des Monitorings brach an mehreren strahlungsintensiven Tagen bereits ab 90°C Solarkreistemperatur der Volumenstrom im Solarkreis ein. Der Grund waren Undichtigkeiten an Entlüftergruppen (Absperrventil + Entlüfter) der Solarkollektoren. Durch das austretende Wärmeträgermedium sinkt der Überdruck und die Flüssigkeit beginnt bereits bei geringeren Temperaturen zu verdampfen. Der Betreiber wurde im Juli 2015 durch die HS Düsseldorf dahingehend informiert, eine Reparatur wurde Ende September 2015 seitens des Betreibers durchgeführt.

Des Weiteren befindet sich die Entladepumpe im ständigen Betrieb auch wenn die Temperatur im Solarspeicher für eine Entladung nicht ausreichend ist. Der Grund ist eine Umbaumaßnahme von vor über 10 Jahren. Ursprünglich bestand die Entladeregulierung lediglich aus einem Thermostaten mit angeschlossenerm Paddelschalter im Frischwasserkreis. Wegen der hohen Fehleranfälligkeit des Schalters wurde dieser vor 15 Jahren (Mai 2001) durch einen Entladeregler (Typ: Enreg) ersetzt. Im Zuge des Umbaus wurde aber wegen des Installationsaufwandes auf einen Temperatursensor am Kopf des Solarspeichers verzichtet. Ohne den Sensor kann der Regler nicht entscheiden, wann der Speicher zu kalt ist und nicht weiter entladen werden sollte. Somit läuft die Entladepumpe kontinuierlich auch bei nicht sinnvollen Betriebspunkten. Ein weiterer Aspekt der Anlagenhydraulik ist, dass die Beladepumpe einen Volumenstrom von rund 200 l/h im Entladekreis erzeugt selbst wenn die Entladepumpe nicht in Betrieb ist. In Zeiten sehr geringer Einstrahlung nähert sich so die Solarspeichertemperatur der Frischwassertemperatur an. Da sich der Kollektorkreis-Wärmeübertrager mitsamt Temperaturfühler im warmen Heizungskeller befindet, fällt die Temperatur bei Kollektorkreisstillstand nie unter die Raumtemperatur. Dies hat im Winter bei kaltem Speicher zur Folge, dass auch die Beladepumpe läuft obwohl der Kollektorkreis stillsteht.

### **Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16**

Tabelle 6 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (03.09.2015 bis 02.09.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische

(kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 6 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 03.09.2015 bis 02.09.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 03.09.2015 – 02.09.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	234,7 MWh	3,19 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	95,4 MWh	1,30 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	95,4 MWh	1,30 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie Entladung Pufferspeicher	QSS	94,6 MWh	1,29 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	91,4 MWh	1,24 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
6	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	254,3 MWh	
7	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	166,1 MWh	
8	Energie der Nachheizung	QHT	329,1 MWh	
9	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	2.216 kWh	30,1 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
10	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2231 h	6,1 h/d
11	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	2865 h	10,6 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Entladung	HP3	8799 h	24 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Zirkulation	HP4	N/A	
14	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	N/A	
15	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,39 m <sup>3</sup> /h	
16	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	0,57 m <sup>3</sup> /h	
17	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	4.307 m <sup>3</sup>	11,8 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	58,6 l/(d·m <sup>2</sup> )	
18	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	40,7%	
19	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g <sub>SB</sub>	38,9%	
		g <sub>SN</sub>	38,0%	
20	Solarer Zapf-Deckungsanteil brutto netto	D <sub>SB_Zapf</sub>	35,9%	
		D <sub>SN_Zapf</sub>	35,1%	
21	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	21,7%	
22	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	21,2%	
23	Arbeitszahl des Solarsystems	A	41,2	

Wegen eines Loggerausfalls/Fehlers mussten zwei komplette Tage Ende März 2016 und die Außentemperatur von fünf Tagen im April korrigiert werden.

### Warmwasserverbrauch

Laut Abschlussbericht der TU Ilmenau [7] zu dieser Anlage wurde ursprünglich von einem täglichen Warmwasserverbrauch von 21 m<sup>3</sup>/d ausgegangen. Was bei den 201 m<sup>2</sup> an Absorberfläche einer Auslastung von 105 l/(m<sup>2</sup>·d) entspricht. Tatsächlich wurde nie mehr als 14,5 m<sup>3</sup>/Tag gemessen. Eine Erklärung für diese Diskrepanz von Auslegung und Messung gibt der Bericht nicht. Auffallend ist zudem der plötzliche Einbruch des Verbrauchs im Mai 2001 um fast 50%. Ursächlich könnte der im Schlussbericht [7] genannte defekte Kaltwasserzähler sein. Allerdings ist dieser 2007

lt. Bericht instandgesetzt worden, dennoch verzeichnete die Messtechnik daraufhin keine Änderung im Verbrauch. Die wahrscheinlichste Erklärung sind schwankende Bewohnerzahlen und Wassersparmaßnahmen. Im aktuellen Monitoring, siehe **Abbildung 10**, wurde hingegen ein Verbrauch von ca. 11,8 m<sup>3</sup>/Tag verzeichnet, was einer Auslastung von 59 l/(m<sup>2</sup>h) entspricht und damit unterhalb (66...71 l/(m<sup>2</sup>h)) der ersten drei Messperioden liegt.

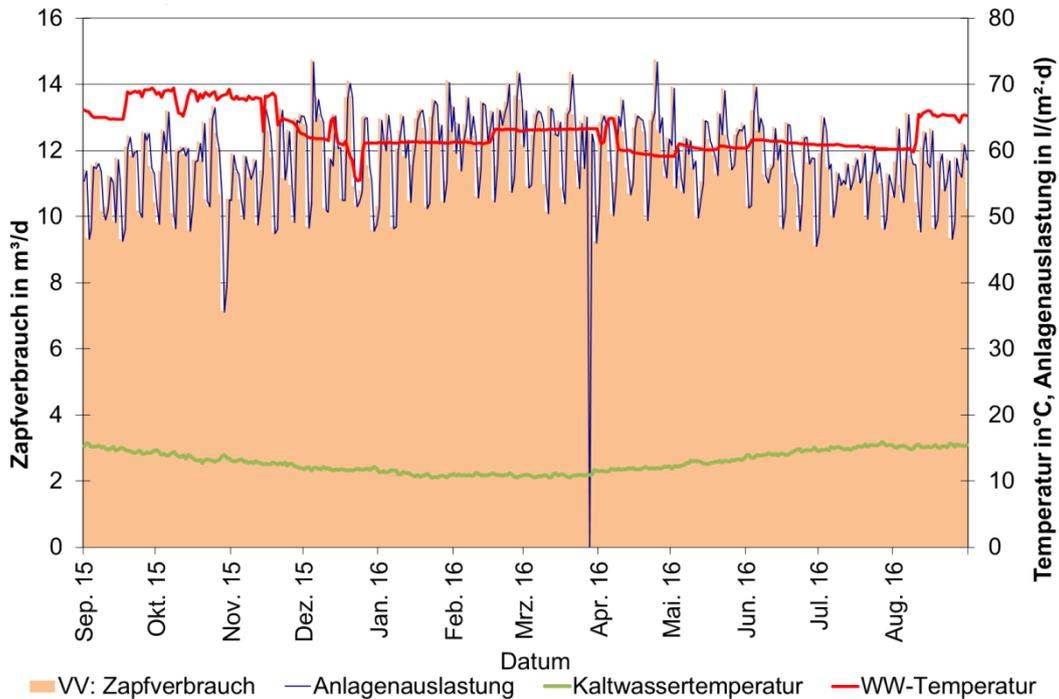


Abbildung 10 Tageswerte von Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage Seniorenheim „Käthe Kollwitz“ Jena

Während die Kaltwassertemperatur erwartungsgemäß über das Jahr einer Sinuskurve gleicht, zeigt die Warmwassertemperatur einen unsteten Verlauf. Der Gesamtdeckungsanteil am Energieverbrauch des Warmwassersystems schwankt zwischen 5% im Winter und bis 44% im Sommer, wie Abbildung 11 zeigt. Im Mittel beträgt der Anteil 21%.

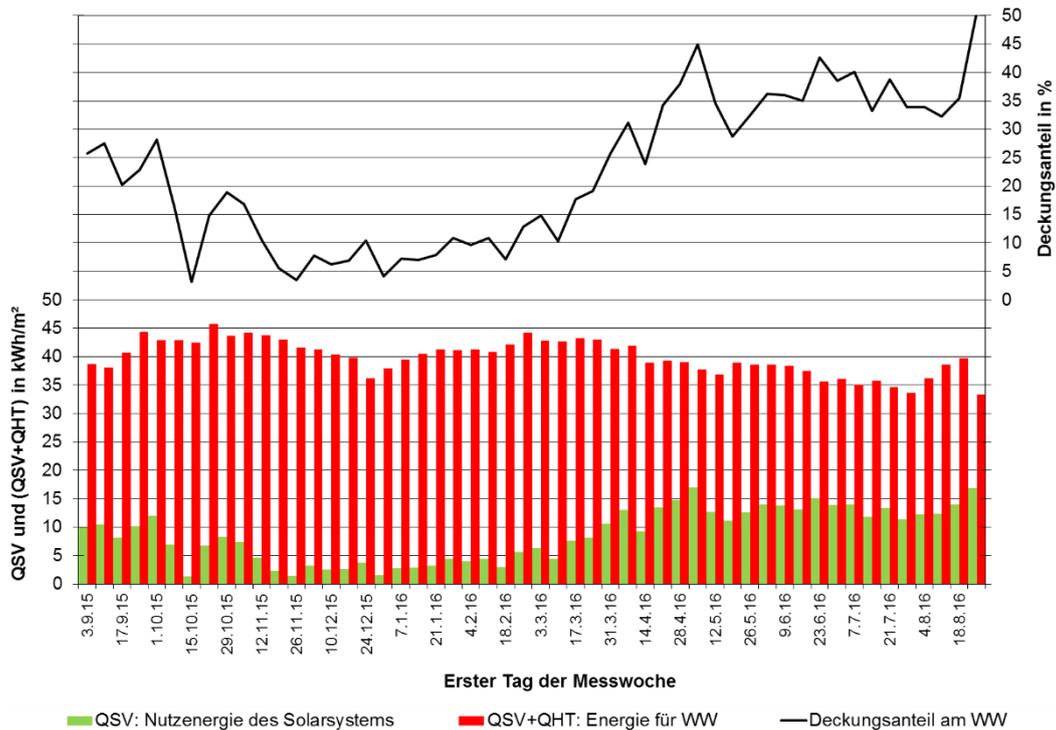


Abbildung 11 Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, der Energie für Warmwasserbereitung (Zapfverbrauch + Zirkulation + Speicherverluste) und Wochenmittelwerte des Gesamtdeckungsanteils

Bis auf den Zeitraum um den Jahreswechsel beträgt der Systemnutzungsgrad ca. 40%. Dieser konstante Verlauf zeichnet ein gut ausgelastetes System aus. Siehe **Abbildung 12**.

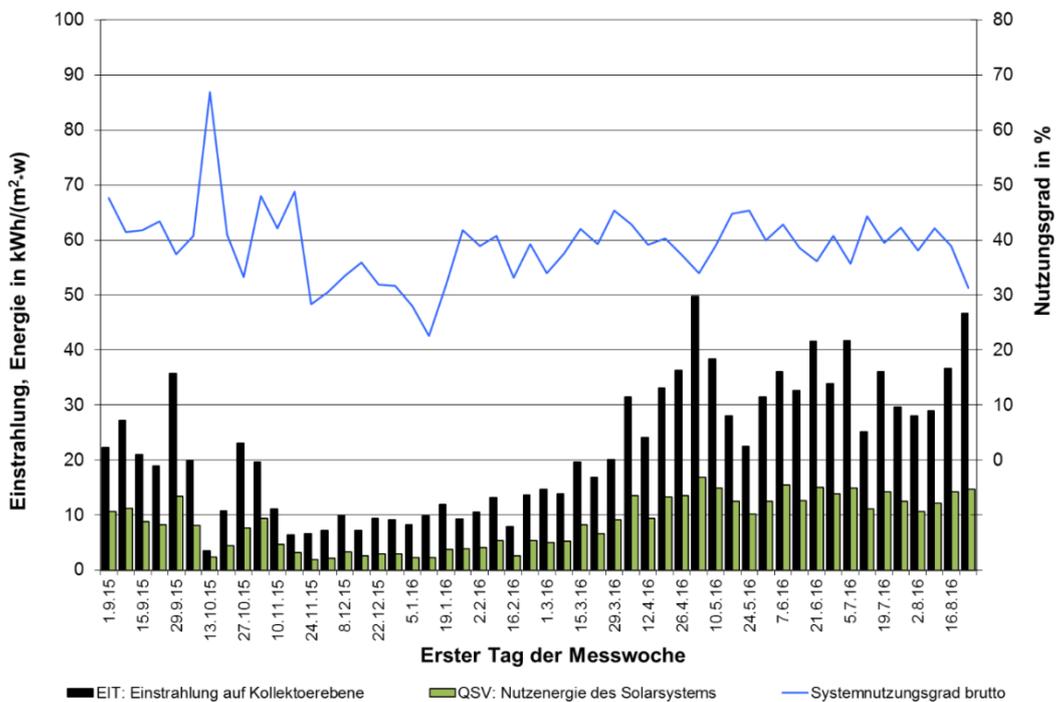


Abbildung 12 Spezifische Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

## Nutzungsgradvergleich

Neben den ersten drei Messperioden (1996 bis 1998) direkt nach Inbetriebnahme der Anlage 1996 liegen dank der Projektphase 4 des ursprünglichen ST2000-Programms weitere Daten bis 2010 vor. Die aus diesen Daten und dem aktuellen Monitoring (2015/16) ermittelten Nutzungsgrade stellt **Abbildung 13** dar.

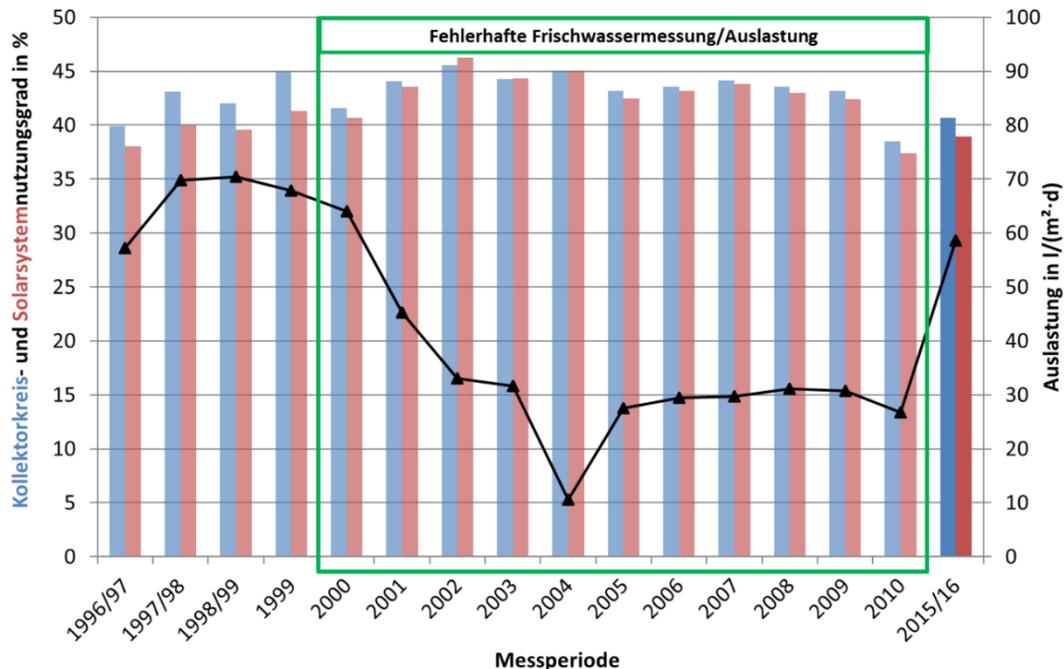


Abbildung 13 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [7]

Erfreulicherweise liegt die Anlage mit 40,7%/38,9% (Kollektorkreis-/Systemnutzungsgrad) im Jahr 2015/16 im Vergleich zu den ersten drei Jahren (38,6...44,1%/37,6...41,0%) gleichauf. In den Jahren 2000 bis 2007 kam es häufig zu Messfehlern bzw. Ausfällen in der Frischwasservolumenstrommessung. Aus diesem Grunde musste der Systemnutzungsgrad über die Entladeleistung QSS gebildet werden. Da die Entladeleistung QSS die Wärmeverluste am Entlade-WÜ nicht enthält wird der Systemnutzungsgrad im geringen Maß in 2000 bis 2007 überbewertet. Der gute Betriebszustand wird auch durch die hohe Arbeitszahl von  $41 \text{ kWh}_{\text{thermisch}}/\text{kWh}_{\text{elektrisch}}$  bestätigt.

Über die bisherige, beobachtete Lebenszeit betrachtet, lief die Anlage vorbildlich auf einem überwiegend konstanten Systemnutzungsgradniveau von 38...46%. Alterungserscheinungen (Stichwort Beladewärmeübertrager) an der Gesamtanlage wirkten sich wenn nur geringfügig auf den Nutzungsgrad aus.

## Garantieberechnung

Tabelle 7 Vergleich der Messdaten mit den T\*SOL Simulationsergebnissen

	Messdaten	Simulation
Gesamtstrahlung auf Kollektoren	234,7 MWh	232,1 MWh
Kollektorkreisnutzungsgrad	40,7%	42,0%
Systemnutzungsgrad Brutto	38,9%	41%
Zapfverbrauch	4307,9 m <sup>3</sup>	4276,0 m <sup>3</sup>
Solare Nutzwärme	91,4 MWh	95,0 MWh

Tabelle 7 zeigt den Vergleich der Messdaten mit den T\*SOL Simulationsergebnissen. Bis auf geringe Differenzen stimmt die Größenordnung der Simulationsergebnisse mit den Messdaten überein. Die sichtbaren Differenzen können hierbei durch Rundungsfehler in der Simulationsrechnung zustande gekommen sein. Wie bei den anderen simulierten Anlagen, lässt sich eine Abweichung des Zapfverbrauchs um etwa 0,7% beobachten.

Abbildung 14 zeigt den Vergleich der Wochenwerte des Systemnutzungsgrades von Simulation und Messung bei angegebener Strahlung über das gesamte Auswertungsjahr.

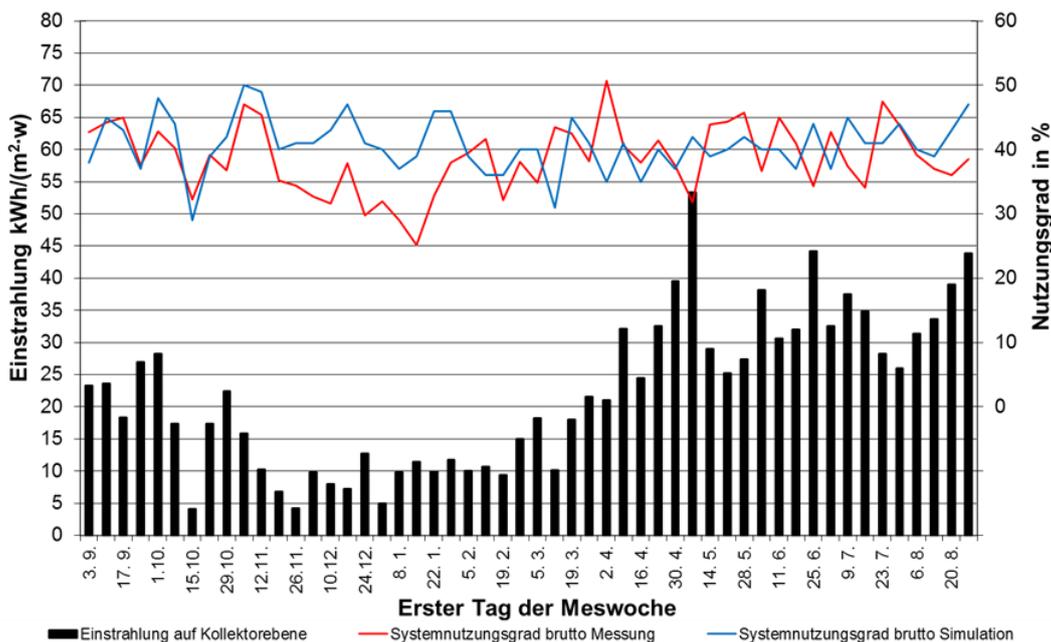
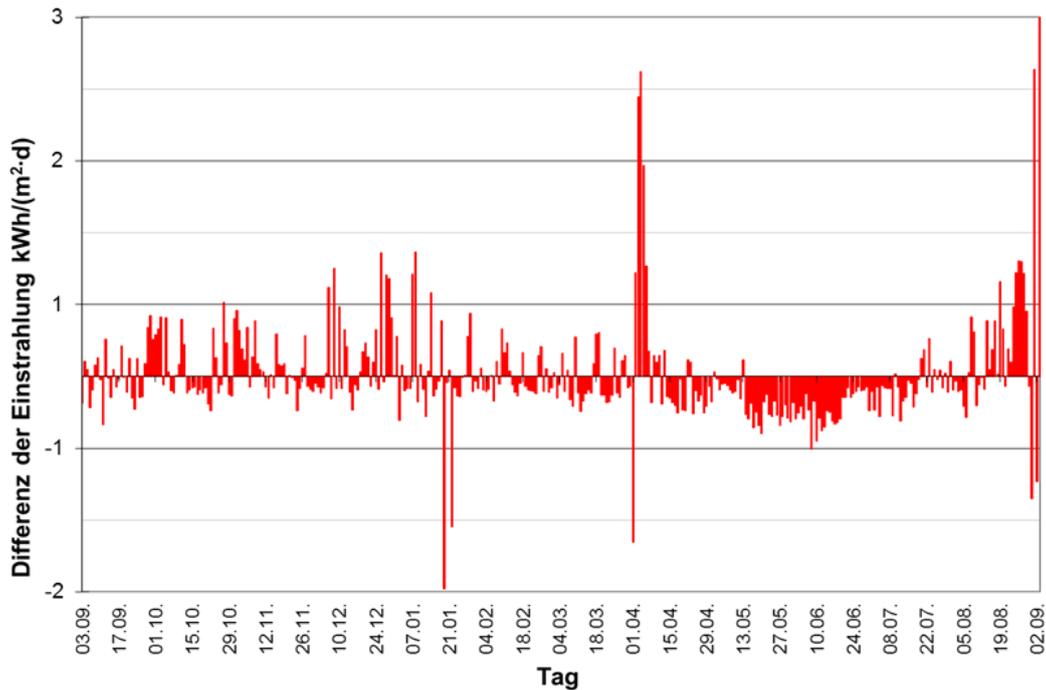


Abbildung 14 Systemnutzungsgradvergleich: Simulation vs. Monitoring

Zu Beginn des Messjahres stimmt der Verlauf des Systemnutzungsgrades von Messung und Simulation weitestgehend überein. Ab dem 12.11. scheint es bis zum 5.2. zu einer Verschlechterung des Nutzungsgrades zu kommen. Dies lässt sich jedoch anhand der Solarerträge, siehe Abbildung 16, nicht bestätigen.

Viel eher scheint die Ursache hierfür in der Differenz der gemessenen und simulierten Strahlungswerte zu liegen. Abbildung 15 zeigt hierfür die Differenz zwischen gemessener Strahlung und simulierter Strahlung auf die Kollektorfläche pro Tag über das gesamte Auswertungsjahr.



**Abbildung 15: Vergleich der Sonneneinstrahlung auf Kollektorebene zwischen Messung und Simulation**

Zu erkennen ist, dass die Solarstrahlung auf die Kollektorfläche an den einzelnen Tagen zwischen 0 und 2,5 kWh schwankt. Positive Werte bedeuten in dem Fall, dass der Sonneneinstrahlung der Messung höher ist und negative Werte zeigen eine höhere Sonneneinstrahlung der Simulation. Eine Erklärung für den „Einbruch“ des Nutzungsgrades der Messergebnisse wäre nun, dass die zur Berechnung zugrundeliegenden Strahlungswerte höher sind als jene in der Simulation. Das hat bei einem nahezu identischen Solarertrag, siehe Abbildung 16, die Folge, dass sich der Nutzungsgrad der Anlage verschlechtert. Durch diesen Zusammenhang können auch die weiteren kleineren Schwankungen des Systemnutzungsgrades zwischen Simulation und Messung erklärt werden. Darüber hinaus ist zu erwähnen, dass die Differenz der Systemnutzungsgrade im Zeitraum vom 12.11.2015 bis zum 05.02.2016 augenscheinlich höher ausfällt, als im Rest des Messjahres. Der Grund hierfür sind die ohnehin niedrigen Strahlungswerte während dieser Zeit (ca. 9 kWh/(m²·w)). Dadurch hat schon eine geringe Differenz der Strahlungswerte eine sichtbare Auswirkung auf den Systemnutzungsgrad. Abbildung 16 zeigt den Vergleich der Wochenwerte der Solarerträge für das gesamte Auswertungsjahr.

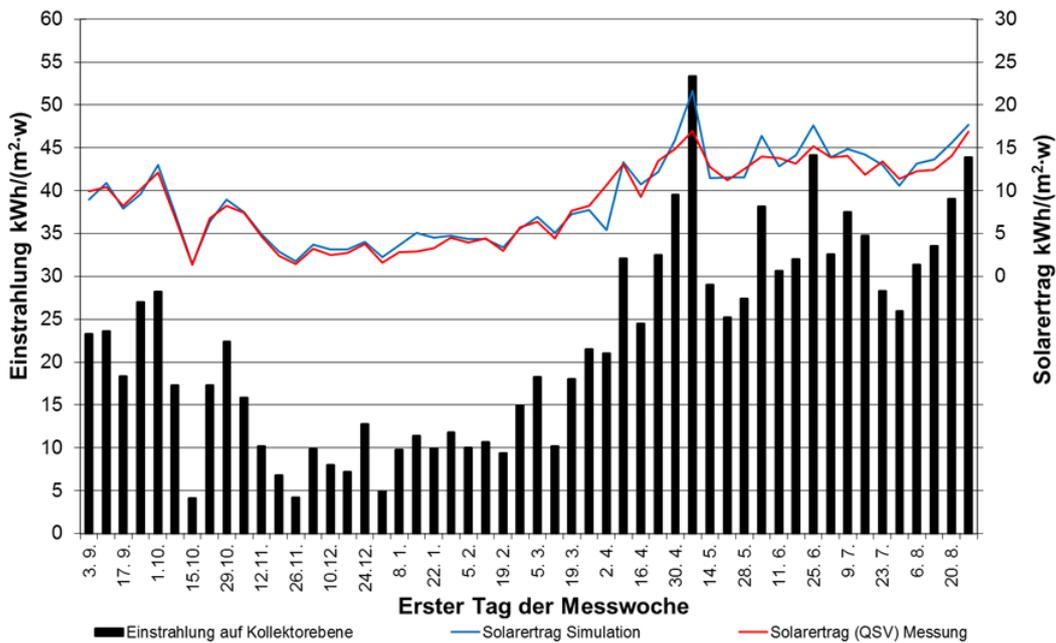


Abbildung 16 Vergleich der Solarerträge: Simulation vs. Messung

Wie bereits erwähnt sind die Solarerträge von Simulation und Messung nahezu identisch. Lediglich in den Sommermonaten bei sehr hohen Strahlungswerten kommt es zu einer etwas größeren Abweichung zugunsten der Simulation. Über das gesamte Auswertungsjahr gesehen lässt sich sagen, dass die Anlage gute Erträge lieferte. Diese wurden durch die Simulation bestätigt. Größere Mängel während des Auswertungsjahres sind anhand dieser Auswertung nicht zu verbuchen. Unstimmigkeiten sind lediglich in den Systemnutzungsgrade aufgetreten.

Für die Garantieberechnung wurden T\*SOL Simulationen mit fiktiven Randbedingungen, nach dem solaren Garantieverfahren im Rahmen des Programms Solarthermie2000plus, durchgeführt. Die daraus entstandenen Ergebnisse, sowie der Ergebnisse der Simulationen unter realen Betriebsbedingungen wurden in die, für die Garantieberechnung vorgesehenen Tabellen eingetragen. Die präzise Vorgehensweise der Garantieberechnung ist in [8] beschrieben und kann dort eingesehen werden.

Für die Anlage in Jena wurde damals ein garantierter Solarertrag von 101,9 MWh/a bei einer Einstrahlung von 214,9 MWh/a vom Bieter angegeben. In der aktuellen Messperiode erreichte die Anlage einen Solarertrag von 91,4 MWh/a bei einer Einstrahlung in Kollektorebene von 234,7 MWh/a. Für den Zapfverbrauch gab der Bieter eine Menge von 6.738 m<sup>3</sup> an. Dieser wurde für diese Messperiode mit 4.308 m<sup>3</sup> deutlich unterschritten. Zwar wird der von Bieter garantierte Solarertrag trotz höherer Einstrahlung, aber andererseits auch niedrigerer Auslastung, nicht erreicht, dennoch erfüllt die Anlage für diese Messperiode (2015/16) die Garantie für den Solarertrag sehr gut mit 101,51% und für den Systemnutzungsgrad mit 93,04%. Der Vergleich mit der Garantienachrechnung aus dem ersten Betriebsjahr (99% bzw. 103%) zeigt keine Änderung im Erfüllungsgrad, somit sind an dieser Anlage keine Leistungseinbußen durch Alterungserscheinungen nachweisbar.

Tabelle 8 Berechnungsblatt zum Garantieverfahren

<b>Berechnung zum Garantiertrag</b>					
<b>Objekt: Alten- und Pflegeheim 'Käthe Kollwitz' Jena</b>					
<b>Meßperiode: 03.09.2015 bis 02.09.2016</b>					
<b>Berechnungen durchgeführt von:</b>					
			A		
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.	
<b>Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen vorgegebenen Werte</b>					
1	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	6.738	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal (nach damaliger Vorgabe)	kWh/(m <sup>2</sup> a)	970,8	vorgegeben (T*SOL Berlin)	
3	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	214.861	vom Bieter angegeben	
4	garantierter Ertrag	kWh/a	101.907	vom Bieter garantiert	
5	garantiertes eta	%	47,43	gar. eta=(A4/A3)*100%	
6					
<b>7 Ergebnis mit T* SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte)</b>					
8	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	6.738	vorgegeben	
9	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> a)	1.009,8	vorgegeben (T*SOL Berlin)	
10	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	231.832	mit T*SOL berechnet	
11	Ertrag	kWh/a	107.558	mit T*SOL berechnet	
12	eta	%	46,39	eta=(A11/A10)*100%	
13	Faktor Ertrag		0,9475	Faktor Ertrag=A4/A11	
14	Faktor eta		1,0223	Faktor eta=A5/A12	
15	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktor von der T*SOL-				
16	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
17	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
18					
<b>19 Ergebnis mit T* SOL unter realen Betriebsbedingungen (Meßwerte)</b>					
20	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	4.308	gemessen	-36,07%
21	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> a)	1.030,6	gemessen	2,06%
22	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	232.060	mit T*SOL berechnet	0,10%
23	Ertrag	kWh/a	95.001	mit T*SOL berechnet	
24	eta	%	40,94	eta = (A23/A22)*100%	
25					
<b>26 Umrechnung der T* SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren</b>					
27	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	90.010	korr. Ertrag=A23*A13	
28	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	41,85	korr. eta=A24*A14	
29	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
30	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
31	bedingungen in die Bewertung der Meßergebnisse einfließen lassen zu können.				
32					
<b>33 Meßergebnisse unter realen Betriebsbedingungen</b>					
34	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	4.308	gemessen	
35	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> a)	1.030,6	gemessen	
36	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	234.663	gemessen	
37	gemessener Ertrag	kWh/a	91.369	gemessen	
38	gemessenes eta	%	38,94	gem. eta=(A37/A36)*100%	
39					
40					
<b>41 Ergebnis:</b>					
42	erreich. Energie in % von umger. T* SOL-Ergebnis	%	101,51	erreich. Energie=(A37/A27)*100%	
43	erreich. eta in % vom umger. T* SOL-Ergebnis	%	93,04	erreich. eta=(A38/A28)*100%	
44	<b>Garantie</b>		<b>erfüllt</b>		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 42,43) 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 22,36).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90%, so gilt die Garantie als erbracht.					



2,7 m<sup>3</sup>/h kollektorkreisseitig und 2,3 m<sup>3</sup>/h speicherseitig stützt diese Einschätzung. So hat bereits in den ersten Betriebsjahren eine Verschlechterung stattgefunden, siehe Abbildung 18.

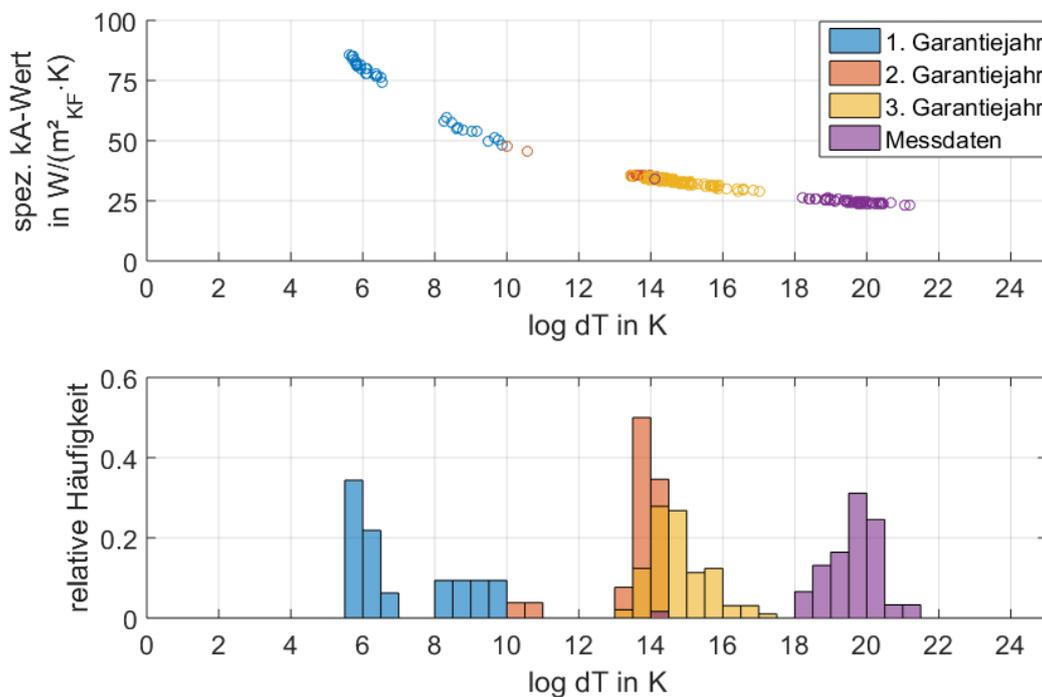


Abbildung 18 Beladewärmeübertrager in Jena - oben: spezifischer kA-Wert über log dT, unten: relative Häufigkeit von log dT

Im ersten Jahr fanden noch einige Wartungsarbeiten an den Wärmeübertragern und Pumpen statt wodurch diese Zweiteilung im log. dT und spezifischen kA-Wert möglicherweise zustande kam. Bereits im 2. Betriebsjahr stieg die Temperaturdifferenz auf 14 K und im dritten Jahr verschlechterte sie sich weiter auf 14 bis 16 K. Noch deutlicher als die gemessene Temperaturdifferenz zeigt der spezifische kA-Wert die stetige Leistungsabnahme des Beladewärmeübertragers. In der zweiten Hälfte des ersten Jahres erreicht der Wärmeübertrager 50 W/(m<sup>2</sup><sub>KF</sub>·K). Seitdem hat der spezifische kA-Wert weiter abgenommen. In der aktuellen Messperiode wurde nur noch 25 W/(m<sup>2</sup><sub>KF</sub>·K) erreicht. Somit erzielt der Wärmeübertrager derzeit nur noch rund 50% seiner einstigen Leistungsfähigkeit. Als Schlussfolgerung ist eine stetige Verschmutzung des Wärmeübertragers zu vermuten. Ein Hinweis auf die Ursache gibt der Abschlussbericht der TU Ilmenau [7] als auch die Erfahrungen aus dem aktuellen Monitoring: Häufig auftretende Probleme im Kollektorkreis wie Undichtigkeiten, zu geringer Kollektorkreisdruck, Pumpenausfälle und damit einhergehende häufig auftretende Stagnationstemperaturen führen zur beschleunigten Degeneration des Wärmeträgers. Die Folge sind Ablagerungen im Wärmeübertrager und ein höherer Wärmewiderstand zu Lasten der Übertragungsleistung. Eine Reinigung oder gegebenenfalls der Austausch des Beladewärmeübertragers ist zu empfehlen. Beim Entladewärmeübertrager ist ein Vergleich mit den Auslegungs-/Planungsdaten wegen fehlender Informationen nicht möglich. Stattdessen soll ein Vergleich der logarithmischen Temperaturdifferenz bei gleicher Übertragungsleistung (ca. 45 kW) und annähernd gleichen Volumenströmen (1,45 m<sup>3</sup>/h) der ersten drei Garantiejahre mit den aktuellen Messdaten den Zustand des Wärmeübertragers aufdecken. Hierzu zeigt Abbildung 19 im oberen Diagramm den kA-Wert über log dT und im Unteren die

relative Häufigkeitsverteilung von  $\log dT$ . Eigentlich sollte der Wärmeübertrager im ersten Jahr die höchste Übertragungsleistung erbringen. Dies war nicht der Fall. Im ersten Messjahr wurden  $\log. dT$  von 9 bis 12 K, im zweiten und dritten Garantiejahr dagegen 6 bis 8 K erreicht. Ein Grund für diesen Effekt wurde in den vorliegenden Berichten nicht genannt. Verglichen mit diesen Jahren hat sich die Übertragungsleistung der aktuellen Messperiode um nur ca. 1 Kelvin auf 8 bis 9 K verschlechtert. In Anbetracht der 20 Jahre Betriebszeit ist das als positives Ergebnis zu werten.

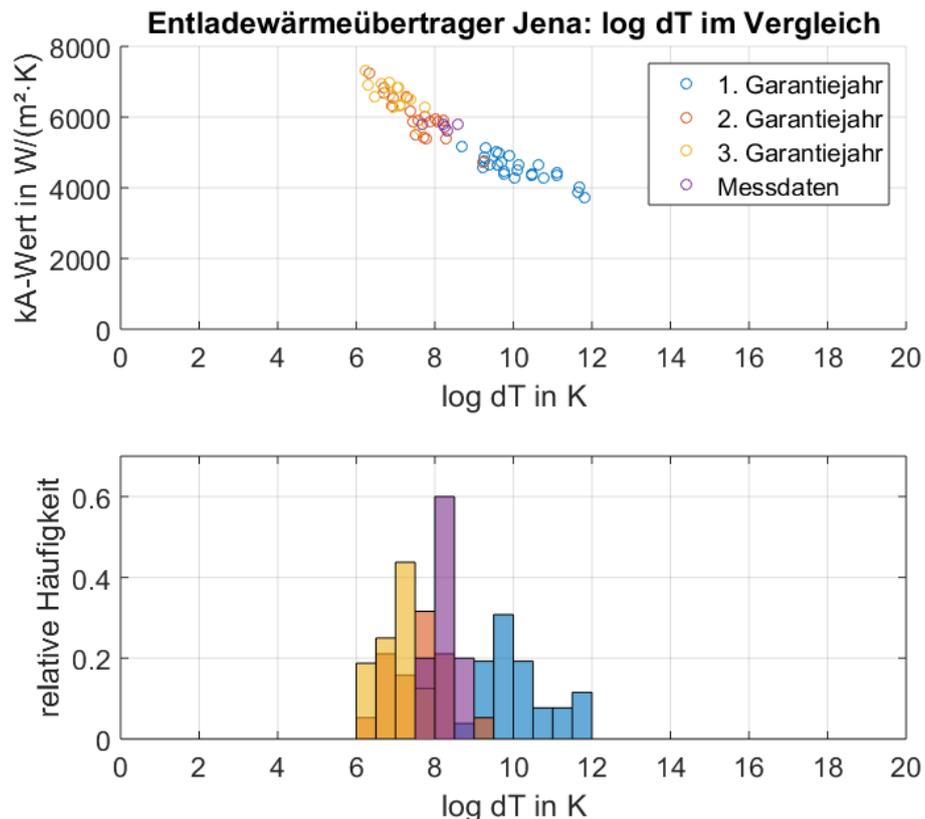


Abbildung 19 Relative Häufigkeit der  $\log.$  Temperaturdifferenz am Entladewärmeübertrager in Jena. Volumenstrom  $1,45 \text{ m}^3/\text{h}$  beidseitig bei  $45 \text{ kW}$  Übertragungsleistung

### Wirtschaftlichkeit

Bei der Planung bzw. Ausschreibung der Anlage verfolgten die Akteure das Ziel Nutzwärmekosten von weniger als  $15,3 \text{ ct/kWh}$ , bei 20 Jahren Laufzeit, einer Annuität von  $8,72\%$  und Investitionskosten von  $146.500 \text{ €}$  (inkl. Planung und MwSt.), zu erreichen. Das günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von  $106 \text{ MWh/a}$  was Nutzwärmekosten von  $12,1 \text{ ct/kWh}$  entspricht. In den 20 Jahren erreichte die Anlage im Mittel  $86 \text{ MWh}$  pro Jahr, also  $14,9 \text{ ct/kWh}$ . Damit liegen die erreichten Nutzwärmekosten unter den Grenzkosten und  $3 \text{ ct}$  über dem prognostizierten Garantiewert des beauftragten Bieters, vgl.

Tabelle 9. Nach 25 Jahren Betrieb wird die Anlage nach dem derzeitigen Stand voraussichtlich den vom Bieter garantierten Wärmepreis erreichen.

Tabelle 9 Nutzwärmekosten

<b>Kosten(1996)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		N/A
- Planung ohne MwSt.		N/A
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		126.300 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>2</sup></b>		<b>146.500 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		12.800 €
	pro Jahr	20-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	106 MWh	2.120 MWh (10.547 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	91 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	71..99MWh	1.720 MWh (8.557 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Energieertrag nach 30 Jahren (Prognose)	86 MWh	
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		81%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,121 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,141 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (20-Jahresmittel)		0,149 €/kWh
<b>Prognostizierter Wärmepreis</b> inkl. Planung und MwSt. bei		
- 25 Jahre Lebensdauer, 7,82% Annuität		0,133 €/kWh
- 30 Jahre Lebensdauer, 7,26% Annuität		0,124 €/kWh

Da Daten der Jahre 2011 bis 2014 fehlen sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug<sup>3</sup> in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 2000 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 260 €/a, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die bisherige Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 20 Jahren auf rund 15,2 ct/kWh.

<sup>2</sup> 16% und 19% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>3</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX: 0,129 €/kWh, Elektrischer Strom, Abgabe an Industrie, Jahresverbrauch 2000MWh bis unter 20000MWh einschließlich Verbrauchssteuern, ohne Mehrwertsteuer

## Fazit

Das Fazit fällt bei dieser Anlage positiv aus. Auch nach 20 Jahren erfüllt sie die Garantiewerte. Was keine Selbstverständlichkeit ist, so führten erhebliche Mängel an der Entladeregulierung und anschließend im Kollektorkreis zwischen 2000 und 2006 zu erheblichen Betriebsausfällen. Nur dank des Langzeitmonitorings (1999 bis 2010) konnten die Fehler von der TU Ilmenau erkannt und abgestellt werden und unterstreicht die Wichtigkeit einer detaillierten Systemüberwachung. Gleichwohl erfüllt die Anlage die Garantienachrechnung für 2015/16 im gleichen Maße wie bereits im ersten Betriebsjahr, Alterungserscheinungen sind also nicht feststellbar. Optimierungspotential ist im Kollektorkreis (hohe Temperaturen) und dem Beladewärmeübertrager (Reinigung bzw. Austausch) vorhanden. Der Entladewärmeübertrager zeigt zwar erste Anzeichen von abnehmender Übertragungsleistung, bedarf aber noch keiner Wartung. Zusammengenommen ist festzuhalten, dass es eine gut ausgelastete und mit handhabbaren Mängeln behaftete Anlage ist mit Potential weitere 20 Jahre Energie zu liefern.

### 2.1.2.2 Kreiskrankenhaus Kirchberg

Das Kreiskrankenhaus in Kirchberg wurde für den Kreis Zwickau in den Jahren von 1992 bis 1996 errichtet. Das Bettenhaus besitzt 180 Betten. In der angeschlossenen Küche werden täglich 190 Essen zubereitet. Schon im Vorfeld der Arbeiten entstand seitens des Betreibers, dem Landkreis Zwickauer Land, die Idee, die Warmwasserbereitung mit einer Solaranlage zu unterstützen. Das Kreiskrankenhaus ist ein Komplex aus zwei Gebäuden mit unterschiedlichen Bauhöhen und Dachformen. Die symmetrisch teilende Gebäudelängsachse liegt in Nordost-Südwest-Richtung. Die Lage des Gebäudekomplexes mit den einzelnen Aufstellorten von Systemteilen der Solaranlage ist in der folgenden Abbildung 20 zu sehen.

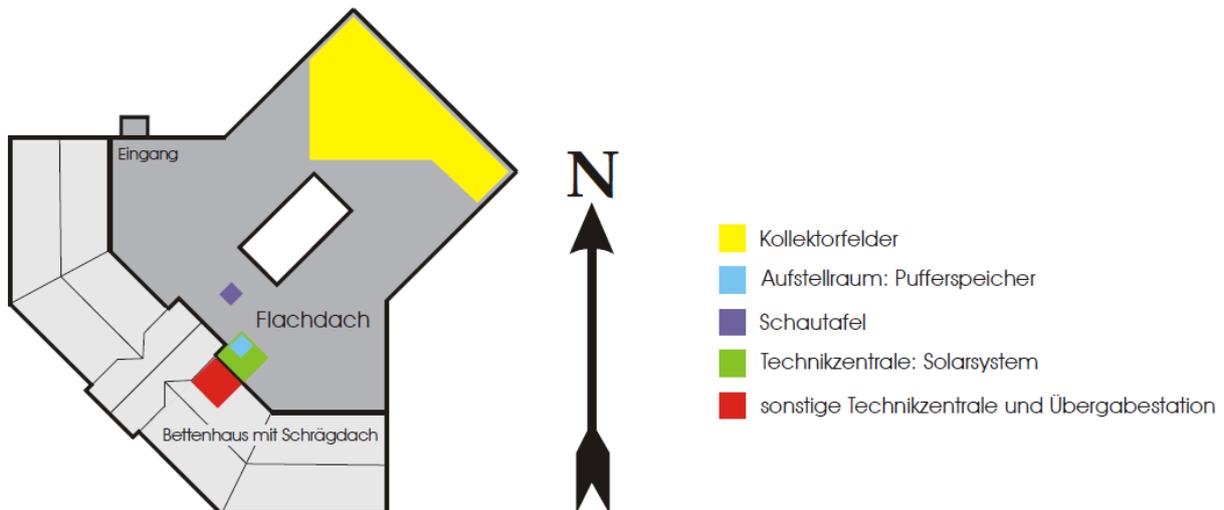


Abbildung 20 Lageplan der Solaranlage am Kreiskrankenhaus in Kirchberg [10]

Die Kollektorfläche mit einer aktiven Gesamtfläche von 180m<sup>2</sup> wurde auf dem Dach des Flachbaues installiert (Siehe Abbildung 21). Die Technikzentrale zur Warmwasserbereitung befindet sich im Keller des Bettenhauses. Die Technikzentrale der Solaranlage ist daneben im unteren Parkdeck des Flachbaues untergebracht. Es wurde hierfür eine Fläche, welche ursprünglich für zwei Parkplätze gedacht war, ummauert. Der Pufferspeicher befindet sich ebenfalls in der Technikzentrale der

Solaranlage. Um Platz zu sparen, ist er als Quader ausgeführt worden und erscheint im eingebauten Zustand als Wand. Die Messstation wurde auch in der Technikzentrale der Solaranlage untergebracht.



Abbildung 21 Kollektorfeld auf dem Flachdach des Kreiskrankenhauses Kirchberg [10]

Das Kollektorfeld hat eine aktive Fläche von insgesamt 181,5m<sup>2</sup>. Die aus der Sonnenstrahlung gewonnene Energie wird mittels einer Wärmeträgerflüssigkeit im Solarkreis transportiert und über einen Wärmeübertrager in den 10.000 Liter fassenden, rechteckigen Pufferspeicher geleitet. Die Einschichtung des solar erwärmten Pufferwassers geschieht temperaturorientiert. Das schwankende Solarenergieangebot erfordert eine konventionelle Nachheizung. Bei dieser Anlage erfolgt die Nachheizung durch Erdgas-Heizkessel über einen Wärmeübertrager der in den Trinkwasserkreis integriert ist. Die beiden Warmwasserbereiter haben ein Volumen von je 2.000 Liter und dienen als Bereitschaftsspeicher. [10]

Tabelle 10 Allgemeine Informationen zum Objekt in Kirchberg

<b>Objekt</b>	<b>Kreiskrankenhaus in Kirchberg</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung im Vorwärmssystem
<b>Kollektorfeld</b>	181,5m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Süd, 30° Neigung
<b>Speicher</b>	1 x 10m <sup>3</sup> Rechteckspeicher
<b>Regelung</b>	Resol ESF25
<b>Inbetriebnahme</b>	Januar 2000 ( Alter 16 Jahre)
<b>Monitoring</b>	04. November 2015 bis 03. November 2016

Nachfolgend das Hydraulikschaltbild der Anlage.

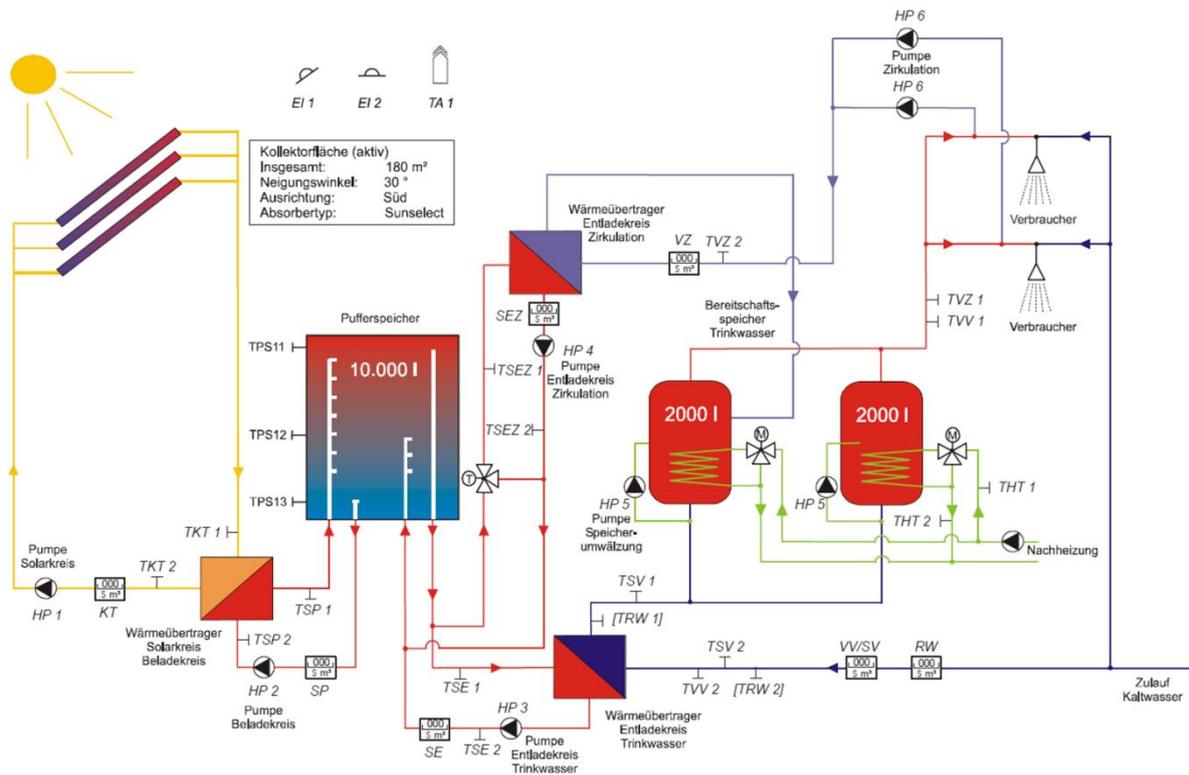


Abbildung 22 Hydraulikschema der Anlage am Kreiskrankenhaus in Kirchberg [10]

Der Ende Oktober durchgeführte Ortstermin zeigte eine Anlage im minder normalen Zustand mit den Problembereichen Kollektorkreisverrohrung und Entladekreis. Die Kollektorkreisrohre sind mit seitlich angeordneten Rohrschellen über einen Befestigungspunkt mit dem Dach verbunden. Die offensichtliche Schwachstelle sind die verrosteten Befestigungsgewindestangen aus Stahl, an manchen Stellen ist das Rohr nicht mehr mit der Halterung verbunden. Die Folge sind durchhängende Leitungen und aufgerissene Isolierungen, siehe Abbildung 23 und Abbildung 24. An diesen Stellen kann vermehrt Wasser in die Isolierung (Mineralwolle) eindringen und die Isolationswirkung herabsetzen.



Abbildung 23 aufgerissene Kollektorkreisisolierung durch "weggerostete" Gewindestange



Abbildung 24 durchhängende Kollektorkreisleitung

Extrem zeigen sich die Auswirkungen bei der vordersten Kollektorreihe, das Rohr ist höchstwahrscheinlich bereits verformt, siehe Abbildung 25.



Abbildung 25 verformte Kollektorkreisleitung

Dem schlechten Zustand der Kollektorkreisverrohrung stehen ungewöhnlich saubere Kollektoren gegenüber. Bei dem überwiegenden Teil sind weder Verschmutzungen noch Trübungen erkennbar. Lediglich ein kleiner Teil der Kollektoren weist in den unteren 10 bis 20 cm Kondensation auf.

Ein weiterer neuralgischer Punkt der Anlage war der Entladekreis, sowohl zur Trinkwasser- als auch Zirkulationsvorwärmung. Auf der Primärseite des Wärmeübertragers der Trinkwasservorwärmung traten am Entlüfter deutliche Strömungsgeräusche auf. Der sekundäre Kreis der Zirkulationsvorwärmung war sogar vollständig mit Luft gefüllt. Wurde an einem Ventil gedreht so entwich ausschließlich Luft. Ende 2015 wurde die Trinkwasservorwärmung entlüftet und läuft seitdem problemlos, die Zirkulationsvorwärmung ist weiterhin defekt.



Abbildung 26 Undichtiges Ventil in der Zirkulationsvorwärmung

### Monitoring

Im ersten Monat des Monitorings wurde der Speicher nur sporadisch entladen und zudem mit einem zu hohen primärseitigen Volumenstrom. Der durch den Betreiber durchgeführte Pumpentausch und die erfolgte Entlüftung der Frischwasservorwärmung ermöglicht nun wieder eine regelmäßige Entladung.



Abbildung 27 Foto der Anlagenhydraulik in Kirchberg

Durch den zu hohen Volumenstrom auf der Primärseite des Entladekreises ist die Temperaturdifferenz mit 2 bis 3 Kelvin viel zu gering. Des Weiteren wird der Solarspeicher nur bis zu einer Temperatur von rund 40°C entladen. Die Reduzierung der Pumpenstufe und ein herabsetzen der Ausschalttemperatur am Regler könnte eine Besserung bewirken. Der Betreiber wurde dahingehend informiert und

angeboten die optimalen Einstellungen des Entladereglers unter Zuhilfenahme der Messdaten zu eruieren. Seitens des Betreibers erfolgte keine Reaktion auf das Angebot.

### Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16

Tabelle 11 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (04.11.2015 bis 03.11.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 11 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 04.11.2015 bis 03.11.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 04.11.2015 – 03.11.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	202,9 MWh	3,05 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	66,4 MWh	1,00 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	58,7 MWh	0,88 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie Entladung Pufferspeicher	QSE	57,9 MWh	0,87 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems Frischw.	QSV	55,6 MWh	0,84 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
6	Nutzenergie des Solarsystems Zirk.	QSEZ	2,3 MWh	0,03 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
7	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	123,1 MWh	
8	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	29,5 MWh	
9	Energie der Nachheizung	QHT	94,7 MWh	
10	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	1.421 kWh	21,4 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
11	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1862 h	5,1 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	1535 h	4,2 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Frischw.-Vorw.	HP3	3089 h	8,4 h/d
14	Betriebsstunden Pumpe Zirk.-Vorw.	HP4	2987 h	8,2 h/d
15	Betriebsstunden Pumpe Umwälzung	HP5	8781 h	24 h/d
16	Betriebsstunden Pumpe Zirkulation	HP6	8781 h	24 h/d
17	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	2,33 m <sup>3</sup> /h	
18	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,22 m <sup>3</sup> /h	
19	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSE	1,52 m <sup>3</sup> /h	
20	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	2.001 m <sup>3</sup>	5,47 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	30,1 l/(d·m <sup>2</sup> )	
21	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	29,0%	
22	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g <sub>SB</sub>	28,5%	
		g <sub>SN</sub>	27,8%	
23	Solarer Zapf-Deckungsanteil brutto netto	D <sub>SB_Zapf</sub>	47,0%	
		D <sub>SN_Zapf</sub>	45,9%	
24	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	37,9%	
25	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	37,9%	
26	Arbeitszahl des Solarsystems	A	40,7	

## Warmwasserverbrauch

Mit einem mittleren Warmwasserverbrauch von 5,5 m<sup>3</sup>/d lag die aktuelle Messperiode 7,5 m<sup>3</sup>/d unter dem Auslegungswert (13 m<sup>3</sup>/d) und 3 bis 4 m<sup>3</sup>/d unter dem Verbrauch von 2008 bis 2011 mit 8,5 bis 9,5 m<sup>3</sup>/d. Damit einhergehend sank ebenfalls die Auslastung von rund 50 l/(m<sup>2</sup>·d) auf 30 l/(m<sup>2</sup>·d) und verfehlt damit den Auslegungswert von 70 l/(m<sup>2</sup>·d) um 58%.

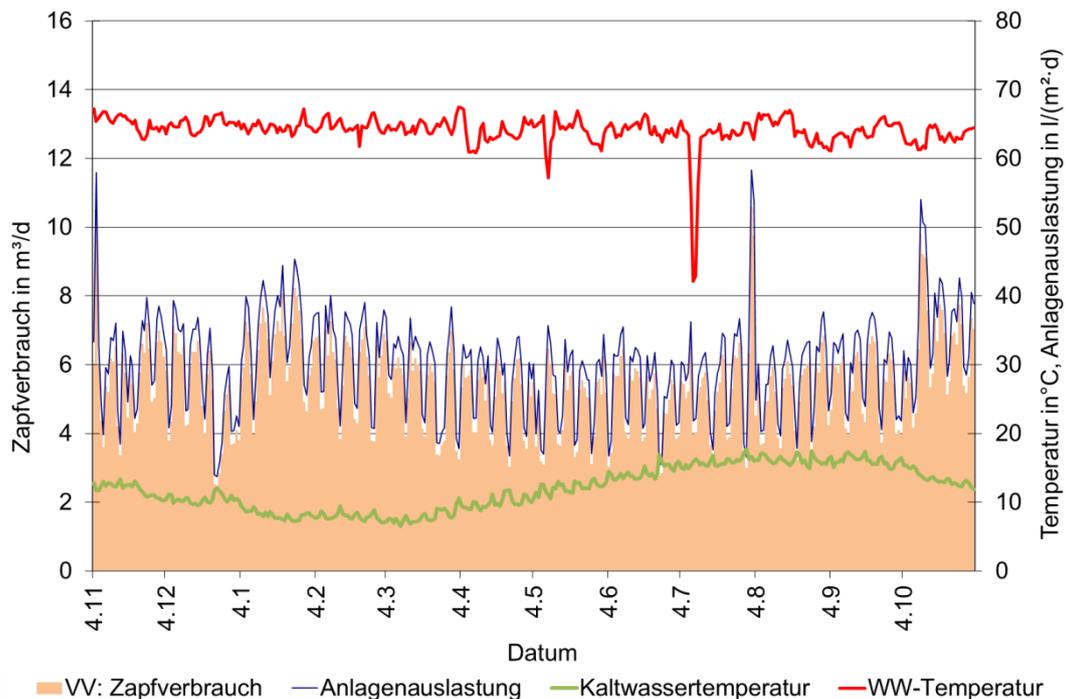


Abbildung 28 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage am Kreiskrankenhaus Kirchberg

Gründe für den gesunkenen Warmwasserbedarf können vielfältig sein: Wie zum Beispiel eine einfache Laständerung durch eine geänderte Bettenbelegung, Nutzungsänderungen der versorgten Bereiche oder auch Umbindungen am Verteilnetz. Weiterhin könnten einfache Wassersparmaßnahmen oder der Umstieg auf eine dezentrale Warmwasserbereitung zum gesunkenen Bedarf beigetragen haben. Die angesprochene Absenkung führt gleichsam zu einer Erhöhung des solaren Deckungsanteils, vgl. Abbildung 29.

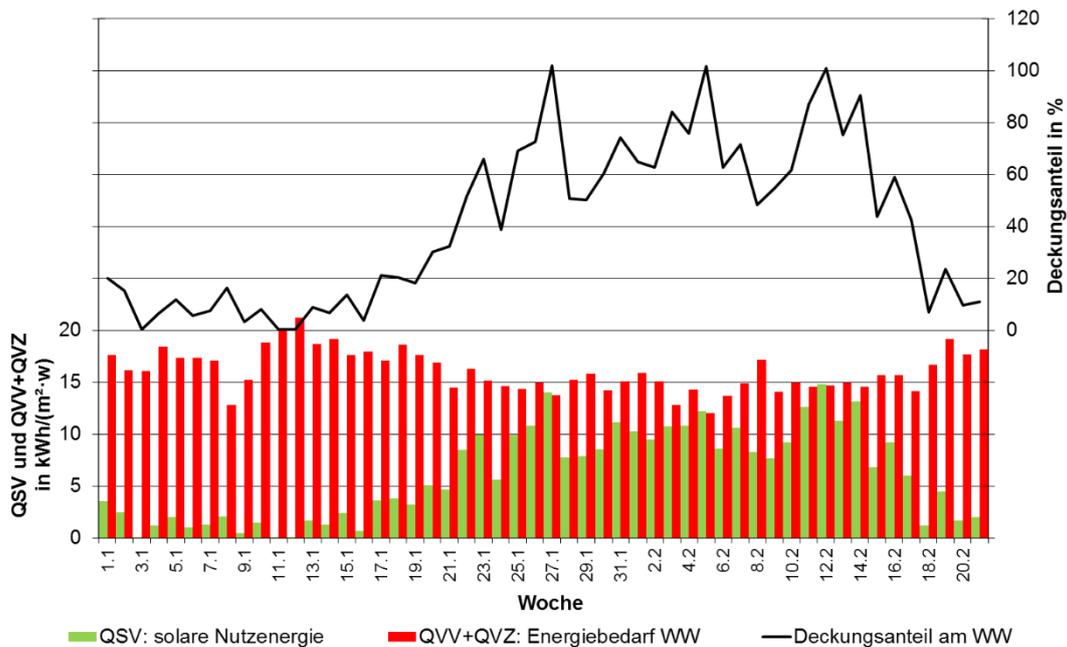


Abbildung 29 Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, der Energie für Zapfverbrauch + Zirkulation und Wochenmittelwerte des Gesamtdeckungsanteils

Im Winter wurden ca. 10%, im Sommer zwischen 50 und 100% erreicht. Die Einbrüche im Mai und Juli resultieren aus einer geringen Solarstrahlung. Im Mittelwert beträgt der Deckungsgrad 38%. Daten zum Deckungsanteil existieren nur aus den ersten beiden Messperioden von 2002 und 2003 und betragen damals 29,0 bzw. 31,5%. Gleichsam mit dem positiven Effekt des gesunkenen WW-Bedarfs auf den solaren Deckungsanteil sinkt der Solarsystemnutzungsgrad. Abbildung 30 zeigt den Jahresverlauf des Systemnutzungsgrad zusammen mit den Einstrahlungswerten und dem Solarertrag.

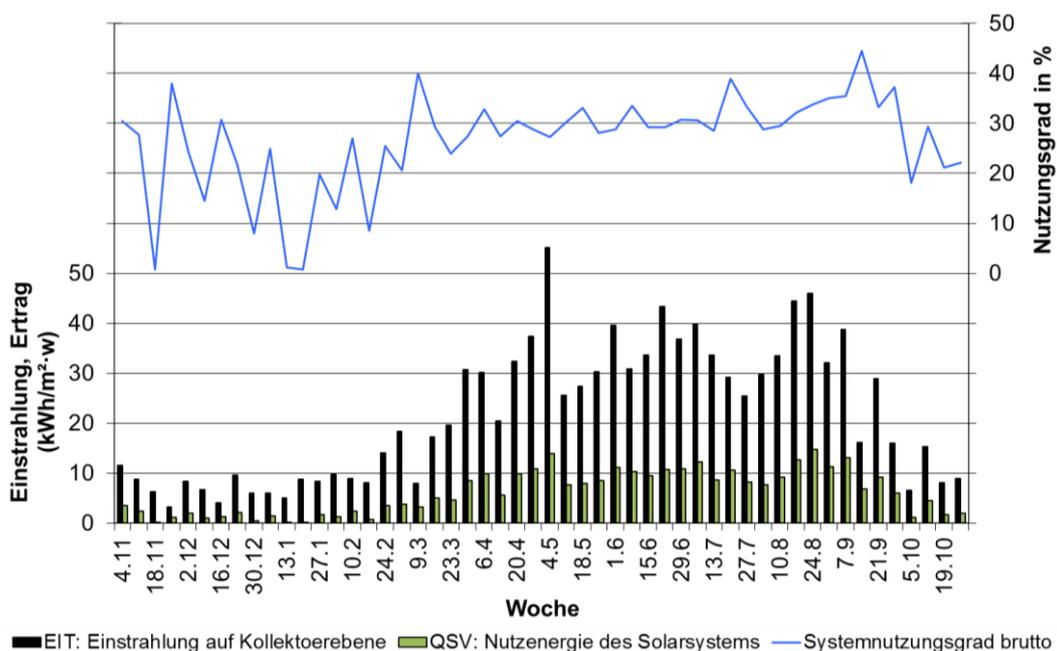


Abbildung 30 Spezifische Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

In den Wintermonaten von November bis März schwankt der Systemnutzungsgrad zwischen 0 und 30%. Ab März erreicht dieser einen recht konstanten Wert von ca. 30 bis 40%.

### Nutzungsgradvergleich

Zusammen mit dem Warmwasserbedarf bzw. der Auslastung nimmt tendenziell auch der Systemnutzungsgrad ab, vgl. Abbildung 31. Das Jahr 2002/03 sticht mit einem hohen Systemnutzungsgrad von 42% gegenüber den anderen Daten heraus, einen Grund wurde im Bericht [10] hierfür nicht genannt und konnte auch nicht eruiert werden. Da die restlichen Daten einen Nutzungsgrad zwischen 34 und 37% aufweisen wird von einem Ausreißer in Form von Mess- oder Auswertefehler in der zweiten Messperiode (2002/03) ausgegangen. Ein direkter Vergleich mit den Jahren 2008 bis 2011 gestaltet sich ebenso schwierig, insofern die Daten dieser Messperioden keine vollständigen Jahre mit jeweils 365 Tage repräsentieren, sondern nur Zeiträume von 93 (2008); 250 (2009), 284 (2010) und 289 Tagen (2011). Grund für die Lücken waren laut Abschlussbericht der TU Chemnitz [10] „nicht nachvollziehbare“ Abschaltungen der Messtechnik durch den Betreiber. Der etwas gering erscheinende Systemnutzungsgrad in der ersten Messperiode (2001/02) ist hauptsächlich auf einen zweimonatigen (September bis November) Ausfall des Entladereglers zurückzuführen.

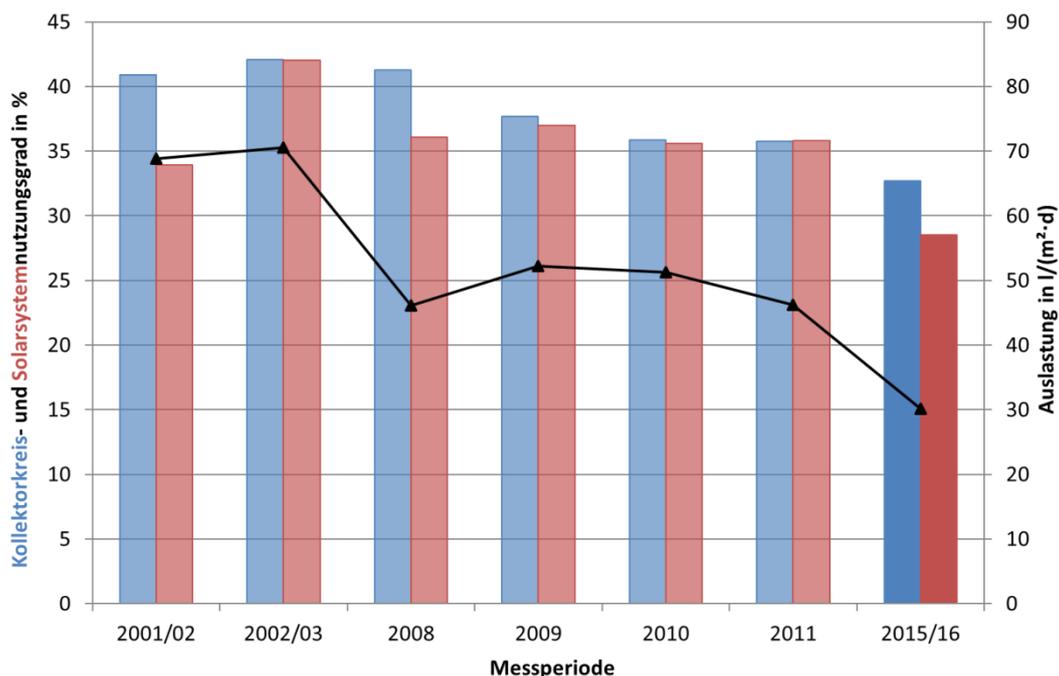


Abbildung 31 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [6]

Insgesamt lässt sich ein Rückgang beider Nutzungsgrade seit 2011 um 3 (Kollektorkreis) bzw. 6%-Punkte (System) festhalten, was primär auf den zurückgegangenen Warmwasserbedarf zurückzuführen ist.

### Kollektorkreis und Wärmeübertrager

Die Auswertung der Leistungsfähigkeit des Beladewärmeübertragers im Kollektorkreis ergibt erste Hinweise auf einen Leistungsrückgang im aktuellen Monitoring. Geplant war ein spezifischer kA-Wert von  $120 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ , aktuell sind es

noch  $79 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}}\cdot\text{K})$ , ein Rückgang um 34%. Tabelle 12 stellt die Auslegungswerte [10] und Messwerte gegenüber.

Tabelle 12 Beladekreis-WÜ: Gegenüberstellung Auslegungspunkt und Messwerte 2015/16 (Randbedingungen siehe 0)

	Auslegung	2015/16
Leistung	108,9 kW	53,0 kW
Volumenstrom Primär	2,244 m <sup>3</sup> /h	2,398 m <sup>3</sup> /h
Volumenstrom Sekundär	2,244 m <sup>3</sup> /h	2,224 m <sup>3</sup> /h
Logarithmisches dT	5 K	3,68 K
Spezifischer kA-Wert	120 W/(m <sup>2</sup> <sub>KF</sub> ·K)	79 W/(m <sup>2</sup> <sub>KF</sub> ·K)

Allerdings weichen die Randbedingungen im aktuellen Monitoring von den Auslegungswerten ab, so fällt zunächst der im Monitoring leicht (+7%) höhere Primärkreisvolumenstrom (Kollektorkreis) auf. Die Abweichungen sind jedoch gering und haben somit keinen signifikanten Einfluss auf das Ergebnis. Größere Auswirkungen hat die mittlere Übertragungsleistung, mit 53 kW nur etwa die Hälfte vom Auslegungspunkt. In der Messperiode 2015/16 werden zu 97% Leistungen unter 80 kW übertragen. Weiterhin existiert nur ein Messpunkt im ganzen Jahr an dem 100 kW gemessen wurde, ein Punkt an dem kein stationärer Betrieb vorlag und somit auch nicht auswertbar<sup>4</sup> ist. Mit  $79 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}}\cdot\text{K})$  liegt der Wärmeübertrager derzeit rund 20% unter dem Optimum von  $100 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}}\cdot\text{K})$ , vgl. Abbildung 32.

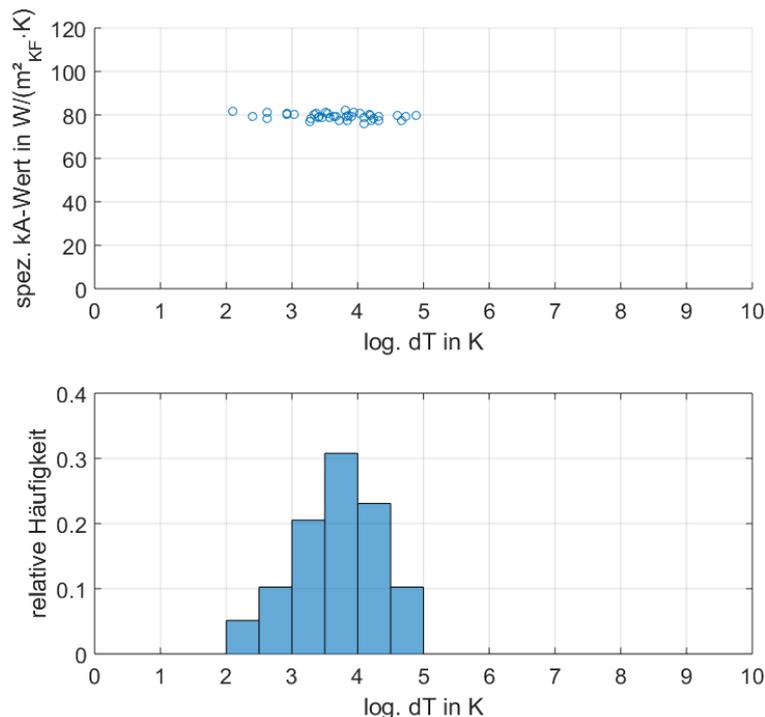


Abbildung 32 Relative Häufigkeit der log. Temperaturdifferenz am Beladewärmeübertrager. Volumenstrom 2,4/2,2 m<sup>3</sup>/h (Primär/Sekundär) bei 53 kW Übertragungsleistung

<sup>4</sup> Wird dieser Punkt dennoch ausgewertet ergibt sich bei einer Übertragungsleistung von 102,4 kW und einem log. dT von 7,26 K ein spezifischer kA-Wert von  $77,71 \text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$  und ist damit sogar geringer.

Ob Ablagerungen bzw. Verschmutzung ursächlich für die Leistungseinbußen ist kann nicht abschließend geklärt werden. Sofern nicht bereits geschehen ist eine Überprüfung angeraten.

Die Überprüfung des Kollektorwirkungsgrad ergibt für die aktuelle Messperiode einen, wie erwartet, geringeren Wirkungsgrad gegenüber dem Laborwert, vgl. Abbildung 33.

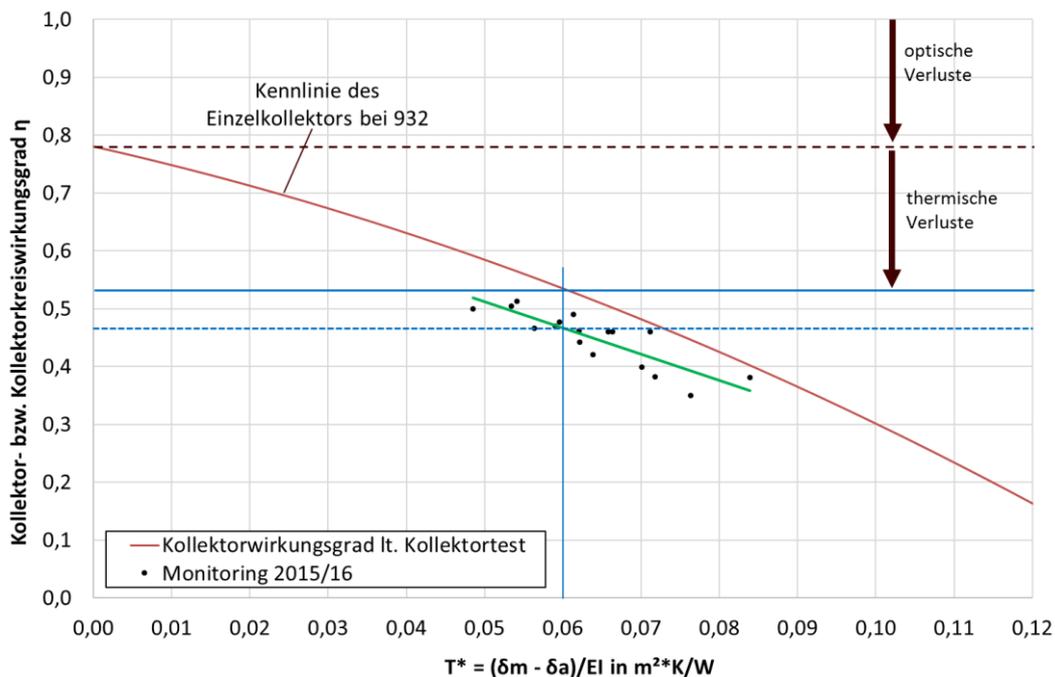


Abbildung 33 Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 30-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus dem aktuellen Monitoring

Wegen der geringen Ablagerate alle 30 Minuten sind nur wenige stationäre Betriebspunkte erfass- und auswertbar. Die verbleibenden Punkte ergeben einen rund 5 bis 8%-Punkte geringeren Wirkungsgrad im Vergleich zum Laborwert. Neben den höheren Wärmeverlusten im realen Betrieb, könnte das in der Abdeckung kondensierte Wasser (Beslag, siehe Abbildung 34) mancher Kollektoren zur Minderleistung beitragen.



Abbildung 34 Beschlag (kondensierten Wasser) in der Abdeckung mancher Kollektoren

Andererseits sind die Kollektoren erstaunlich sauber, vermutlich Resultat der windexponierten Lage in Kombination mit anderen Selbstreinigungseffekten oder einfach regelmäßiger Wartung durch den Betreiber. Eine Überprüfung der Ursache für den Beschlag erscheint angebracht.

Ebenfalls einer Überprüfung bedarf die Entladeseite. So funktioniert die Zirkulationsvorwärmung wie oben beschrieben nicht. Einerseits enthalten die Leitungen zum WT3 zum großen Teil nur Luft, andererseits funktioniert auch die Regelung nicht. Laut Abschlussbericht [10] sollte die Zirkulationsvorwärmung starten sobald die obere Solarspeichertemperatur um 4 K höher als der Zirkulationsrücklauf (TVZ2) ist und bei unter 2 K abschalten. In der aktuellen Messperiode schaltet die Regelung an nicht klar definierbaren und nicht sinnvollen Zeitpunkten die Vorwärmung zu. So läuft oft über mehrere Tage und Wochen die Pumpe (HP4) durch obwohl der Solarspeicher zu kalt ist, aber auch wenn die Temperatur hoch genug ist wird oft keine Wärme entnommen. Abbildung 35 stellt die primärseitigen Temperaturen am Zirkulationswärmeübertrager (TSEZ1+2), die obere Solarspeichertemperatur (TPS1) und das Pumpensignal (HP4) des Entladekreises (Zirkulation) dar.

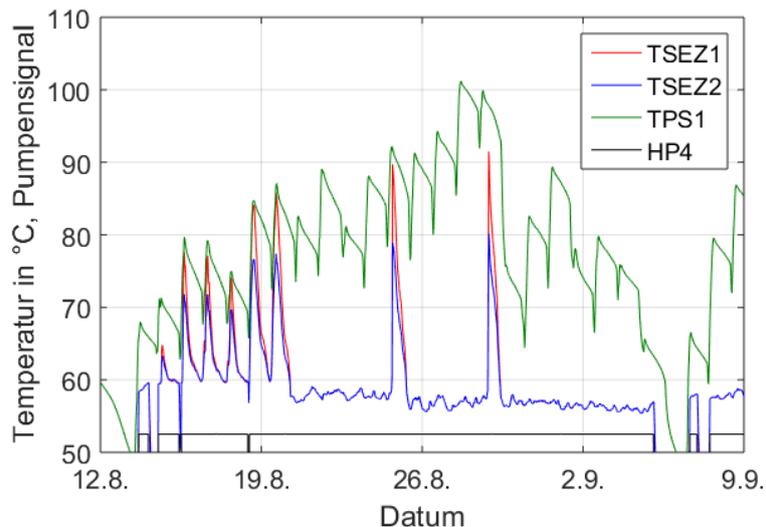


Abbildung 35 Temperaturverlauf der primärseitigen Temperaturen der Zirkulationsvorwärmung, obere Solarspeichertemperatur sowie Pumpensignal

Zwischen dem 13.08. und 05.09. läuft die Pumpe der Zirkulationsvorwärmung durchgängig, eine Vorwärmung findet aber nur in den ersten sechs Tagen sowie an zwei separaten Tagen mitten in diesem Zeitraum statt. Obwohl die obere Solarspeichertemperatur (TPS1) teils deutlich höher als zu Beginn des Zeitraumes ist, läuft die Vorwärmung an diesen Tagen nicht. Eine Ursache für diese sporadisch auftretende Vorwärmung bei ständig laufender Entladepumpe HP4 könnte bislang nicht eruiert werden. Fakt ist, dass die Vorwärmung wie sie jetzt läuft keinen sinnvollen Beitrag leistet. Aufgrund dieses Problems gibt es keine verwertbaren Betriebspunkte an denen die Leistungsfähigkeit des Wärmeübertragers überprüft werden könnte. Im Zuge der nächsten Revision ist neben der Regelung und den Lufteinschlüssen auch der Wärmeübertrager und das Thermostatventil gründlich in Augenschein zu nehmen.

Auch auf der Entladeseite zur Frischwasservorwärmung liegt Optimierungspotential in der Regelung. Wobei es hier in der Hauptsache um die richtige Einstellung des Entladereglers (Meßer Pumpenregler PRB 2) geht. Der Regler steuert den primärseitigen Volumenstrom in proportionaler Abhängigkeit vom anliegenden Zapfvolumenstrom. Dieser Proportionalitätsfaktor (oder die Pumpenstufe) ist derzeit zu hoch eingestellt, sodass auf der Entladeseite ein höherer Volumenstrom anliegt als auf der Frischwasserseite, vgl. Abbildung 36. Die Folge sind geringe primärseitige Temperaturspreizungen, also hohe Rücklauftemperaturen, mit dem Resultat, dass die Schichtung im Solarspeicher gestört wird.

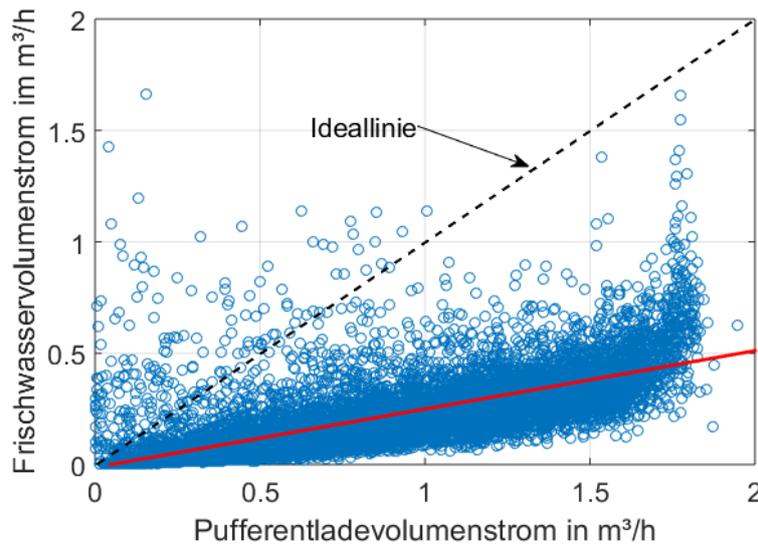


Abbildung 36 Frischwasservolumenstrom über Pufferentladevolumenstrom bei Zapfung

Optimal wären gleiche Volumenströme auf beiden Seiten (schwarzgestrichelte Linie). Ein weiteres Problem betrifft die untere Abschaltgrenze: Laut Regelbeschreibung [10] schaltet der Regler die Pumpe ab wenn die obere Solarspeichertemperatur unter  $12^{\circ}\text{C}$  sinkt. Im aktuellen Monitoring schaltete der Regler die Pumpe bereits bei  $40^{\circ}\text{C}$  ab. Siehe Abbildung 37.

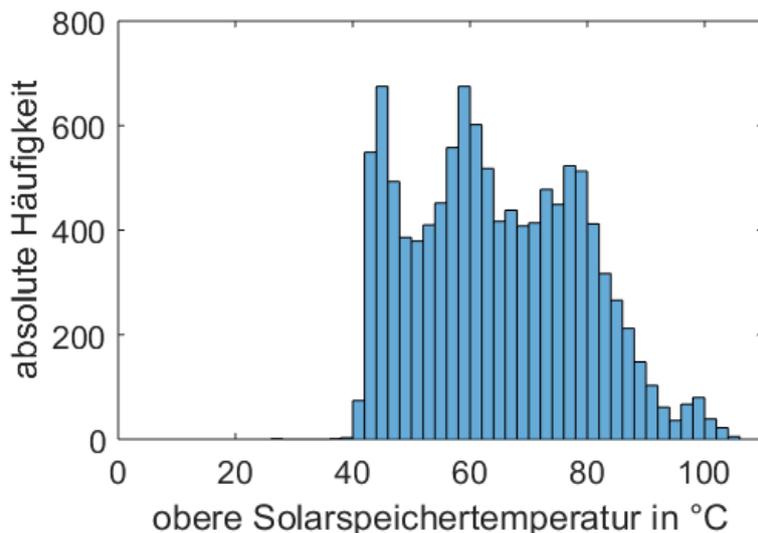


Abbildung 37 Obere Solarspeichertemperatur bei aktiver Frischwasservorwärmung

Somit bleibt ein nennenswerter Teil der solaren Wärme, vermutlich wegen eines Einstellungsfehlers, ungenutzt.

Ein Vergleich der Leistungsfähigkeit des Entladewärmeübertragers für die Frischwasservorwärmung aus der aktuellen Messperiode mit den Auslegungswerten ist nicht möglich, da sich die Randbedingungen zu stark unterscheiden. So wurde der Wärmeübertrager für eine Leistung von 117 kW bei einem primär- wie sekundärseitigen Volumenstrom von  $3,1 \text{ m}^3/\text{h}$  ausgelegt. Der dem Auslegungspunkt am nächsten kommende Messwert misst eine Übertragungsleistung von 88,2 kW bei einem primärseitigen Volumenstrom von  $1,5 \text{ m}^3/\text{h}$  bzw.  $2,8 \text{ m}^3/\text{h}$  sekundärseitig. Einerseits liegt diese gemessene, maximale Leistung 25% und der primärseitige

Volumenstrom 51% unter dem Auslegungspunkt, andererseits handelt es sich bei diesem einzelnen Punkt nicht um einen stationären Betriebspunkt. Es verbleibt nur die aktuelle Leistungsfähigkeit unter den derzeitigen Randbedingungen festzustellen. Eine Betrachtung der erfassten Frischwasservolumenströme ergibt einen Volumenstrom von 1,12 m<sup>3</sup>/h der 99,7% aller auftretenden Volumenströme abdeckt, siehe hierzu Abbildung 38.

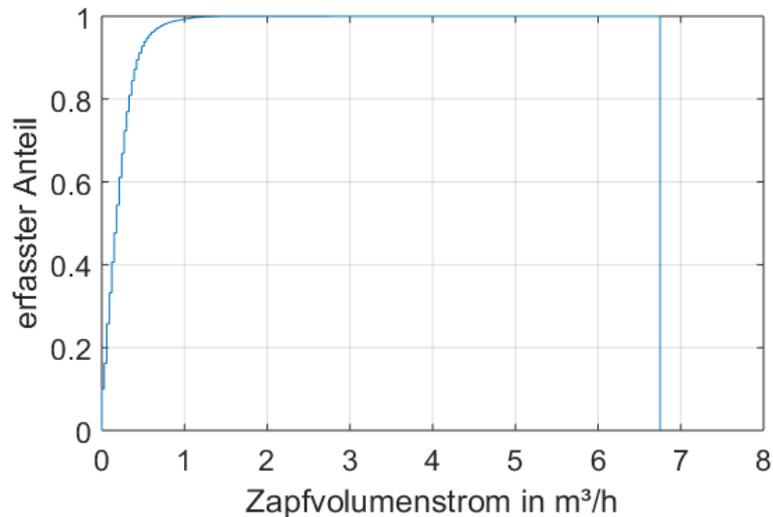


Abbildung 38 Häufigkeit der Zapfvolumenströme im aktuellen Monitoring

Bei diesem Zapfvolumenstrom liegt der primärseitige Volumenstrom häufig bei 2,05 m<sup>3</sup>/h und die dabei übertragene Leistung bei 40 kW. Eine Übertragungsleistung von 40 kW deckt ihrerseits 99,7% der aufgetretenen Leistungen ab. Siehe hierzu folgende Abbildung 39.

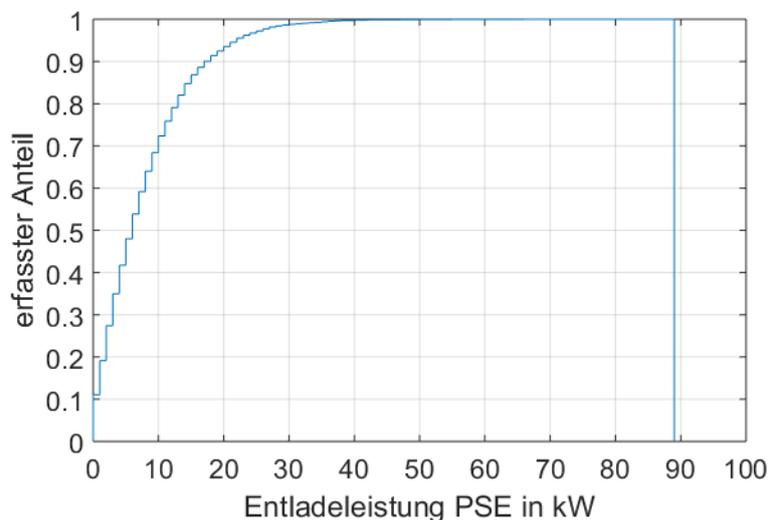


Abbildung 39 Häufigkeit der in der Messperiode aufgetretenen Entladeleistungen (Frischwasservorwärmung)

Abgesehen von den ungleichen Volumenströmen könnten die genannten Randbedingungen als neuen Auslegungspunkt für einen Wärmeübertrager dienen, da diese den größten Teil der auftretenden Fälle abdecken. An diesem Punkt ( $\pm 10\%$ ) weist der Wärmeübertrager folgende logarithmische Temperaturdifferenz und  $kA$ -Wert auf:

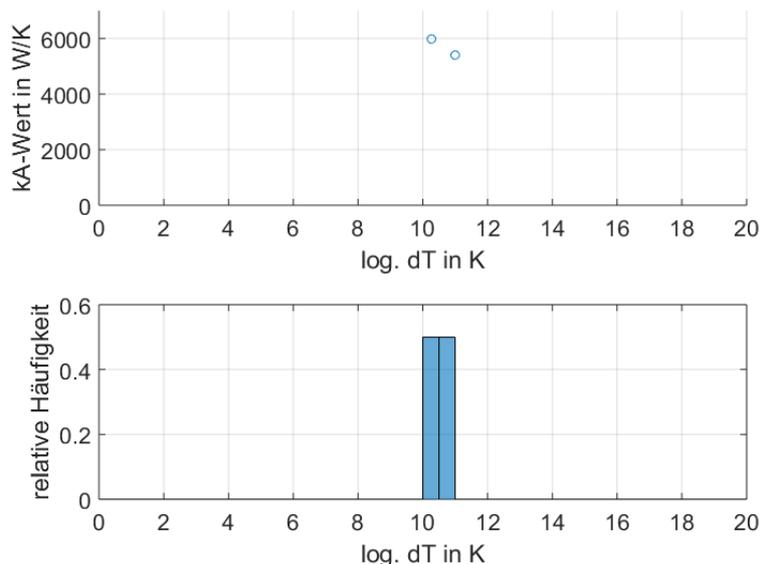


Abbildung 40 Entladewärmeübertrager - oben: kA-Wert über log dT, unten: relative Häufigkeit von log dT

Eine Beurteilung der Leistungsfähigkeit ist wie oben beschrieben nicht möglich so bleibt nur festzustellen, dass an den genannten, neuen Randbedingungen der Wärmeübertrager ein log dT von 10,5 K und einen kA-Wert von 5693 W/K aufweist.

### **Wirtschaftlichkeit**

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als 13 ct/kWh, bei 20 Jahren Laufzeit, Investitionskosten von 111.900 € (inkl. Planung und MwSt.) und einem Annuitätsfaktor von 8,72%, zu erreichen. Das günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von 96 MWh/a was Nutzwärmekosten von 10,2 ct/kWh entspricht. In den 16 Jahren erreichte die Anlage im Mittel 61 MWh pro Jahr, also 16,1 ct/kWh. Damit liegen die erreichten Nutzwärmekosten über den Zielkosten und deutlich über den garantierten Kosten.

Tabelle 13 Nutzwärmekosten

<b>Kosten(2000)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		80.500 €
- Planung ohne MwSt.		15.900 €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		96.400 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>5</sup></b>		<b>111.900 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		9.800 €
	pro Jahr	16-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	96 MWh	1.536 MWh (8.462 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	58 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	58..89MWh	976 MWh (5.377 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		64%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,102 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,169 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (16-Jahresmittel)		0,161 €/kWh

Da die Daten der Jahre 2008 bis 2011 unvollständig und die Daten von 2012 bis 2014 fehlen sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 1400 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 180 €/a<sup>6</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 16 Jahren auf rund 16,4 ct/kWh.

### Fazit

Trotz mehreren kleineren technischen Schwächen und einer um über 50% gesunkener Auslastung erreicht die Anlage einen im Vergleich zu den ersten Betriebsjahren einen unerwartet hohen Systemnutzungsgrad. Dieser könnte nach einer intensiven Revision der Technik und Regelung noch ansteigen. Einfache Optimierungen wie an der Entladeregulung wären ohne großen Aufwand und Kosten

<sup>5</sup> 16% und 19% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>6</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX, Industriepreis: 0,13 €/kWh

sofort umsetzbar. Andere wie eine Überprüfung und ggf. Reinigung der Kollektoren (Stichwort Beschlag) und Wärmeübertrager bedürfen einen größeren Kosteneinsatz sind aber empfehlenswert. Im Rahmen einer Revision sollte auch über die Zukunft der Zirkulationsvorwärmung entschieden werden. Bis dahin ist eine Außerbetriebnahme zur Reduzierung der Wärmeverluste und des Pumpenstroms angeraten.

### 2.1.2.3 Kreiskrankenhaus Mindelheim

Das Kreiskrankenhaus Mindelheim im Allgäu wurde in den Jahren 1989 und 1990 saniert und erweitert. Durch die Erweiterung erhöhte sich die maximale Bettenanzahl auf ca. 250. Im Zuge der Erweiterung und Sanierung der Heizzentrale entstand seitens des Betreibers, des Landkreises Unterallgäu, die Idee auf dem neu zu erstellenden Dach Solarkollektoren zur Brauchwassererwärmung aufzustellen. Die Flachkollektoren sind mit einer Absorberfläche von insgesamt 120 m<sup>2</sup> auf einem 7° geneigten Blechdach aufgeständert. Die gesamte Kollektorfläche ist auf drei Teilfelder aufgeteilt. Zusammen mit den zwei Gaskesseln der Heizzentrale versorgt diese das gesamte Krankenhaus einschließlich Küche und einer kleinen Bäderabteilung mit Warmwasser.



Abbildung 41 Objektansicht Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim [11]

Die Wärme aus den Kollektoren wird über einen Wärmeübertrager in der Heizzentrale in einen 6 m<sup>3</sup> fassenden Wärmespeicher geleitet. Ursprünglich gab es drei Trinkwasserspeicher mit je 3 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen. Zwei davon zur Speicherung des von den Gaskesseln nachgeheizten, auf Betriebstemperatur gebrachten Trinkwassers und ein Speicher mit dem durch die Solaranlage vorgewärmten Wasser. Letzterer wurde durch den Betreiber entfernt und die Solaranlage direkt an den ersten der beiden Nachheizspeicher angeschlossen. Für sich genommen würde diese Abweichung im Anlagenaufbau vom Ursprungszustand

einen Ausschluss vom Monitoring bedeuten aber ein Vergleich mit alten Messdaten könnte Aufschluss über die Auswirkung des Umbaus auf den Anlagenbetrieb aufzeigen. Da das Monitoring dieser Anlage zusätzlich zu den geplanten ca. acht Anlagen untersucht wird, schmälert es nicht den Umfang des Projekts.

Tabelle 14 Objektinformationen zur Anlage des Kreiskrankenhauses in Mindelheim

<b>Objekt</b>	<b>Kreiskrankenhaus Mindelheim/Allgäu</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung im Vorwärmssystem
<b>Kollektorfeld</b>	120m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Südost, 29° Neigung
<b>Speicher</b>	6m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<b>Regelung</b>	Landis & Staefa DDC
<b>Inbetriebnahme</b>	21. April 1999 ( Alter 17 Jahre)
<b>Monitoring</b>	01. Juli 2015 bis 30. Juni 2016

Das neue Schaltbild der Anlage sieht wie folgt aus. Rot markiert ist der entfernte Trinkwasservorwärmespeicher und Rohrleitungen. In Grün die neuen Verbindungen zwischen Entladewärmeübertrager bzw. Kaltwasserzulauf und dem ersten Trinkwassernachheizspeicher.

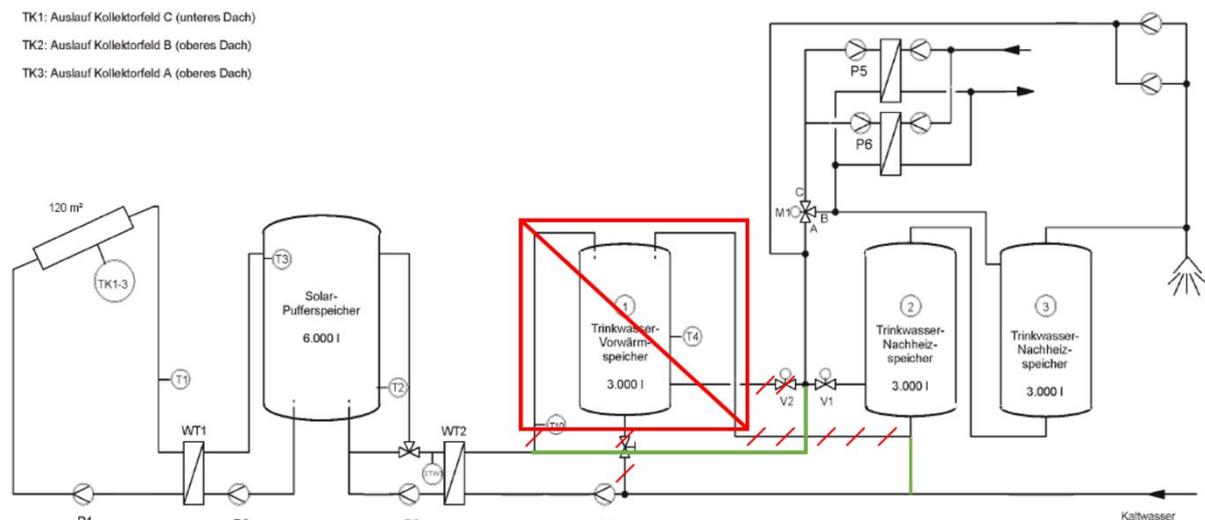


Abbildung 42 Schaltbild der Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim [11]

An der Anlage in Mindelheim fand kein Ortstermin statt und während des Monitorings sind keine Auffälligkeiten aufgetreten.

### Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16

Tabelle 15 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (01.07.2015 bis 30.06.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 15 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 01.07.2015 bis 30.06.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 01.07.2015 – 30.06.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	154,0 MWh	3,52 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	33,2 MWh	0,76 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	32,1 MWh	0,73 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie Entladung Pufferspeicher	QSS	29,2 MWh	0,67 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	24,4 MWh	0,56 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
6	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	114,9 MWh	
7	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	231,0 MWh	
8	Energie der Nachheizung	QHT	321,5 MWh	
9	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	1.136 kWh	26,0 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
10	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1061 h	2,9 h/d
11	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	1014 h	2,8 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher	HP3	1866 h	5,1 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Solarsystem an Vorwärm Speicher	HP4	1863 h	5,1 h/d
14	Betriebsstunden Pumpe sekundärseitige Nachheizpumpe 1	HP5	4408	12,0 h/d
15	Betriebsstunden Pumpe sekundärseitige Nachheizpumpe 2	HP6	4373	11,9 h/d
16	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,66 m <sup>3</sup> /h	
17	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	1,44 m <sup>3</sup> /h	
18	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	1,19 m <sup>3</sup> /h	
19	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	2.046 m <sup>3</sup>	5,59 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	46,8 l/(d·m <sup>2</sup> )	
20	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	20,9%	
21	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g <sub>SB</sub>	15,8%
		netto	g <sub>SN</sub>	15,1%
22	Solarer Zapf-Deckungsanteil	brutto	D <sub>SB_Zapf</sub>	21,2%
		netto	D <sub>SN_Zapf</sub>	20,2%
23	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	7,1%	
24	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	2,0%	
25	Arbeitszahl des Solarsystems	A	21,5	

Infolge von Loggerausfällen/Fehlern mussten mehrere Tage korrigiert werden, vgl. Tabelle 16.

Tabelle 16 korrigierte Messtage

Datum	Zeitraum	Daten ersetzt durch
21.07.2015	0:00-04:30	22.07.2015
26.-29.08.2015	Ganztägig	11.-14.08.2015
09.-12.09.2015	Ganztägig	28.09.-01.10.2015
14.-15.09.2015	Ganztägig	03.-04.09.2015
04.01.2016	14:00-14:30	01.01.2016

## Warmwasserverbrauch

Mit 5,5 m<sup>3</sup>/d lag der Warmwasserverbrauch im aktuellen Monitoring um 3,5 m<sup>3</sup>/d unter dem Auslegungsfall von 1998. Es folgten drei Jahre (2000 bis 2003) mit leicht wachsendem Warmwasserverbrauch. Der Rückgang des Verbrauchs von 9,3 m<sup>3</sup>/d in 2003 auf 5,5 m<sup>3</sup>/d in 2015/16 lässt sich nicht durch den Rückbau des Trinkwasservorwärmungsspeicher erklären und liegt wahrscheinlich an allgemeinen Wassersparmaßnahmen oder weiteren Umbaumaßnahmen im Krankenhaus.

Mit den 5,5 m<sup>3</sup>/d erreicht die Solaranlage eine Auslastung von 47 l/(m<sup>2</sup>·d). Das sind 36% weniger gegenüber der Auslegung von 74 l/(d·m<sup>2</sup>). In den ersten Messjahren erreichte sie im Mittel noch 71 l/(d·m<sup>2</sup>) und traf damit den optimalen Zielwert für Trinkwasservorwärmungsanlagen von 70 l/(m<sup>2</sup>·d). Den aktuellen Warmwasserverbrauch zeigt Abbildung 43.

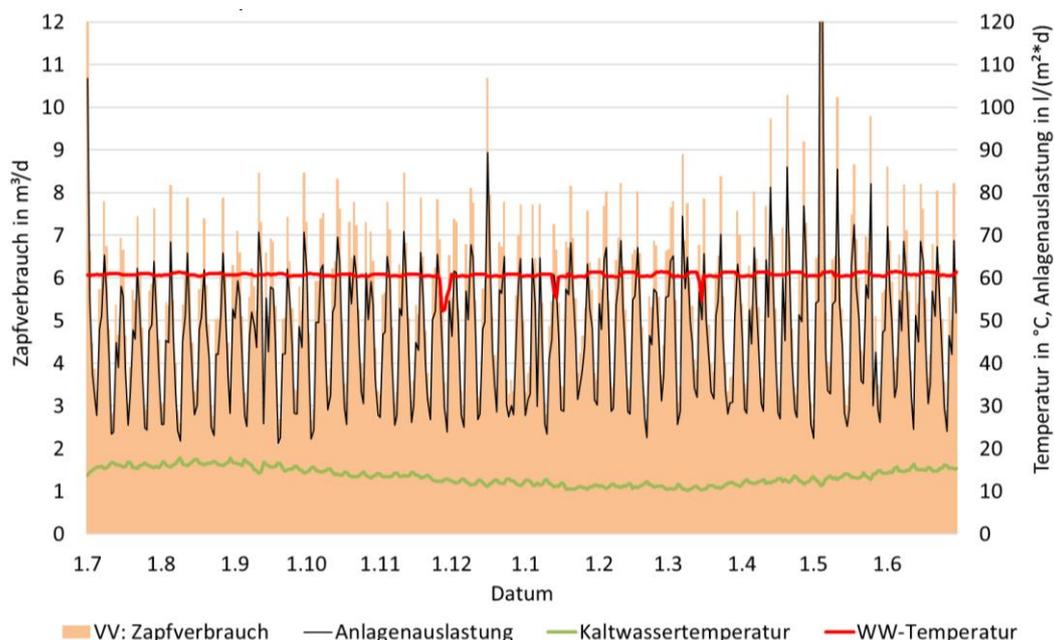


Abbildung 43 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage des Kreiskrankenhauses Mindelheim

Der Verbrauch, als auch die Warmwassertemperatur sind über den Auswertzeitraum konstant. Damit einhergehend ist auch der Energieverbrauch zur Warmwasserbereitstellung (für Zapfung und Zirkulation) konstant, wie Abbildung 44 zeigt. Der von der Solaranlage gedeckte Anteil schwankt zwischen 0% im Winter und maximal 24% an strahlungsintensiven Tagen und liegt über das Jahr berechnet bei mageren 7%.

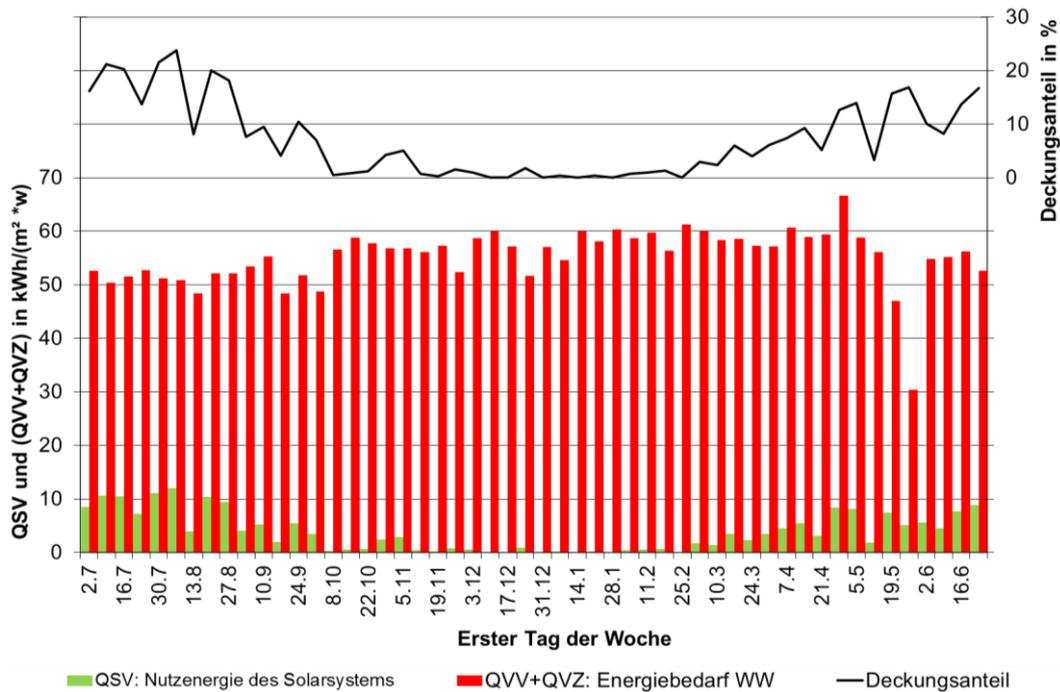


Abbildung 44 Nutzenergie des Solarsystems, Energieverbrauch und Deckungsanteil am KH Mindelheim

Eine direkte Folge der oben genannten Umbaumaßnahme. Ohne Trinkwasservorwärmespeicher ist die Solaranlage nicht mehr in der Lage bei Solarspeichertemperaturen unter 60°C zu entladen, wie Abbildung 45 verdeutlicht. Das hat gleich mehrere Nachteile: Es kann nur ein kleiner Teil der Speicherkapazität von 35 K (Abkühlung von 95 auf 60°C) anstatt der möglichen ≈75 K (von 95°C auf Kaltwassertemperatur) genutzt werden, 50% der Speicherkapazität bleibt ungenutzt. Die Entladung beginnt auch erst wenn die Solarspeichertemperatur größer als 60°C ist, was hauptsächlich nachmittags der Fall ist. Darüber hinaus führen die ständig hohen Temperaturen auch zu höheren Wärmeverlusten am Solarspeicher.

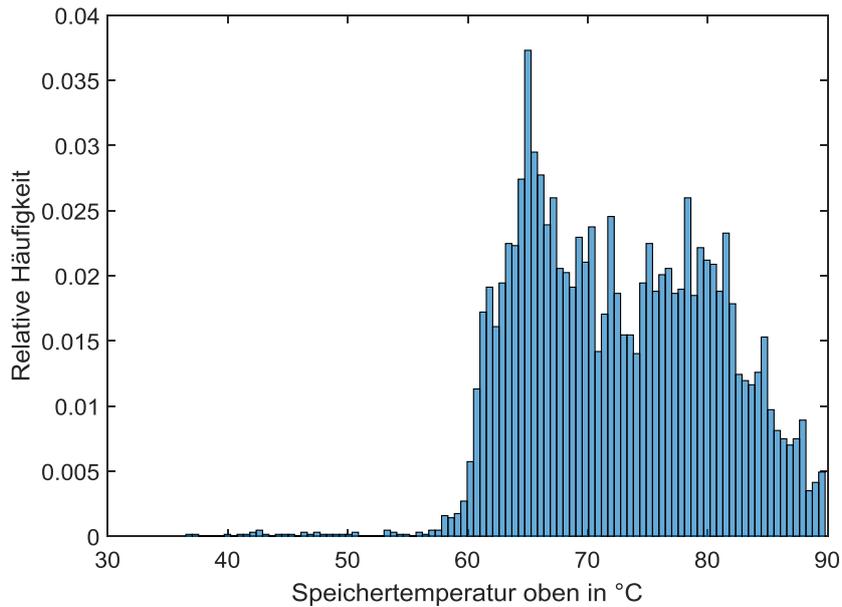


Abbildung 45 Häufigkeitsverteilung der oberen Speichertemperatur bei Entladung (VSS>0) der Anlage in Mindelheim

Auch die untere Solarspeichertemperatur ist in über 90% der Zeit oberhalb von 45°C, siehe blaue Linie in Abbildung 46. Gleichzeitig bedeutet der steile Anstieg zwischen 45 und 55°C, dass sich der Speicher im unteren Teil die meiste Zeit auf diesem Temperaturniveau befindet. Im Gegensatz dazu weisen Anlagen, zum Beispiel Sonneberg (orange Linie), die auch tiefe Entladetemperaturen zulassen einen gleichmäßigeren, flacheren Verlauf auf.

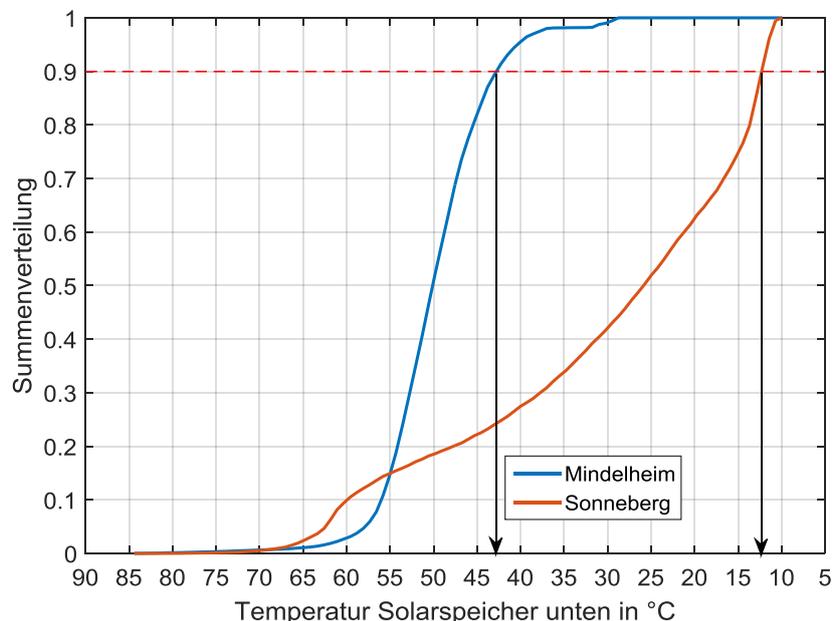


Abbildung 46 Summenverteilung der unteren Solarspeichertemperatur im Monitoring der Anlagen Mindelheim und Sonneberg

Die untere Solarspeichertemperatur in Sonneberg beträgt in 80% der Zeit im aktuellen Messjahr zwischen 13 und 60°C, was 47 K genutzter Speicherkapazität entspricht. Während sich in Mindelheim das Temperaturband in 80% der Zeit zwischen 56 und 43°C befindet, also nur 13 K.

Die geringe Nutzung der Speicherkapazität und die Notwendigkeit, dass der Speicher bzw. der Kollektorkreis häufig mehr als 50°C erreichen muss bevor eine Ent- bzw. Beladung stattfinden kann, schlägt sich auch in einem insgesamt geringen Systemnutzungsgrad wieder. So erreicht der Systemnutzungsgrad (Abbildung 47) an strahlungsintensiven Tagen im Sommer maximal 26%, in den Wintermonaten gerade mal 5%. Über das Jahr gemittelt sind das knapp 16%. Eine deutliche Verschlechterung gegenüber den ersten Messjahren mit Trinkwasservorwärmerspeicher.

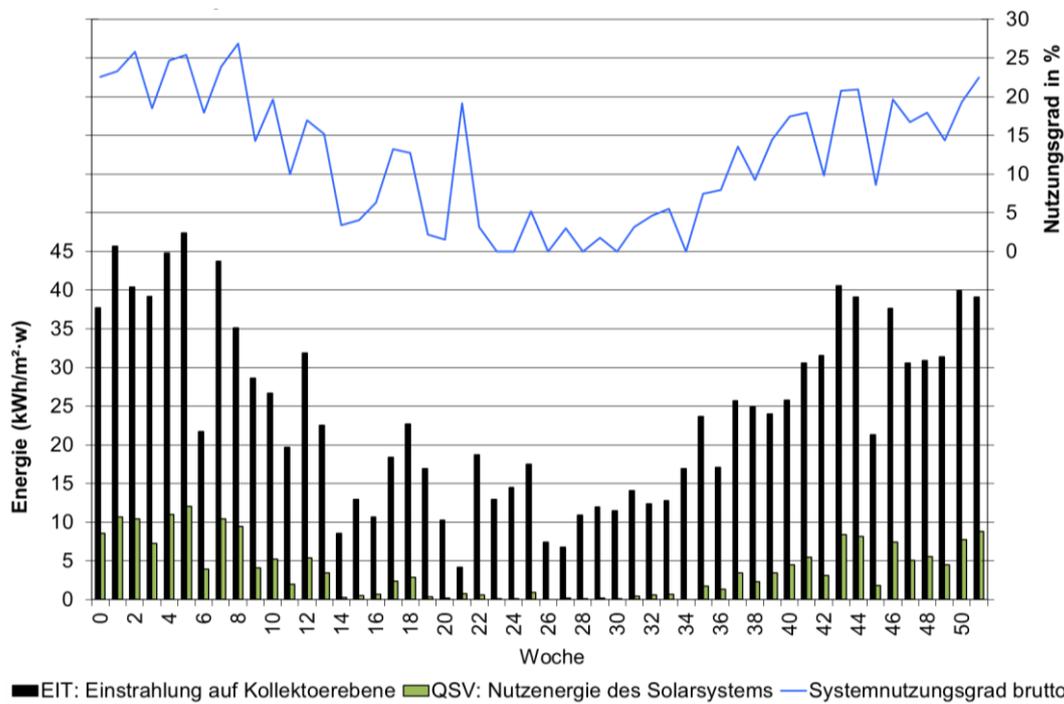


Abbildung 47 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

An dieser Anlage fanden neben den ersten Messperioden (2000 bis 2003) direkt nach Inbetriebnahme der Anlage 1999 noch bis 2013 weitere Langzeituntersuchungen [11] statt. Die aus diesen Daten und dem aktuellen Monitoring (2015/16) ermittelten Nutzungsgrade stellt Abbildung 48 dar.

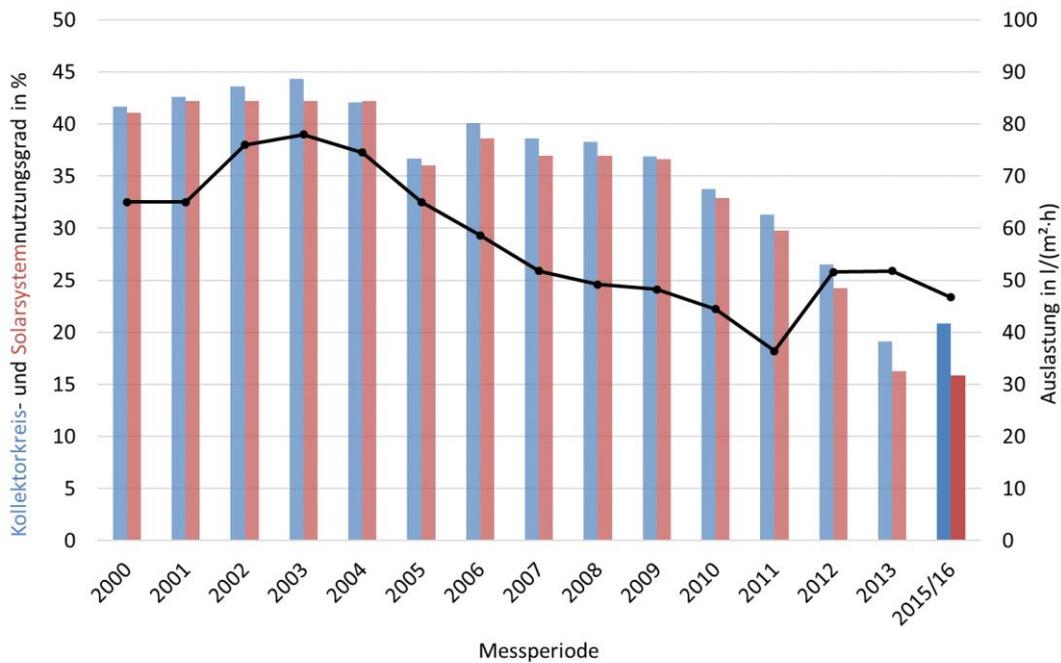


Abbildung 48 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [11]

Bis 2004 betrug der Systemnutzungsgrad erfreuliche 41...44%, in 2005 fiel dieser schlagartig auf 37% und verblieb bis 2009 auf diesem Niveau, trotz gesunkener Auslastung. Mit der dann beschleunigten Abnahme der Auslastung in 2010 (-32%) und 2011 (-44% gegenüber 2000) sanken dann auch die Nutzungsgrade stärker ab. Seit dem Umbau in 2012 nahm der Systemnutzungsgrad trotz wieder steigender Auslastung (-20% vgl. 2000) weiter kontinuierlich ab und liegt seit 2013 auf rund 16%. Ein Grund ist der bereits angesprochene Ausbau des Trinkwasservorwärmerspeichers, ein weiterer die gesunkene Auslastung. In den ersten Jahren betrug diese zwischen 65 und 78 l/(m²·d), aktuell nur noch 47 l/(m²·d), das sind 30% weniger als der Zielwert vorgibt.

Mit einer Arbeitszahl von 22 verbraucht die Anlage pro thermischer kWh doppelt so viel elektrische Energie wie in den ersten Jahren (vorher 41...44 kWh<sub>thermisch</sub>/kWh<sub>elektrisch</sub>).



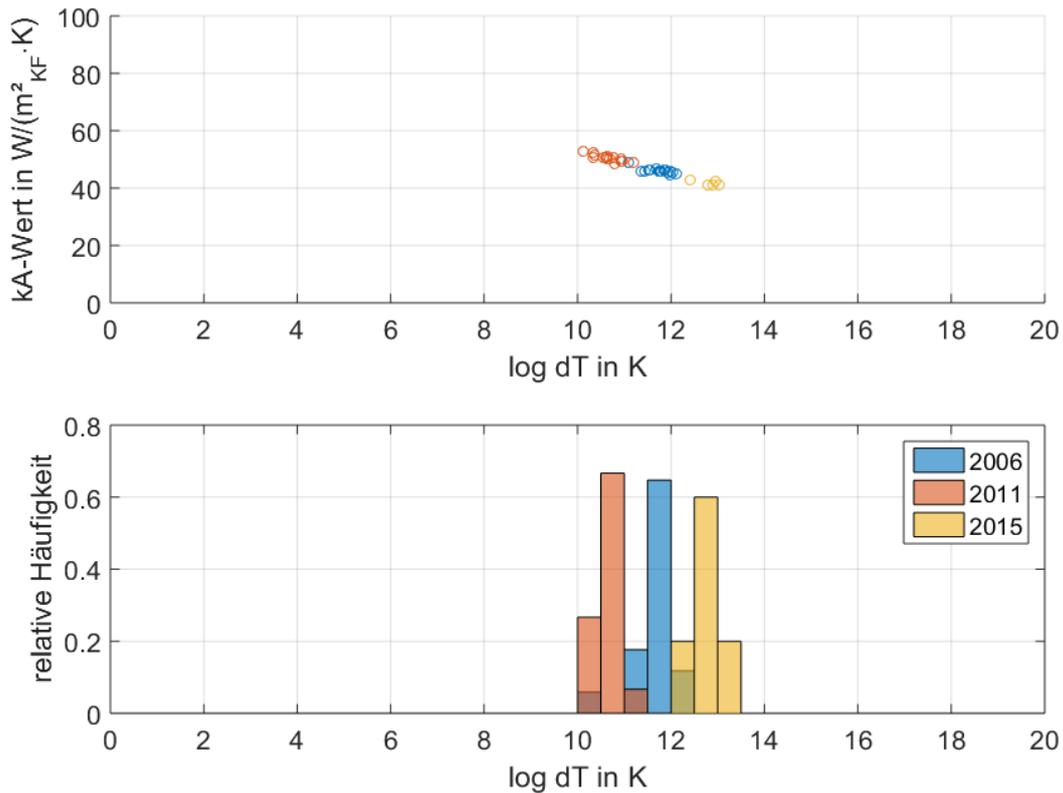


Abbildung 50 Erfasster Anteil der übertragenen Beladeleistung

An diesem Betriebspunkt zeigt der Kollektorkreis-Wärmeübertrager über die Jahre einen Trend in der logarithmischen Temperaturdifferenz in Richtung höherer Werte. Die Übertragungsleistung des Beladekreiswärmeübertragers hat demnach über die Jahre hinweg abgenommen.

Anders beim Entladekreiswärmeübertrager: Bei ca. 1,7 m<sup>3</sup>/h (beidseitig) und 50 bis 54 kW Übertragungsleistung ist nur eine geringe Veränderung in der Leistungsfähigkeit erkennbar, vgl. Abbildung 51.

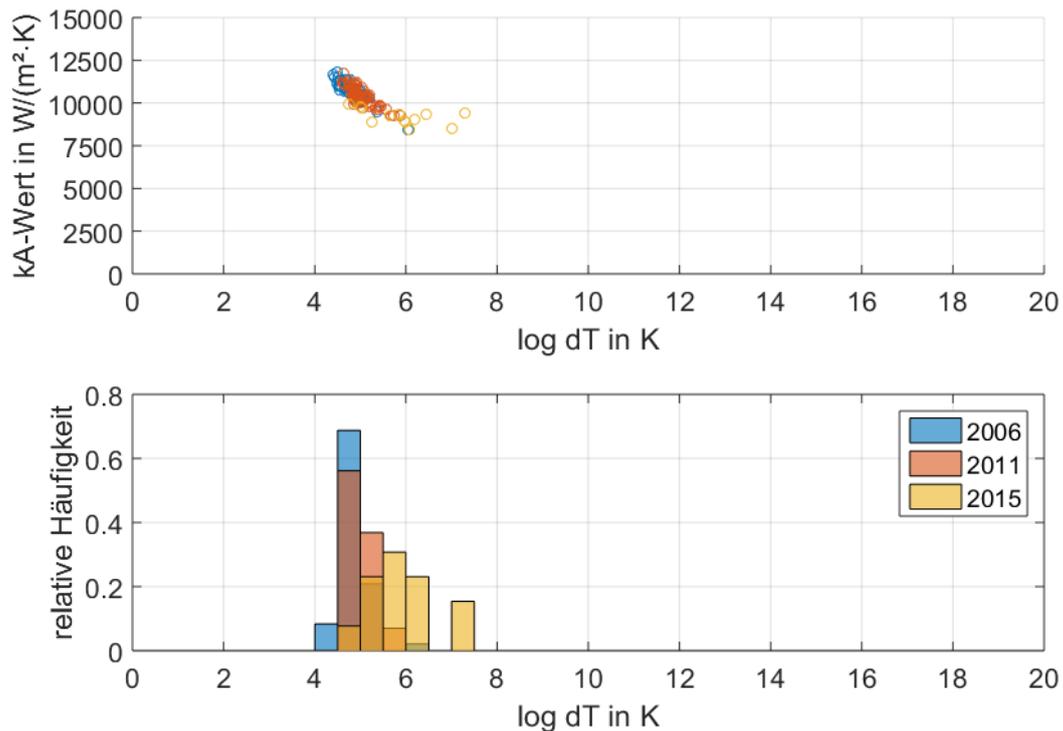


Abbildung 51 Häufigkeit des sekundärseitigen Volumenstroms

Der Wärmeübertrager scheint mit derzeit ca. 6 K Temperaturdifferenz und 9200 W/K gegenüber den Vergleichsjahren in einem guten Zustand.

### Wirtschaftlichkeit

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als 12,8 ct/kWh, bei 20 Jahren Laufzeit, einer Annuität von 8,72% und Investitionskosten von 108.500€ (inkl. Planung und MwSt.), zu erreichen. Das günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von 72 MWh/a was Nutzwärmekosten von 13,1 ct/kWh entspricht. In den 16 Jahren erreichte die Anlage allerdings im Mittel nur 55 MWh pro Jahr, also 17,2 ct/kWh. Damit liegen die erreichten Nutzwärmekosten deutlich über den Zielkosten, was vorrangig am Ausbau des Trinkwasservorwärmerspeichers sowie der gesunkenen Auslastung und den damit verbundenen Einbußen liegt. Betrachtet man ausschließlich das aktuelle Messjahr mit 24 MWh erreichte die Anlage 39,4 ct/kWh. Weiterhin ist davon auszugehen, dass der Ertrag dauerhaft auf einem niedrigen Niveau (Stichwort: Vorwärmerspeicher) verbleibt.

Tabelle 17 Nutzwärmekosten

<b>Kosten(2000)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		81.300 €
- Planung ohne MwSt.		12.200 €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		93.500 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>7</sup></b>		<b>108.500 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		9.500 €
	pro Jahr	16-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	72 MWh	1.152 MWh (9.632 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	24 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	24-71MWh	1.100 MWh (9.167 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag/garantierter Energieertrag		75%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,131 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,394 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (16-Jahresmittel)		0,172 €/kWh

Die Kosten für den Strombezug bleiben in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 1300 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 170 €/a<sup>8</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 16 Jahren auf rund 17,5 ct/kWh.

### Fazit

Eine in den ersten Messjahren gut laufende Anlage, die wegen der gesunkenen Auslastung und dem Ausbau des Trinkwasservorwärmerspeichers in 2012 einen massiven Einbruch von über 60% im Nutzungsgrad verzeichnet. Darüber hinaus weist die mit der Zeit ansteigende Abweichung des Kollektorkreiswirkungsgrades vom theoretischen Wert auf mögliche Schwächen im Kollektorfeld hin. Technisch und energetisch betrachtet ist die Anlage derzeit in einem suboptimalen Zustand, eine umfassende Überprüfung und vor allem ein neues Entladekonzept für die Solarwärme könnte hier einen deutlich höheren Nutzen schaffen. Außerdem hat die Anlage wegen der gesunkenen Auslastung (-28% vgl. 2000 mit 65 l/(m<sup>2</sup>·h)) Potential eingebüßt, was sich ebenfalls in den hohen Nutzwärmekosten widerspiegelt.

<sup>7</sup> 16% und 19% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>8</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX, Industriepreis 2016: 0,13 €/kWh

#### 2.1.2.4 Wohngebäude München (Baumgartnerstraße)

Die Solaranlage befindet sich in einem 1996 fertig gestellten Mehrfamilienhaus mit 79 öffentlich geförderten Mietwohnungen, einem Kindergarten und einem Kinderhort. Das Mehrfamilienhaus ist in Niedrigenergiebauweise errichtet, bei der gestalterische, konstruktive und bauphysikalische Maßnahmen (Immissionsschutzwand vor der Südfassade, kompakte Baukörper, hybride Solarheizsysteme aus Luftkollektoren und Speicherwänden als Testanlage an acht Wohnungen) zum Tragen kommen.

Das 109 m<sup>2</sup> große Kollektorfeld ist in zwei Reihen zu je 26 Kollektoren auf das Flachdach des Wohngebäudes aufgeständert. Die übrige Solartechnik ist in einem separaten Kellerraum installiert.



Abbildung 52 oben: Ansicht des Wohngebäudes, unten: Kollektorfeld der Anlage in München Baumgartnerstraße

Die Anlage ging Anfang 1997 in Betrieb und wurde bis Ende 2008 durch die ZfS messtechnisch betreut. [12]

Tabelle 18 Objektinformationen zur Anlage in München Baumgartnerstraße

<b>Objekt</b>	<b>Wohngebäude München Baumgartnerstraße</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung mit Vorwärmung
<b>Kollektorfeld</b>	109m <sup>2</sup> Aktiv Flachkollektoren, Süd, 30° Neigung
<b>Speicher</b>	6m <sup>3</sup> Pufferspeicher
<b>Regelung</b>	Resol E1/D
<b>Inbetriebnahme</b>	Anfang 1997 (Alter 20 Jahre)
<b>Monitoring</b>	29. November 2015 bis 28. November 2016

Abbildung 53 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Solarsystems. Der hydraulische Aufbau entspricht dem der Anlage in Mindelheim vor dem Umbau (Entfernung des Vorwärmerspeichers). Ein detailliertes Schaltbild und umfangreiche Angaben zu den installierten Komponenten kann [12] entnommen werden. Die Anlage besteht aus folgenden Komponenten:

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

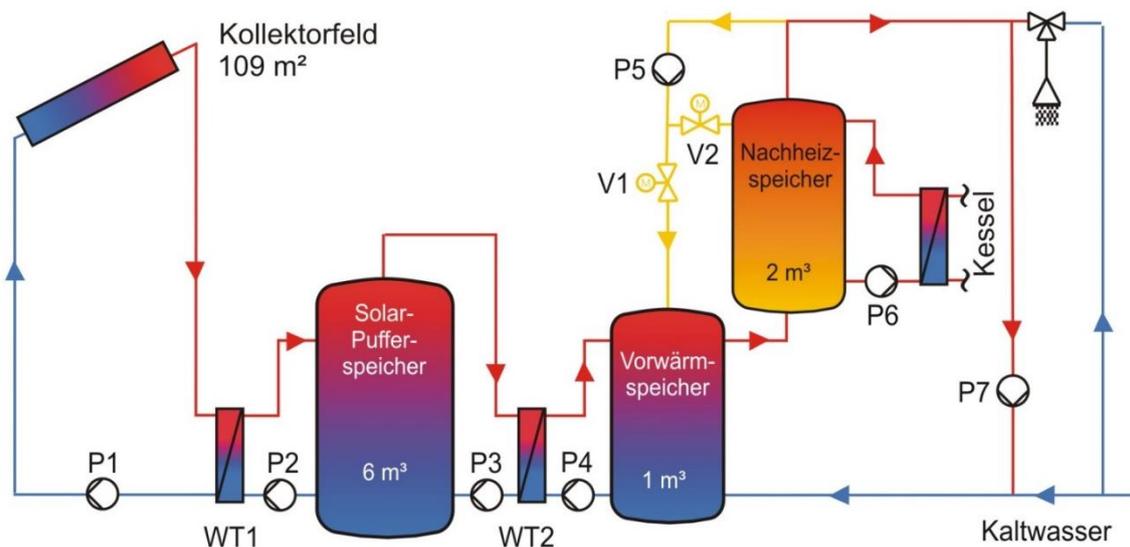


Abbildung 53: Vereinfachtes Schaltschema

Die Solarstrahlung wird in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Wärmeträgers (Gemisch aus Wasser und Frost-/Korrosionsschutzmittel) über die Pumpe P1, den Kollektorkreis-Wärmeübertrager und die Pumpe P2 in den 6 m<sup>3</sup> großen Solar-Pufferspeicher transportiert. Die Entladung des Pufferspeichers erfolgt über einen externen Entladewärmeübertrager mit der Pumpe P3. Zwischen dem Entladewärmeübertrager und Kaltwasserzulauf ist ein 1 m<sup>3</sup> großer

Trinkwasser-Vorwärmespeicher geschaltet, in dem über die Pumpe P4 das Trinkwasser (Kaltwasser) erwärmt wird.

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

Ein Ortstermin war zunächst wegen der guten Kenntnis der Solaranlage und der noch gut funktionierenden Messtechnik vor Ort zunächst nicht notwendig. So wurde bereits Ende 2014 mit dem Monitoring begonnen.

## Monitoring

Mit Hilfe der Messtechnik wurden während des Monitorings folgende Funktionsstörungen der Solaranlage erkannt:

- Zeitweiser Abfall des Volumenstroms im Pufferentladekreis
- Zeitweise waren die Pumpen des Kollektorkreises und der Pufferladung im Dauerbetrieb
- Ab Juli 2015 brach an sehr sonnigen Tagen im Sommer der Volumenstrom im Kollektorkreis ein. Es wurde vermutet, dass dies Folge eines zu geringen Drucks im Kollektorkreis ist, wodurch es zur Verdampfung des Wärmeträgers und im ungünstigsten Fall zur Stagnation kommt. Im weiteren Jahresverlauf kam es auch bei weniger Einstrahlung und damit geringeren Kollektortemperaturen nur noch zu geringem oder gar keinem Volumenstrom. Vermutlich hatte sich über den vorausgegangenen Betrieb zu viel Luft im Kollektor angesammelt.
- Die thermische Desinfektion des Vorwärmespeichers funktionierte nicht: Der Vorwärmespeicher wurde nicht auf die einmal täglich erforderliche Temperatur von 60°C erhitzt.
- Der Vorwärmespeicher wird durch Einströmen des Zirkulationsrücklaufs bei kleinen Zapfraten erwärmt. Grund war ein wiederholt defektes Magnetventil, welches schon mehrfach ersetzt wurde.

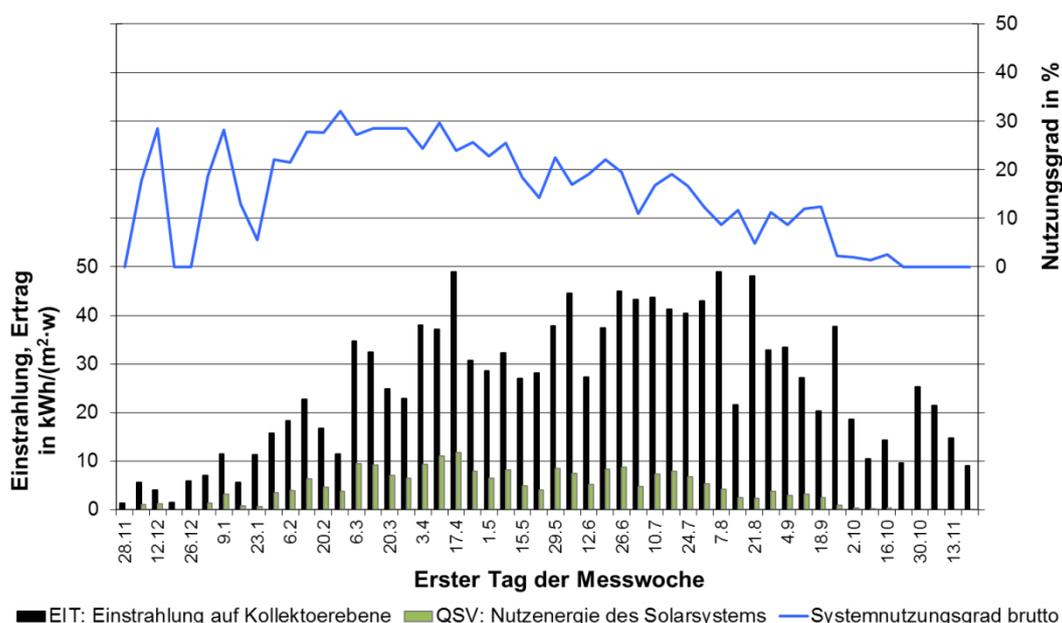


Abbildung 54: Spezifische Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades 2014/15

In Abbildung 54 ist die spezifische solare Nutzenergie und der Systemnutzungsgrad als Wochenwert für den Zeitraum 28.11.2014 – 27.11.2015 aufgetragen. Als höchste Systemnutzungsgrade werden im März 2015 knapp 30% erreicht. Dies ist deutlich unter den Systemnutzungsgraden von 40% die die Anlage in der Vergangenheit nachweislich bis 2010 gebracht hat, wenn die Anlage störungsfrei lief (s. [12], [13] und Abbildung 56). Diese Minderleistung ist wahrscheinlich größtenteils auf die o.g. Fehlfunktionen zurückzuführen. Im weiteren Verlauf des Jahres fällt der Nutzungsgrad kontinuierlich auf null im Oktober 2015 ab. Die Solaranlage ist zwar in Betrieb, bringt aber keine Leistung mehr. Dies ist die unmittelbare Folge der oben beschriebenen Fehlfunktion des Kollektorkreises. Dementsprechend lag in diesem Zeitraum auch der Nutzenergieertrag von 24 MWh nur bei der Hälfte dessen was die vermessenen Vorjahre bei störungsfreiem Betrieb an Ertrag brachten (s.a.: Abbildung 56). Der Betreiber wurde mehrfach auf die von uns erkannten Missestände in der Anlage hingewiesen, leider ohne Erfolg, was u.a. an einer Vakanz der Zuständigkeiten lag. Daraufhin wurde im Februar 2016 eine Ortsbegehung mit dem nun zuständigen Personal durchgeführt. Dabei zeigte sich die Solaranlage in einem optisch guten Zustand, sowohl was die Kollektoren, als auch die Verrohrung und die weiteren Komponenten betrifft. Wie schon durch das Monitoring vermutet, wurden Vorort folgende Mängel erkannt:

- Druck im Kollektorkreis zu gering
- Defektes Magnetventil (führte zum ungesteuerten Einströmen des Zirkulationsrücklaufs in den Vorwärmespeicher s.o.)
- Heizungspumpe undicht

Die Wartung und Instandsetzung der Anlage erfolgte Ende März 2016. In Abbildung 55 ist die spezifische solare Nutzenergie und der Systemnutzungsgrad als Wochenwert für den Zeitraum 28.11.2015 – 27.11.2016 aufgetragen. Als höchste Systemnutzungsgrade werden ab April 2016 wieder knapp 40% erreicht. Damit knüpft die Anlage wieder an das ursprüngliche Leistungspotential der Vergangenheit an.

Es wurde ein Nutzenergieertrag von 38,8 MWh erreicht. Berücksichtigt man nur die zweite Jahreshälfte 2016 beträgt der Ertrag 27 MWh und damit mindestens die Hälfte des Ergebnisses von vergangenen guten Betriebsjahren. Die Instandsetzung der Anlage war damit erfolgreich und hat sich gelohnt.

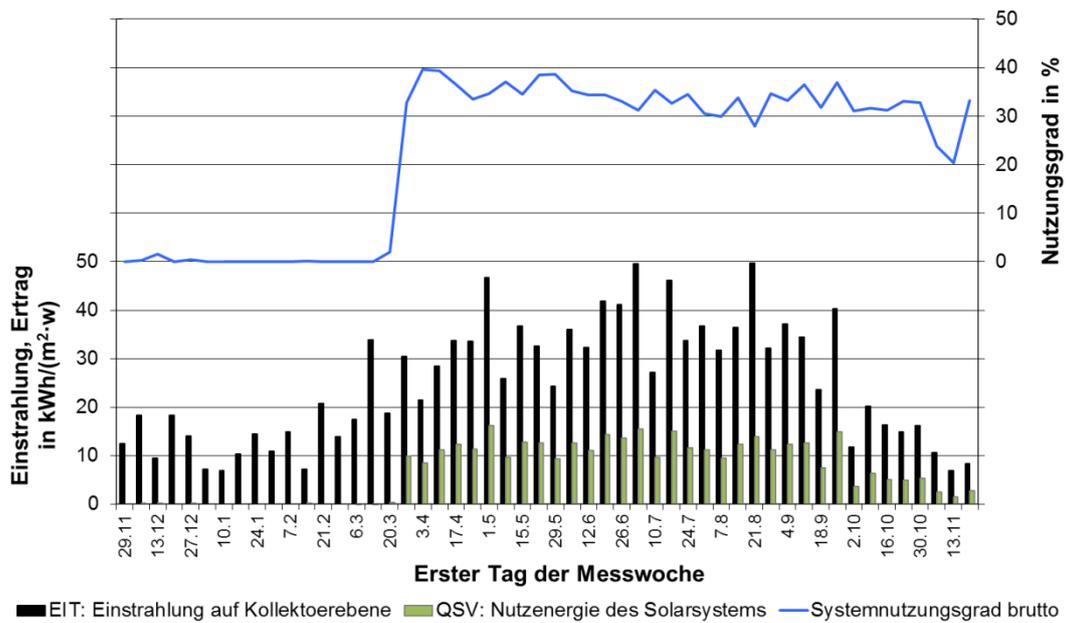


Abbildung 55: Spezifische Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades 2015/16

### Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16

Tabelle 19 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (29.11.2015 bis 28.11.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 19 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 29.11.2015 bis 28.11.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 29.11.2015 – 28.11.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	142,0 MWh	3,56 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	N/A	N/A
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	42,1 MWh	1,06 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie Entladung Pufferspeicher	QSS	40,2 MWh	1,01 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	38,8 MWh	0,97 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
6	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	161,0 MWh	
7	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	N/A	
8	Energie der Nachheizung	QHT	151,0 MWh	
9	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	678 kWh	17,0 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
10	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2398 h	6,6 h/d
11	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	2398 h	6,6 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Entladung	HP3	N/A	24 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Bel. Vorw.-Sp.	HP4	1335 h	3,6 h/d
	Betriebsstunden Pumpe Leg.-Schalt.	HP5	273 h	0,75 h/d
14	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,00 m <sup>3</sup> /h	
15	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	1,00 m <sup>3</sup> /h	
16	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	1,45 m <sup>3</sup> /h	
17	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	2.780 m <sup>3</sup>	7,6 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	69,7 l/(d·m <sup>2</sup> )	
18	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	29,7%	
19	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g <sub>SB</sub>	27,3%	
		g <sub>SN</sub>	26,8%	
20	Solarer Zapf-Deckungsanteil brutto netto	D <sub>SB_Zapf</sub>	24,1%	
		D <sub>SN_Zapf</sub>	23,7%	
21	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	20,4%	
22	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	20,1%	
23	Arbeitszahl des Solarsystems	A	57,2	

Infolge von Loggerausfällen/Fehlern mussten mehrere Tage korrigiert werden, vgl. Tabelle 20.

Tabelle 20 korrigierte Messtage

Datum	Zeitraum	Daten ersetzt durch
25.-31.12.2015	Ganztägig	04.-10.12.2015
01.01.2016	Ganztägig	11.12.2015
07.01.2016	05:25-23:55	06.11.2015
08.01.2016	00:00-02:05	07.11.2015
20.01.2016	06:00-22:20	19.01.2016
02.02.2016	08:35-12:00	05.02.2016
15.-16.04.2016	Ganztägig	23.-24.04.2016
17.04.2016	00:00-14:20	26.04.2016
12.05.2016	03:10-16:35	10.05.2015
08.08.2016	04:05-18:30	07.08.2016
26.09.2016	20:50-23:55	25.09.2016
27.09.2016	Ganztägig	24.09.2016
28.09.2016	00:00-05:00	29.09.2016
03.-04.11.2016	Ganztägig	11.-12.11.2016

### Jahresbilanzen

Abbildung 56 zeigt Jahressummen der Einstrahlung und solaren Nutzenergie sowie den daraus abgeleiteten Systemnutzungsgrad. Die jährlich eingestrahlte Energie auf das Kollektorfeld schwankt über die Jahre zwischen 136 und 156 MWh (1.192 bis 1.431 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>). Bezugnehmend auf das Jahr mit der niedrigsten Einstrahlung (2010) liegt der höchste Strahlungswert damit um 19% höher.

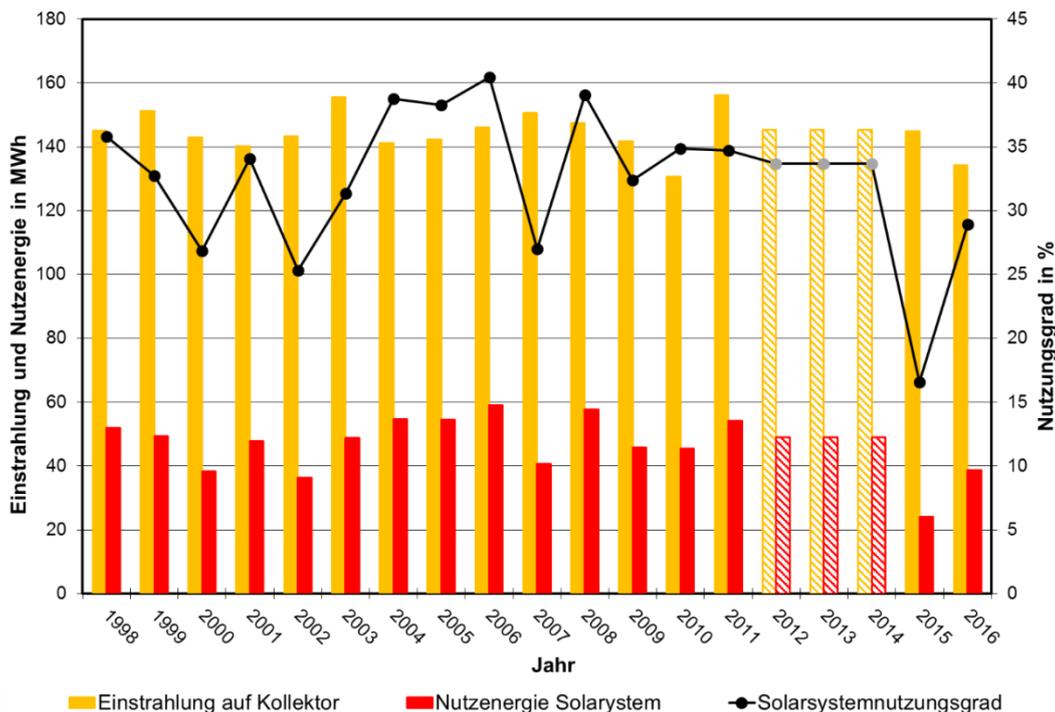


Abbildung 56 Jahreswerte Strahlungsenergie auf das Kollektorfeld, solare Nutzenergie und Systemnutzungsgrad

Wesentlich größer sind im Verhältnis die Unterschiede bei der solaren Nutzenergie, die zwischen 24,0 und 59,1 MWh (220 bis 541 kWh/m<sup>2</sup><sub>Abs</sub>) liegt. Hier liegt der Maximalwert um 246% über dem niedrigsten Wert. Entsprechend stark schwankt auch der Jahressystemnutzungsgrad, der zwischen 16,8 und 40,4% liegt. Die höchsten Systemnutzungsgrade mit Werten von 38 bis über 40% wurden in den Jahren 2004 bis 2006 und 2008 gemessen, als die Anlage weitgehend störungsfrei

lief und zudem im Jahre 2003 eine Reihe von Optimierungsarbeiten durchgeführt wurden, die sich in der Summe positiv auf die Effizienz und Betriebszuverlässigkeit ausgewirkt haben.

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

- 2002: Pufferentladepumpe 74 Tage lang defekt im Sommer  
Pufferladepumpe 44 Tage lang defekt im Winter
- 2003: Pufferladepumpe 22 Tage lang defekt (Winter) und 40 Tage lang (Herbst), ausgefallen wegen defekter Sicherung am Laderegler
- 2007: Ladepumpe 40 Tage lang defekt im Sommer, zu geringes Fördervolumen einer (von zwei in Reihe geschalteten) Kollektorpumpe, versehentliche Abschaltung der Anlage nach Reparaturarbeiten
- 2009: Abnahme des Volumenstroms der Entladepumpe P3, Pumpe wurde daraufhin wegen Defekts durch eine baugleiche Pumpe ersetzt
- 2010: Im März stark verringerter Volumenstrom (nicht mehr als 500 l/h) im Kollektorkreis. Auch die Übertragungsleistung des Kollektorkreiswärmeübertragers hat abgenommen. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz des Wärmeübertragers betrug im März 2010 ca. 15 K statt wie bis dahin 10 K. Der Kollektorkreiswärmeübertrager wurde daraufhin gereinigt. Die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz betrug danach wieder 10 K. Nach Reinigung des Wärmeübertragers und Nachfüllen von Kollektorkreisflüssigkeit ist der Volumenstrom wieder im Sollbereich (1.100 – 1.200 l/h)
- 2015/16: Druck im Kollektorkreis zu gering, Defektes Magnetventil führte zum ungesteuerten Einströmen des Zirkulationsrücklaufs in den Vorwärmespeicher und damit zu dessen Erwärmung s.o.

Für die Jahre 2012-2014 liegen keine Messdaten vor. Im Diagramm sind diese Jahre schraffiert dargestellt. Die angenommenen Werte resultieren aus dem Mittel aller Jahre bis einschließlich 2011. Diese Werte fließen auch in die Tabelle 21 (s.u.) zur Berechnung der Wärmekosten ein.

### **Auslastung**

Der Warmwasserverbrauch bzw. die Auslastung, lag in den ersten beiden Jahren mit rund  $80 \text{ l}/(\text{d}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$  leicht über dem Planwert von  $70 \text{ l}/(\text{d}\cdot\text{m}^2_{\text{Abs}})$  (s. Abbildung 57), hat dann etwas abgenommen und ist danach bis auf den leichten Anstieg in den Jahren 2009 und 2010 relativ konstant geblieben. Der Planwert wird dauerhaft sehr gut eingehalten bzw. leicht übertroffen, was sich positiv auf die Effizienz der Anlage auswirkt.

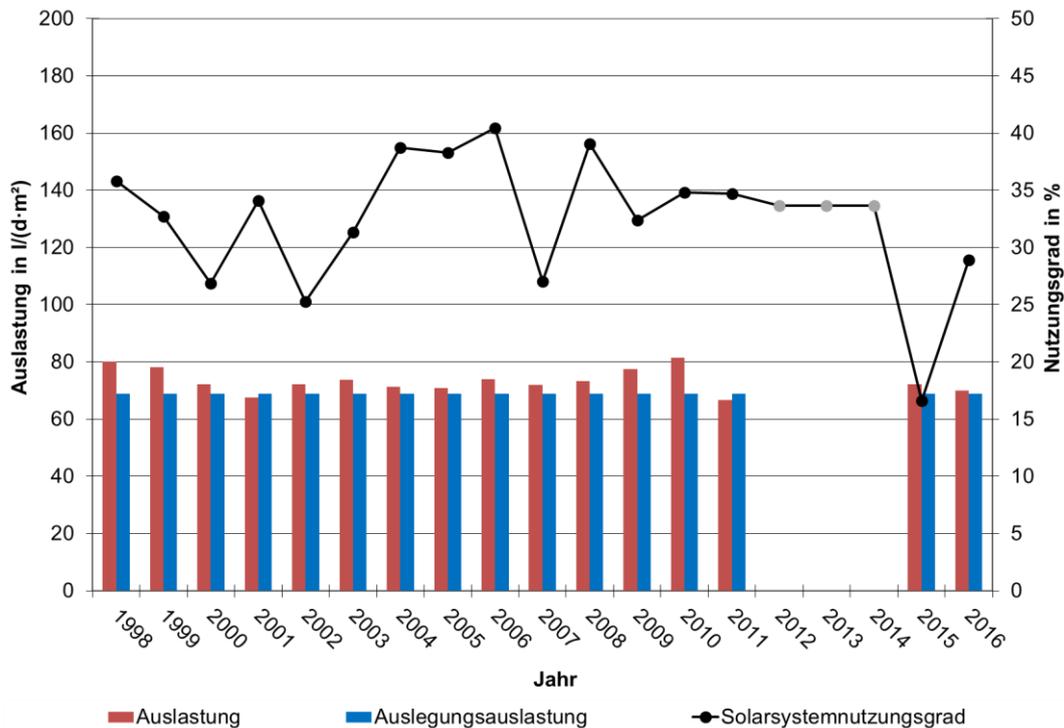


Abbildung 57 : Warmwasserverbrauch (Auslastung) real und laut Planung, Systemnutzungsgrad

### Solarer Zapf- und Zirkulationsdeckungsanteil

Abbildung 58 zeigt den Verlauf des Energieverbrauchs für Zapfen und Zirkulation in Relation zur solaren Nutzenergie bis 2011. Ab 2004 stieg der Energieverbrauch an, weil der Zirkulationsvolumenstrom und die -vorlauftemperatur so weit erhöht wurden, dass eine Zirkulationsrücklauftemperatur von 55°C eingehalten wird (vorher zeitweise nur um 45°C, was nicht konform ist mit DVGW-Vorgaben [14]). Die jährlichen Zirkulationsverluste sind im Laufe der Zeit von anfangs 71 MWh auf zeitweise über 100 MWh angestiegen. Das sind etwa 40 bis 60% der Energie, die für die reine Warmwasserbereitung (Zapfenergie) benötigt wird.

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

Für 2015 und 2016 konnte der Deckungsanteil nicht mehr ermittelt werden, da der Volumenzähler der Zirkulation seit Juni 2015 defekt ist. Die benötigte Energie für die reine Trinkwassererwärmung lag in beiden Jahren etwa auf dem Niveau der Vorjahre.

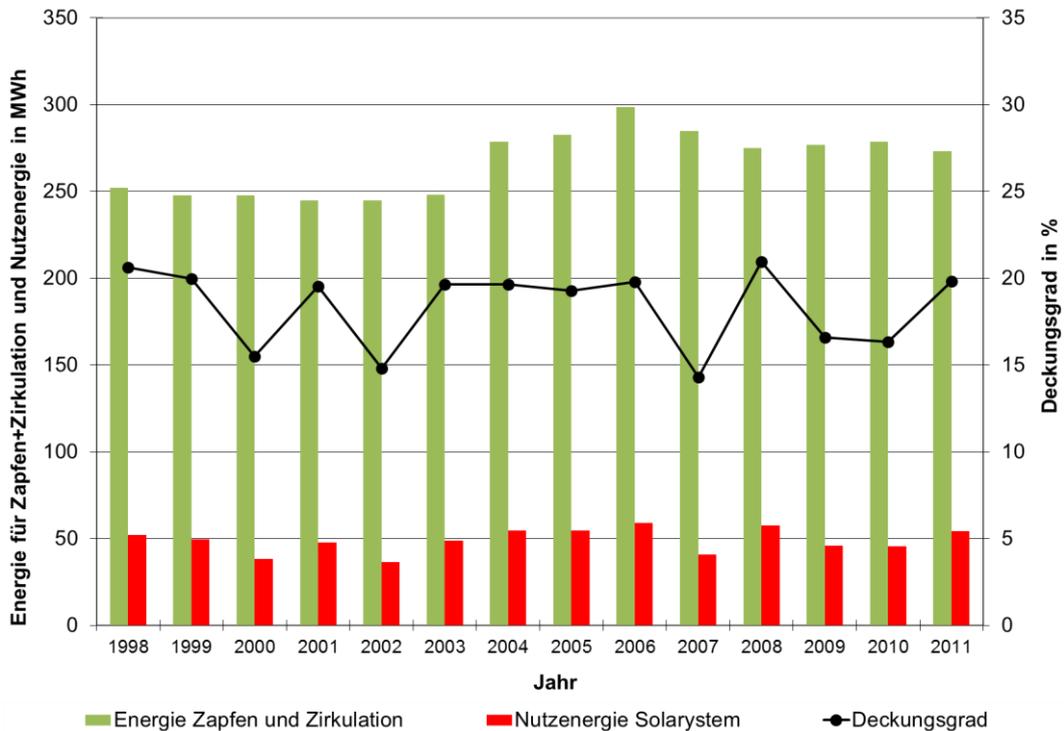


Abbildung 58 :Energie für Zapfen und Zirkulation; solare Nutzenergie; Zapf- und Zirkulationsdeckungsanteil

### Kollektorwirkungsgrad und Wärmeübertrager

Abbildung 59 zeigt den gemessenen (Punktwolke) Kollektorkreiswirkungsgrad im Vergleich zum theoretischen, im Labor ermittelten (rote Linie) Wirkungsgrad eines Einzelkollektors. Die Randbedingungen der Messwertauswahl sind unter 2.1.2.1 benannt.

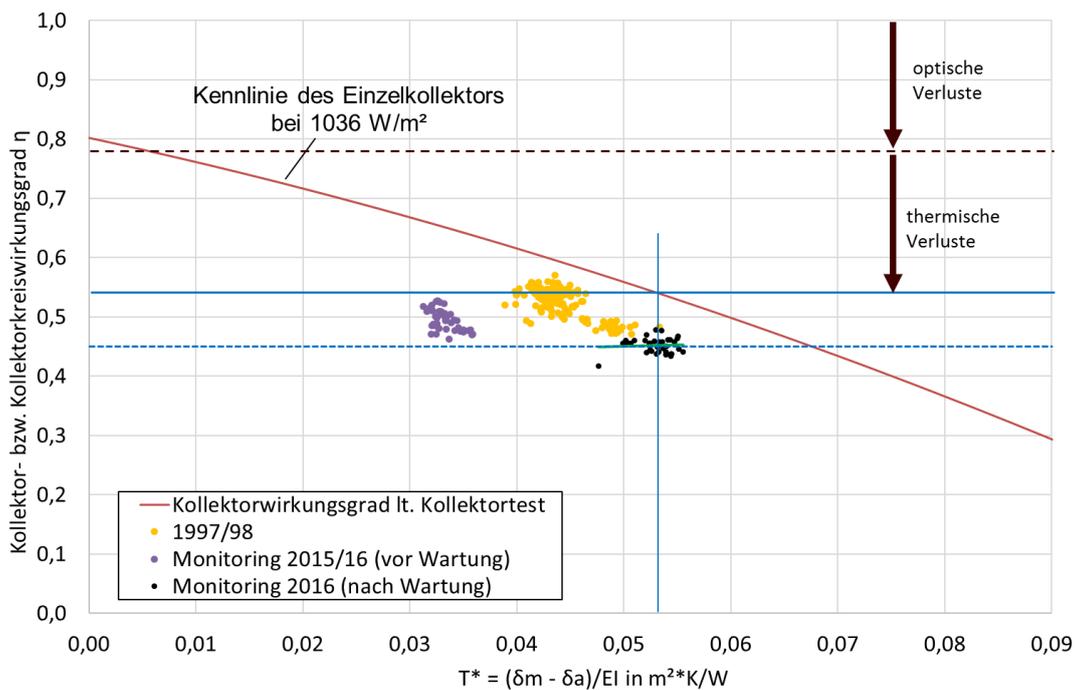


Abbildung 59: Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 5-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus dem aktuellen Monitoring

In den ersten beiden Betriebsjahren (gelbe Punkte) erreichte der Kollektor- bzw. Kollektorkreiswirkungsgrad bei ca.  $0,042 \text{ m}^2\cdot\text{K}/\text{W}$  einen Wert von 0,55. Das sind 5%-Punkte unterhalb des Laborwertes. Vor der Wartung in 2015/16 waren es rund 15%-Punkte (bei  $0,032 \text{ m}^2\cdot\text{K}/\text{W}$ ) weniger. Eine deutliche Verschlechterung zu 1997/98. Nach der Wartung wird wieder ein Wirkungsgrad ähnlich dem der ersten Jahre erreicht. Allerdings bei deutlich höheren Kollektortemperaturen, denn dieser beträgt nun  $0,052 \text{ m}^2\cdot\text{K}/\text{W}$ . Die Ursache hierfür liegt in der Leistungsfähigkeit des Beladewärmeübertragers begründet. Seit der Wartung in 2015 ist diese deutlich schlechter, wie Abbildung 60 zeigt.

Gleiche Randbedingungen wie eine konstante Übertragungsleistung von ca. 50 kW und gleiche Volumenströme von ca.  $1,1 \text{ m}^3/\text{h}$  (beidseitig) gewährleistet die Vergleichbarkeit zwischen den Messjahren. Der Kollektorkreis-Wärmeübertrager weist an diesem Betriebspunkt von 1998 bis vor der Wartung in 2015 eine sinkende logarithmische Temperaturdifferenz von anfänglich 10 bis schließlich 17 K auf. Gleichwohl halbierte sich der spezifische kA-Wert von ca. 50 auf ca.  $26 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}}\cdot\text{K})$ .

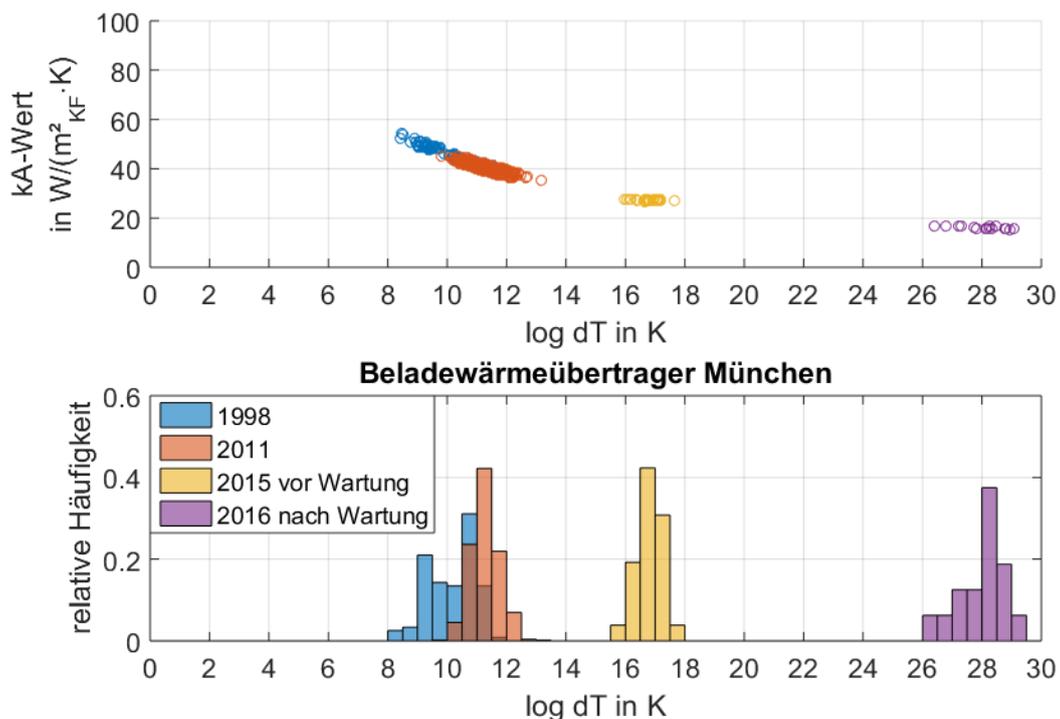


Abbildung 60 Beladewärmeübertrager in München - oben: spezifischer kA-Wert über  $\log dT$ , unten: relative Häufigkeit von  $\log dT$

Unerwartet liegt die Temperaturdifferenz nach der Wartung deutlich höher, bei 28 K, und die spezifische Übertragungsleistung bei nur noch  $16 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}}\cdot\text{K})$ . Die genaue Ursache, welche durch die Wartung zu diesem Ergebnis führte, ist weiterhin unbekannt. Der Betreiber wurde über diesen Mangel bereits in Kenntnis gesetzt.

Analog zum Beladewärmeübertrager wurde auch beim Entladewärmeübertrager vorgegangen. Die Randbedingungen unter denen der Vergleich stattfindet sind wie folgt:  $1,5 \text{ m}^3/\text{h}$  solarspeicherseitiger bzw.  $1,1 \text{ m}^3/\text{h}$  vorwärmespeicherseitiger Volumenstrom und eine Übertragungsleistung von ca. 48 kW die 98% aller Fälle abdeckt. In diesem Bereich beträgt die  $\log$ . Temperaturdifferenz des Entladewärmeübertragers über die Jahre konstant 6 K. Eine Verschlechterung ist nicht erkennbar, siehe Abbildung 61.

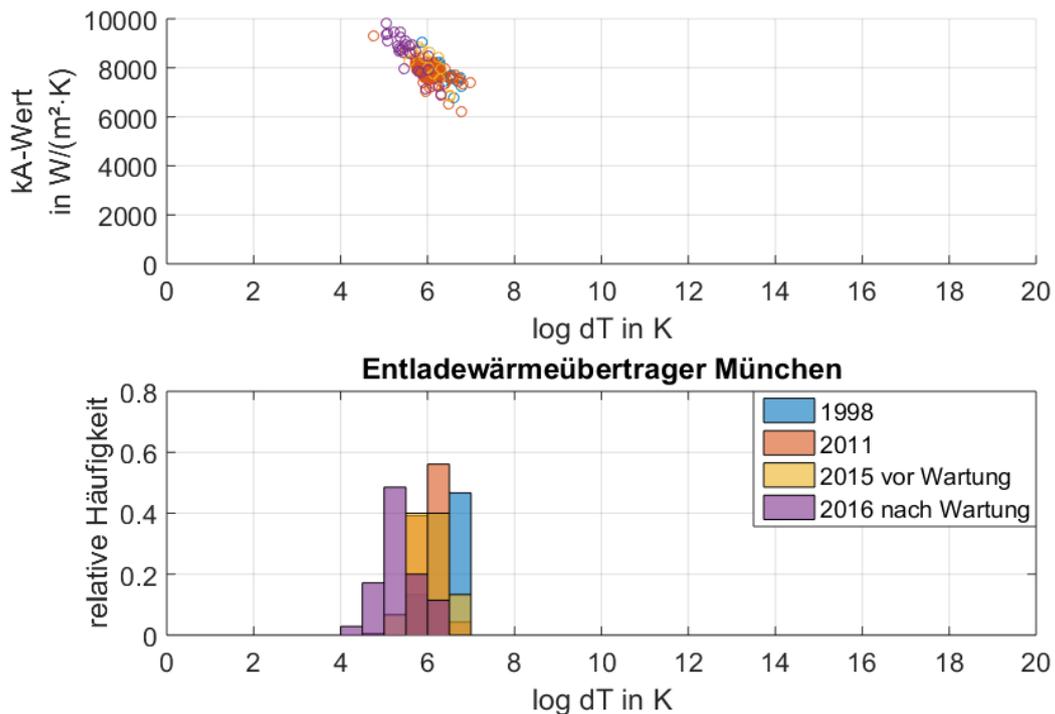


Abbildung 61 Beladewärmeübertrager in München - oben: spezifischer kA-Wert über  $\log dT$ , unten: relative Häufigkeit von  $\log dT$

Nach der Wartung scheint der Entladewärmeübertrager noch geringfügig besser geworden zu sein. Allerdings ist der Unterschied zu den anderen Jahren zu gering für eine verlässliche Aussage.

### Wirtschaftlichkeit

Der Bieter hat einen Energieertrag von 55 MWh/a bei Standard-Auslegungsbedingungen garantiert. Dieser Energieertrag wurde unter Berücksichtigung der realen Wetter- und Verbrauchsdaten in den zwei durchgeführten Garantiemessjahren sehr gut zu rd. 100% eingehalten (Details und Erläuterungen des Prüfverfahren zur Einhaltung des garantierten Energieertrages sind in [12] und [15] ausführlich beschrieben). Dies zeigt, dass hinsichtlich des System- und Regelungskonzeptes keine gravierenden Mängel mit negativen Auswirkungen auf den Energieertrag vorliegen, und diesbezüglich die Erwartungen erfüllt wurden. Alleine die Einhaltung des Garantiertrages lässt jedoch keine Rückschlüsse auf die tatsächlich erzielte Nutzenergie und die Betriebszuverlässigkeit zu.

Tabelle 21 zeigt einen Überblick über die Kosten sowie den garantierten und gemessenen Ertrag. Mit dem garantierten Nutzenergieertrag von 55 MWh und Brutto-Systemkosten von 82.300 € (inkl. Planung und inkl. 15% MwSt.) ergeben sich unter Annahme der in Solarthermie-2000 festgelegten 20jährigen Lebensdauer und 6% Kapitalzins, Plankosten für die Solarwärme von 0,131 €/kWh. Rechnet man den garantierten Energieertrag auf 19 Jahre hoch, ergeben sich 1045 MWh.

Der tatsächliche jährliche Energieertrag liegt aufgrund der schwankenden Verbrauchswerte und Wetterbedingungen – insbesondere aber auch aufgrund der beschriebenen Ausfälle und Defekte – zwischen 24 und 59 MWh, der reale 19-Jahresertrag beträgt demnach 894 MWh. Damit wird der 19-Jahres-Garantiewert

von 1045 MWh zu 86% eingehalten. Wären die Defekte nicht aufgetreten, so hätte die Anlage vermutlich den 19-Jahresgarantiewert fast eingehalten.

Es errechnen sich solare Wärmekosten von 0,131 €/kWh (Garantie) bzw. 0,153 €/kWh (real). Geht man von der nicht unrealistischen Annahme aus, dass die Anlage weitere 5 Jahre in Betrieb ist und rechnet mit den in Solarthermie-2000 festgelegten Vorgaben, errechnen sich jährliche Kapitalkosten von 6441 €. Damit verringern sich die solaren Wärmekosten auf 0,117 €/kWh (Garantie) bzw. 0,137 €/kWh (real).

Gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie-2000 wurden die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert und die eingesparte Gasmenge nicht gegengerechnet, zumal über den 19-jährigen Betrachtungszeitraum auch weder die Reparatur- und Wartungskosten, noch die Gaskosten vorliegen. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

Tabelle 21: Kosten, Energieerträge und solarer Wärmepreis (Förderung ist nicht berücksichtigt)

<b>Kosten(2000)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		64.500 €
- Planung ohne MwSt.		7.100 €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		71.600 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>1)</sup></b>		<b>82.300 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		
		7.178 €
	pro Jahr	19-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	55 MWh	1045 MWh (9587 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	39 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	24..59MWh	894 MWh (8201 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		86%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,131 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,184 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (19-Jahresmittel)		0,153 €/kWh
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 25 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (7,82% Annuität)		
		6.436 €
<b>Wärmepreis</b> bei 7,82 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,117 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (19-Jahresmittel, Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)		0,137 €/kWh

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

### Zusammenfassung und Fazit

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

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

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

Auch der Kollektorkreiswärmeübertrager benötigte eine Reinigung um wieder seine ursprüngliche Leistung zu erreichen.

Auf die Anbindung des Zirkulationsrücklaufs an den Vorwärm Speicher zur solaren Deckung von Zirkulationsverlusten kann bei knapp ausgelegten reinen Vorwärm systemen zumeist verzichtet werden, da der energetische Nutzen gering ist. Außerdem ist damit das Risiko verbunden, dass der geringe Mehrertrag durch Erwärmung des Vorwärm Speichers aufgrund undichter - wie in dieser Anlage geschehen – oder durch falsch angesteuerte Ventile aufgehoben wird oder sogar zu einem Minderertrag führt, wenn die Funktion der Ventile nicht durch eine entsprechende Messtechnik sehr einfach kontrolliert werden kann. Dem Betreiber wurde nach wiederholten Problemen empfohlen die Leitungen zur solaren Deckung der Zirkulationsverluste stillzulegen.

Die vom Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000 nachgewiesenen Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren, wird durch diese Anlage bestätigt. Vom derzeitigen Zustand der Anlage ausgehend, ist es wahrscheinlich, dass die Anlage bei störungsfreiem Betrieb noch mindestens 5 bis 10 Jahre lang eine Nutzenergie in der Größenordnung des garantierten Energieertrags liefern kann. Die guten Erträge in den Jahren 2004 bis 2006, 2008, 2011 sowie das Monitoring im 2016 lassen keine Anzeichen für leistungsmindernde Degradationen erkennen.

Wichtigste Voraussetzung für einen dauerhaft hohen Energieertrag ist vielmehr, dass die Funktion der Anlage regelmäßig überprüft wird. Wenn Fehler auftreten, so sollten diese rasch und mit Nachdruck behoben werden.

### 2.1.2.5 Kreiskrankenhaus Neuhaus

Das Kreiskrankenhaus Neuhaus liegt am nördlichen Rand der Stadt Neuhaus in ca. 840m über NN. Eigentümer und Betreiber des Objektes sind die MEDINOS Kliniken des Landkreises Sonneberg GmbH. Die Krankenhausgebäude wurden mit Ausnahme der Poliklinik in Plattenbauweise errichtet. Das Kollektorfeld befindet sich auf dem begrünten Flachdach des Versorgungstraktes.



Abbildung 62 Solarfeld des Kreiskrankenhauses Neuhaus am Rennsteig

Auslegungsgrundlage für die Solaranlage war eine Bettenbelegung mit 120 bei einem Verbrauch von 60 l pro Bett und Tag. Zentrales Element ist das Kollektorfeld, in dem 16 Großkollektoren zu je 7,5m<sup>2</sup> in zwei Strängen zu acht Kollektoren zu einer Gesamtfläche von 98m<sup>2</sup> verschaltet sind. Der Pufferkreis enthält neben den 5,5 m<sup>3</sup> fassenden, kellergeschweißten Pufferspeicher drei Wärmeübertrager und drei Pumpen. Der Speicher ist als Schichtenladespeicher ausgeführt. Die in den Kollektoren in Wärme umgesetzte Solarstrahlung wird über einen Plattenwärmeübertrager an den Pufferspeicher übergeben. Der Pufferspeicher kann etwa 70% der Energie des Warmwasserbedarfs eines Tages speichern. Die Anlage ist als Vorwärmssystem ausgelegt, eine Fernwärmenachheizung bringt das Trinkwasser auf Bereitschaftstemperatur. Die Anlage wurde am 27. August 1997 in Betrieb genommen. [9]

Tabelle 22 Allgemeine Informationen zum Objekt in Neuhaus

<b>Objekt</b>	<b>Kreiskrankenhaus Neuhaus am Rennweg</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung im Vorwärmssystem
<b>Kollektorfeld</b>	98m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Süd, 30° Neigung
<b>Speicher</b>	5,5m <sup>3</sup> Schichtenladespeicher
<b>Regelung</b>	Solvis SI-Control
<b>Inbetriebnahme</b>	August 1997 ( Alter 19 Jahre)
<b>Monitoring</b>	06. August 2015 bis 5. August 2016

Nachfolgend das Hydraulikschaltbild der Anlage.

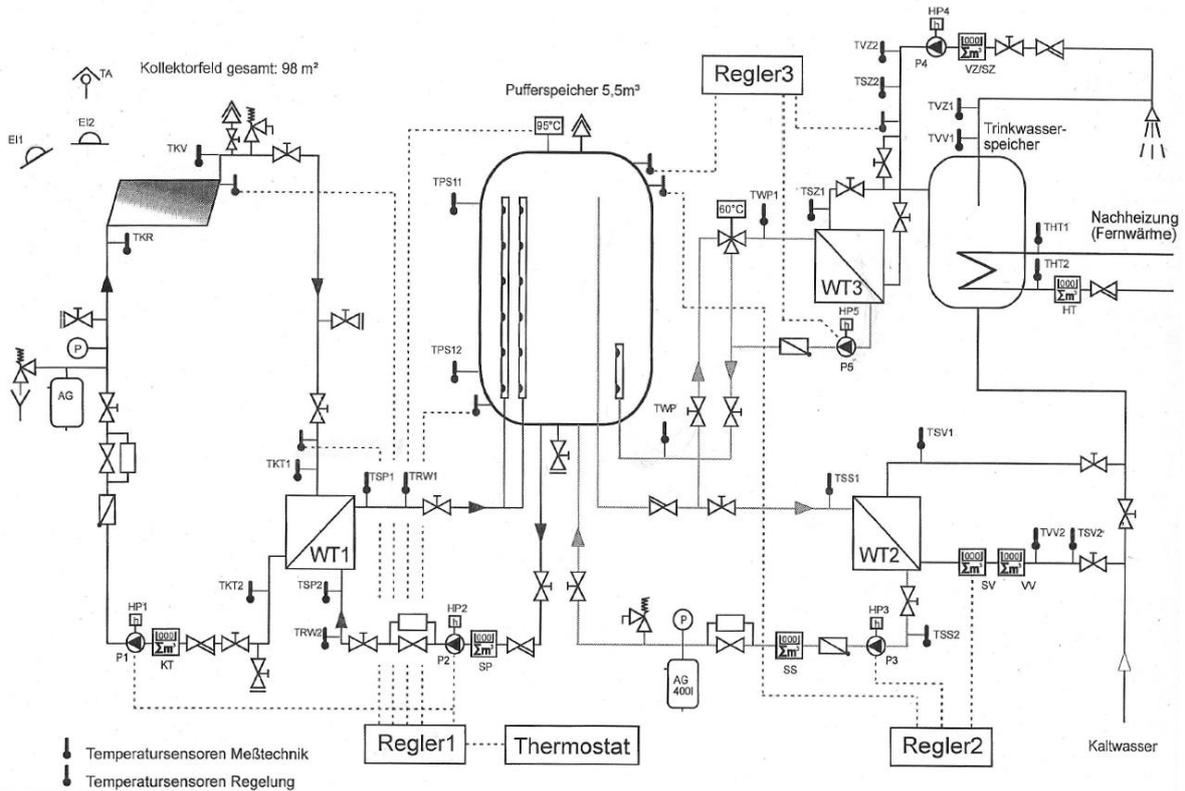


Abbildung 63 Hydraulikschema der Anlage am Kreiskrankenhaus in Neuhaus [9]

Am Ortstermin Mitte April 2015 präsentierte sich die Anlage in einem überwiegend guten Zustand. Eine Undichtigkeit im Rücklauf des Wärmeübertragers 3 (WT3, siehe Schaltbild) primärseitig, in der Nähe vom Mischventil, führte zum Ausfall des darunterliegenden Volumenzählers SS im Entladekreis. Durch den Austausch des Zählwerkes konnte SS wieder in Betrieb genommen werden. Des Weiteren ersetzte der Betreiber weitere defekte Volumenzähler im Kaltwasserzulauf SV und in der Zirkulation VZ.



Abbildung 64 Foto der Anlagenhydraulik in Neuhaus

Auf den Solarkollektoren waren keine Ablagerungen oder Beschädigungen zu erkennen. Dies ist aller Wahrscheinlichkeit nach den Witterungseinflüssen vor Ort zu verdanken. Der beständig starke Wind auf dem Dach des auf 840m über NN gelegenen Krankenhauses verhindert ein dauerhaftes Festsetzen von Partikeln auf den Kollektoren. Rückseitig ist an manchen Stellen Vogelfraß an der Isolierung vorzufinden. Dies ist aber ein bekanntes Problem in der Solartechnik.



Abbildung 65 oben: saubere Kollektoren, unten: Vogelfraß an der Isolierung

### **Monitoring**

Im Laufe der ersten Monate kam es in den Messdaten sehr häufig zu Fehlern, was eine sinnvolle Auswertung unmöglich machte. Der Austausch des Logger-Netzteils löste dieses Problem. Das Monitoring verzögerte sich dadurch auf den 06.08.2015. Weiterhin findet seit geraumer Zeit keine Zirkulationsvorwärmung über den WT3 statt. Um das Problem zu beheben wurde zunächst das Bypass-Ventil sekundärseitig am WT3 geschlossen damit der Zirkulationsvolumenstrom über den Wärmeübertrager fließen kann. Da so jedoch selbst bei ausreichender Temperatur im Speicher ( $>60^{\circ}\text{C}$ ) primärseitig am WT nur konstant  $50^{\circ}\text{C}$  statt  $60^{\circ}\text{C}$  erreicht werden, wird der Fehler im Thermostatventil vermutet. Die HS Düsseldorf informierte

den Betreiber am 10.07.2015 und 03.09.2015 dahingehend. Während des Monitorings erfolgte keine Reparatur.

### Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16

Tabelle 23 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (06.08.2015 bis 05.08.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 23 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 06.08.2015 bis 05.08.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 06.08.2015 – 05.08.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	102,1 MWh	2,84 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	36,2 MWh	1,01 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	34,6 MWh	0,96 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie Entladung Pufferspeicher	QSS	37,4 MWh	1,04 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems Frischw.	QSV	34,9 MWh	0,97 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
6	Nutzenergie des Solarsystems Zirk.	QSZ	-11,7 MWh	
7	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	104,1 MWh	
8	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	128,6 MWh	
9	Energie der Nachheizung	QHT	197,8 MWh	
10	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	1.164 kWh	32,3 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
11	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1797 h	4,9 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	1665 h	4,6 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Frischw.-Vorw.	HP3	N/A	N/A
14	Betriebsstunden Pumpe Zirkulation	HP4	8780 h	24 h/d
16	Betriebsstunden Pumpe Zirk.-Vorw.	HP5	1789 h	4,9 h/d
17	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,00 m <sup>3</sup> /h	
18	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	1,25 m <sup>3</sup> /h	
19	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	0,19 m <sup>3</sup> /h	
20	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	1.778 m <sup>3</sup>	4,86 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	49,4 l/(d·m <sup>2</sup> )	
21	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	33,9%	
22	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g <sub>SB</sub>	34,2%
		netto	g <sub>SN</sub>	33,0%
23	Solarer Zapf-Deckungsanteil	brutto	D <sub>SB_Zapf</sub>	33,5%
		netto	D <sub>SN_Zapf</sub>	32,4%
24	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	15,0%	
25	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	14,5%	
26	Arbeitszahl des Solarsystems	A	30,0	

Infolge von Loggerausfällen/Fehlern mussten mehrere Tage korrigiert werden, vgl. Tabelle 24.

Tabelle 24 korrigierte Messtage

Datum	Zeitraum	Daten ersetzt durch
08.-09.09.2015	Ganztägig	04.09.2016 und 05.09.2016
10.09.2015	00:00-7:45	05.09.2015
25.12.2015	05:15-17:45	24.12.2015
26.12.2015	05:15-11:30	27.12.2015
15.02.2016	05:15-11:30	16.02.2016
06.04.2016	4:00-4:30	06.04.2016 3:15-3:45
07.04.2016	4:15	Daten von 4:00 Uhr (07.04.2016)
15.04.2016	Ganztägig	13.04.2016
16.04.2016	00:00-03:00	14.04.2016
19.04.2016	Ganztägig	10.04.2016
20.04.2016	00:00-02:15	21.04.2016
10.04.2016	19:00-23:45	06.06.2016
11.04.2016	00:00-11:15	12.06.2016

### Warmwasserverbrauch

Mit 5 m<sup>3</sup>/d lag der Warmwasserverbrauch im aktuellen Monitoring um 2 m<sup>3</sup>/d unter dem Auslegungsfall von 1997 und 1 m<sup>3</sup>/d unter dem Verbrauch der ersten vier Messjahre. Es folgten drei Jahre (2002 bis 2005) mit stetig weniger gemessenen Warmwasserverbrauch. Im April 2006 bricht der Verbrauch dann schlagartig um 50% ein und bleibt bis zum Ende des Langzeitmonitorings [9] (bis 2010) auf einem Niveau von 1,8 m<sup>3</sup>/d. Laut Abschlussbericht [9] ist dies auf die sinkende Bettenanzahl zurückzuführen, nach Aussage des verantwortlichen Technikleiters blieb die Bettenanzahl allerdings relativ konstant. Vermutlich hängt der Einbruch mit einer Baumaßnahme zusammen, bei der es zu Umbindungen im Warmwasserverteilnetz gekommen sein könnte, so der Technikleiter. Der sinkende Verbrauch in den Vorjahren ist dann auf Wasserspararmaturen und „Fachrichtungsänderungen“ in der Krankenhausstruktur zurückzuführen.

Die Anlage ist für eine Auslastung von 71 l/(d·m<sub>KF</sub><sup>2</sup>) ausgelegt, in den ersten Messjahren erreichte sie im Mittel 65 l/(d·m<sub>KF</sub><sup>2</sup>) und aktuell sind es 50 l/(d·m<sub>KF</sub><sup>2</sup>). Eine geringere Auslastung führt in der Regel zu geringeren Systemnutzungsgraden und sollte für Trinkwasservorwärmssysteme ca. 70 l/(d·m<sup>2</sup>) betragen. Den aktuellen Warmwasserverbrauch zeigt Abbildung 66.

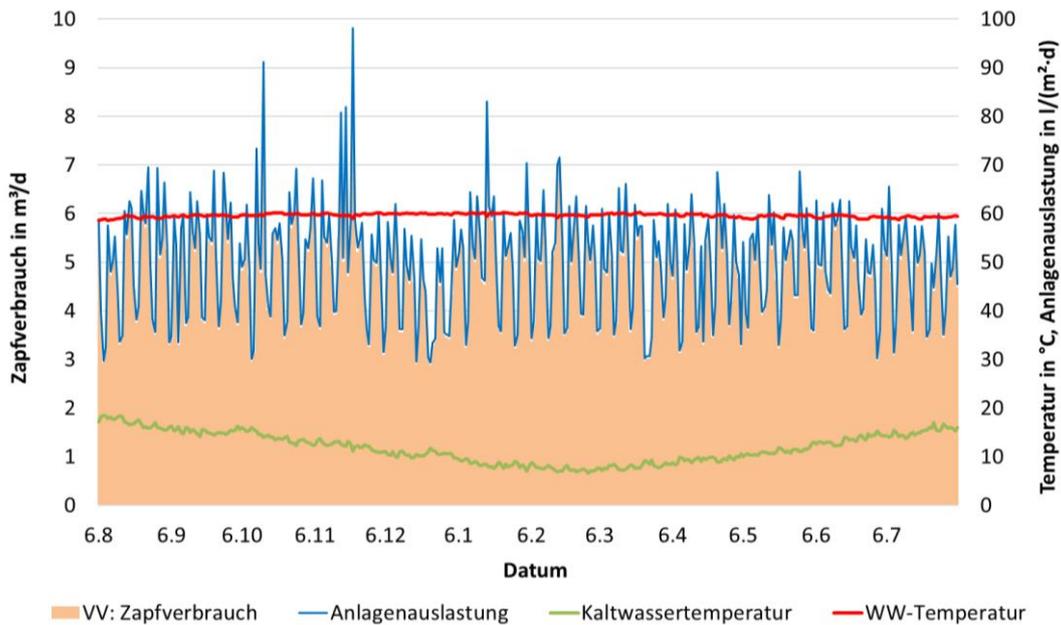


Abbildung 66 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage des Kreiskrankenhauses Neuhaus

Der Verbrauch, als auch die Warmwassertemperatur, ist über den Auswertzeitraum konstant. Damit einhergehend ist auch der Energieverbrauch zur Trinkwarmwasser (Zapfung und Zirkulation) konstant, wie Abbildung 67 zeigt. Der von der Solaranlage gedeckte Anteil schwankt, bezogen auf eine Woche, zwischen 1 und 39% und liegt über das Jahr berechnet bei rund 16%.

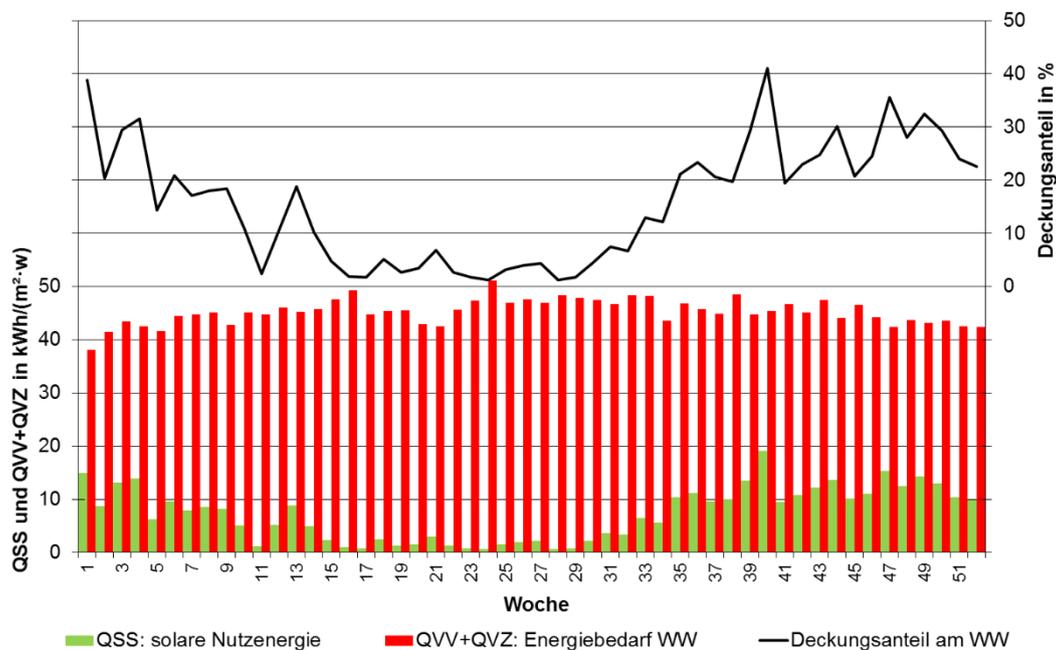
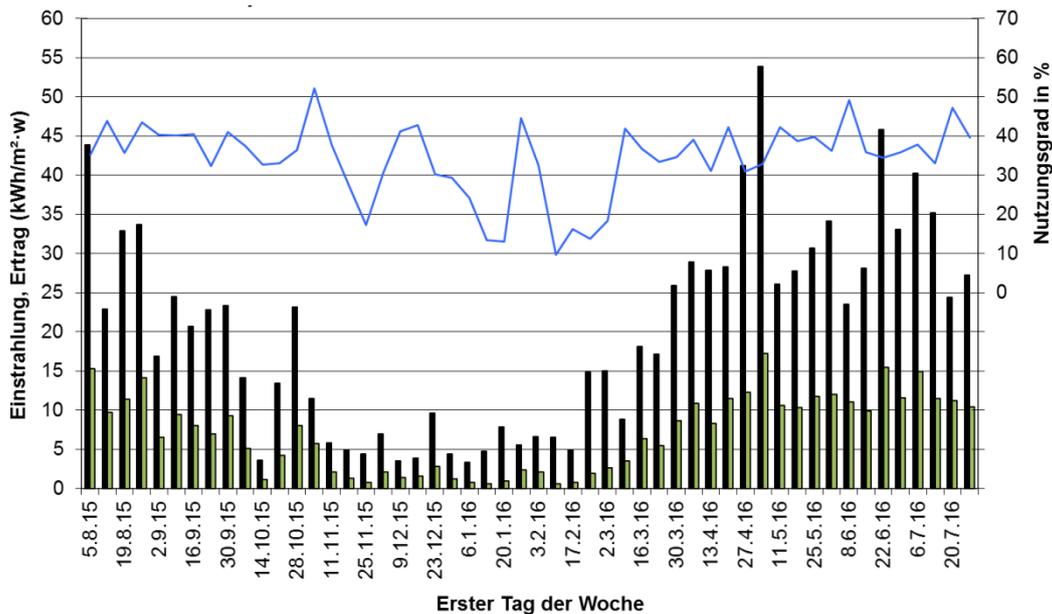


Abbildung 67 Nutzenergie des Solarsystems, Energieverbrauch und Deckungsanteil am KH Neuhaus

Bis auf die Wintermonate von November bis März in denen der Systemwirkungsgrad zwischen 30 und 45% schwankt, verläuft dieser im restlichen Jahr konstant bei rund 40%. Abbildung 68 beinhaltet den Jahresverlauf des Systemnutzungsgrades sowie die Einstrahlung und Nutzenergie des Solarsystems.



■ EIT: Einstrahlung auf Kollektorebene ■ QSV: Nutzenergie des Solarsystems — Systemnutzungsgrad brutto

Abbildung 68 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

### Nutzungsgradvergleich

Neben den ersten drei Messperioden (1997 bis 2000) direkt nach Inbetriebnahme der Anlage 1996 liegen dank der Projektphase 4 des ursprünglichen ST2000-Programms weitere Daten bis 2010 vor. Die aus diesen Daten und dem aktuellen Monitoring (2015/16) ermittelten Nutzungsgrade stellt Abbildung 69 dar.

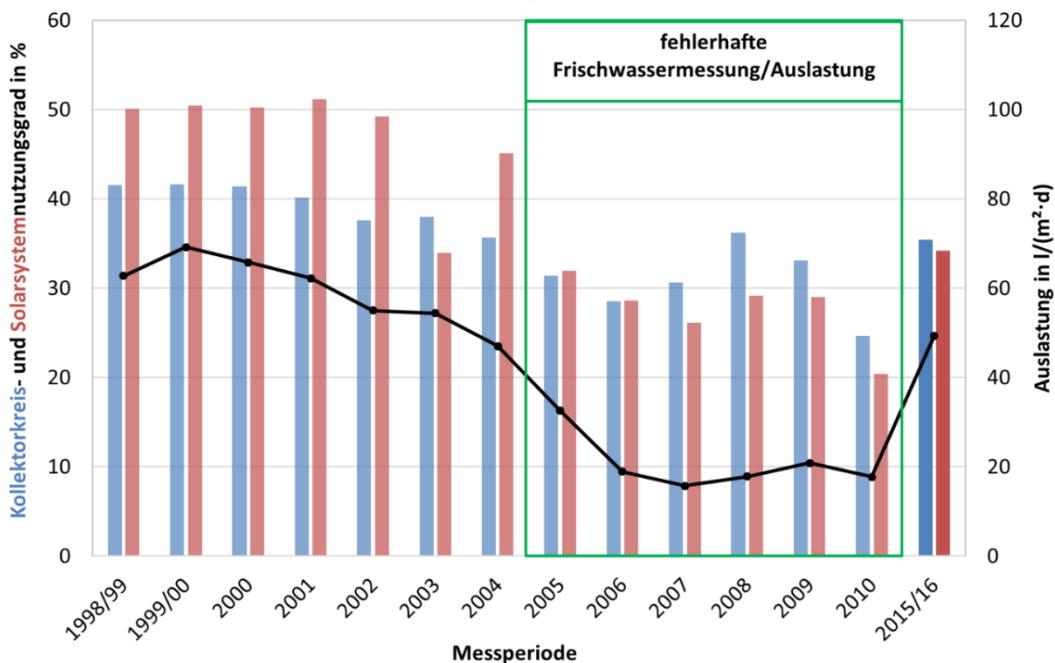


Abbildung 69 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [9]

Der Vergleich weist gleich mehrere Auffälligkeiten auf: Der Systemnutzungsgrad (rot) ist in den Anfangsjahren bis 2006 größer als der Kollektorkreisnutzungsgrad. Das heißt, der Solarspeicher gab mehr Energie an die Warmwasserbereitung ab, als der

Kollektorkreis im selben Zeitraum einspeiste. Eine mögliche Ursache sind ungenau messende Volumenzähler und/oder die nicht funktionierende solare Zirkulationsvorwärmung. Bei aktiver Frischwasser- aber inaktiver Zirkulationsvorwärmung fließt ein geringer Teil des Entladevolumenstroms vom unteren Speicherteil über den Wärmeübertrager der Zirkulationsvorwärmung und wird dort von der 55°C heißen Zirkulation erwärmt, anschließend wird diese Wärme am Entladewärmeübertrager an das Frischwasser wieder abgegeben, siehe Abbildung 70.

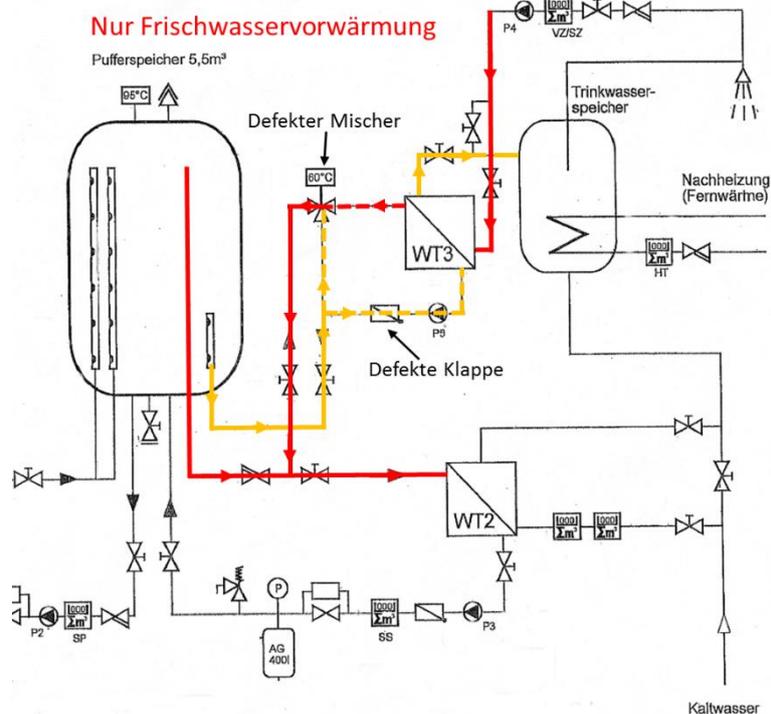


Abbildung 70 Teilerwärmung des Entladevolumenstroms über den Wärmeübertrager der Zirkulationsvorwärmung (WT3) in Zeiten von ausschließlicher Frischwasservorwärmung (P3 eingeschaltet und P5 ausgeschaltet)

Auch in Zeiten in denen sowohl die Frischwasservorwärmung als auch die Zirkulationsvorwärmung aktiv sind wird keine Wärme an die Zirkulation übertragen. Der Mischer, welcher im Normalfall auf 60°C Mischtemperatur eingestellt sein sollte, mischt nur auf eine WT3-Eintrittstemperatur von 50°C. Zu niedrig für eine Anhebung des Zirkulationsrücklaufes, diese tritt mit ca. 52°C in den Wärmeübertrager ein. Da die Messtechnik diese von der Zirkulation stammende Wärmeenergie fälschlicherweise als Solarwärme interpretiert, liegt die gemessene solare Nutzwärme höher als die vom Beladekreis an den Speicher abgegebene Wärmemenge.

Bis 2003 betrug der Kollektorkreisnutzungsgrad erfreuliche 40%. Mit Einbruch des Warmwasserverbrauchs ab 2004 bis 2009 sanken auch die Nutzungsgrade auf teilweise unter 30%. Der starke Rückgang der Nutzungsgrade im Jahr 2010 ist auf eine defekte Solarkreisregelung zurückzuführen. Bis Mai liefen die Pumpen im Solarkreis durchgängig, anschließend lief der Solarkreis von Juni bis August nicht. Die Solaranlage war also für die ersten 8 Monate faktisch außer Betrieb.

Das aktuelle Monitoringjahr 2015/16 zeigt wieder deutlich bessere Nutzungsgrade gegenüber den Jahren 2005 bis 2010. Liegt aber mit rund 34% noch um 6 bis 11%-Punkte hinter den ersten Betriebsjahren. Ein Grund ist die um 20% geringere Auslastung. Ein Vergleich mit den Jahren 2002 bis 2004 in denen eine ähnliche

Auslastung auftrat, zeigt, dass die Auslastung aber nicht der einzige Grund für den niedrigeren Nutzungsgrad ist. Mit einer Arbeitszahl von 30 liegt die Anlage derzeit rund 10% (vorher  $34 \text{ kWh}_{\text{thermisch}}/\text{kWh}_{\text{elektrisch}}$ ) unter denen der ersten Jahre.

## Garantieberechnung

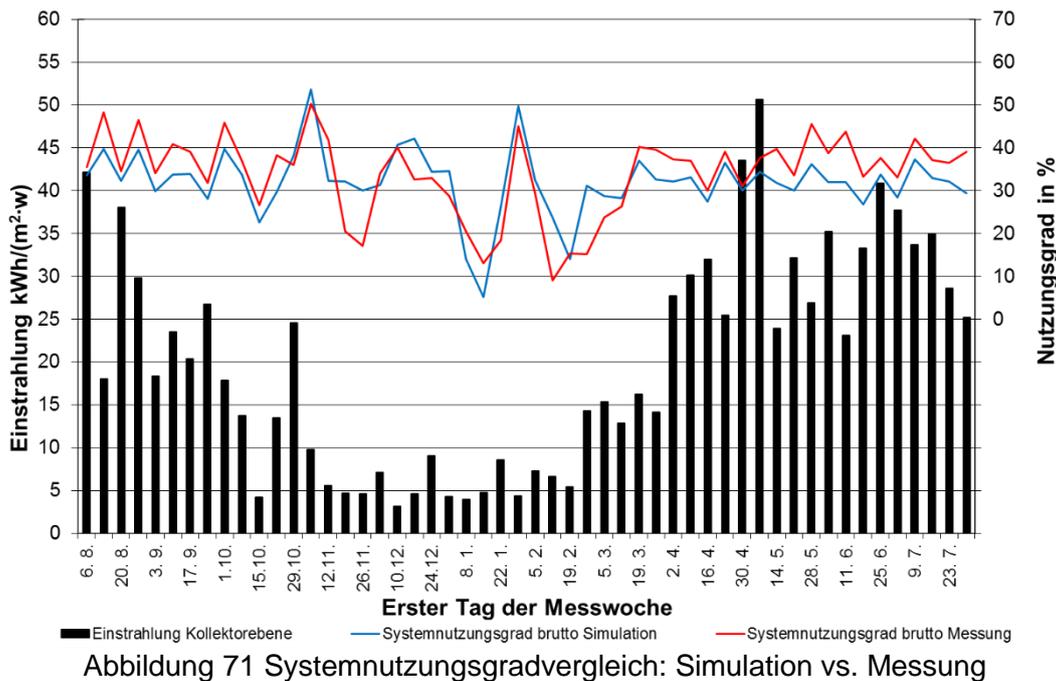
Tabelle 25 Vergleich Messdaten mit Simulationsergebnissen

	Messdaten	Simulation
<b>Gesamtstrahlung auf Kollektoren</b>	102,1 MWh	108,0 MWh
<b>Kollektorkreisnutzungsgrad</b>	33,9%	33,4%
<b>Systemnutzungsgrad Brutto</b>	34,2%	32,9%
<b>Zapfverbrauch</b>	1777,0 m <sup>3</sup>	1764,8 m <sup>3</sup>
<b>Solare Nutzwärme</b>	34,9 MWh	35,6 MWh

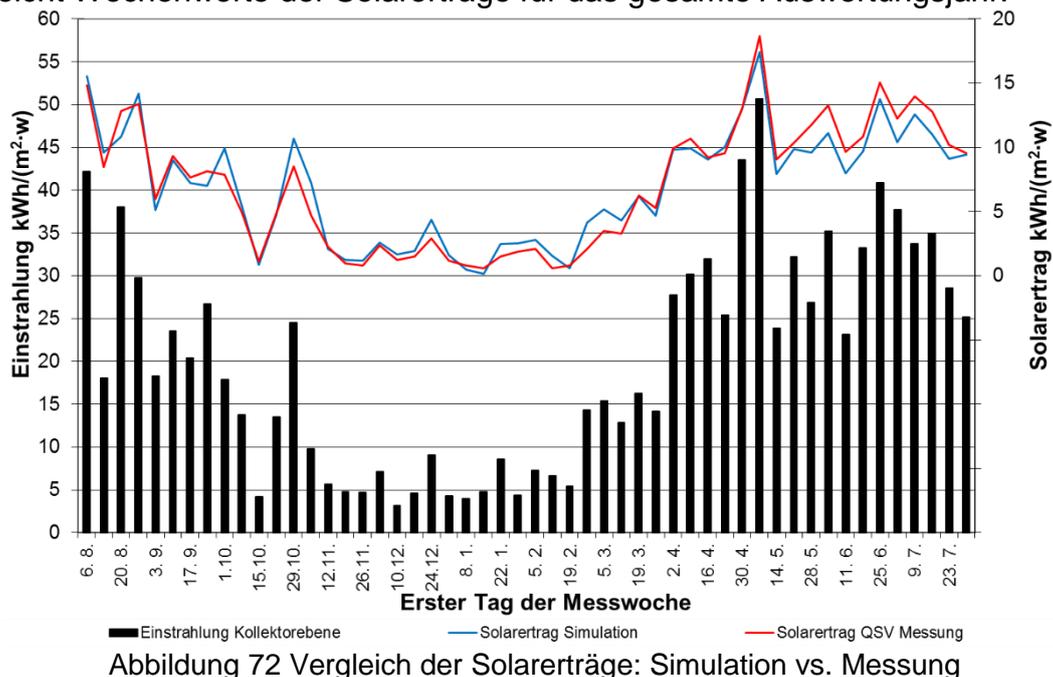
Tabelle 25 zeigt einen Vergleich von Messdaten mit den Ergebnissen der T\*SOL-Simulation. Die Abweichung der Gesamtstrahlung auf die Kollektoren ist höchstwahrscheinlich auf die interne T\*SOL Berechnung zurückzuführen. Gleiches gilt für die Differenz des Zapfverbrauches. Dieser wurde in T\*SOL mit 1777 m<sup>3</sup> eingelesen und somit vorgegeben, jedoch gibt T\*SOL als Ergebnis einen etwas geringeren Wert aus. Die gleiche Abweichung von ca. 0,7% tritt auch bei den anderen simulierten Anlagen auf. Es lässt sich also auch hier auf Ungenauigkeiten bzw. Rundungsfehler innerhalb der T\*SOL Berechnung schließen.

Die Differenzen bei den Wirkungsgraden, sowie beim Ertrag sind zu einem geringen Anteil auf die Unterschiede in Zapfverbrauch und Strahlung und den daraus folgenden Berechnungen zurückzuführen. Vor allem aber entstehen diese Differenzen, da es mit der Simulation nicht möglich ist, das exakte Verhalten des realen Systems abzubilden.

Dass die Messung einen höheren System- als den Kollektorkreisnutzungsgrad aufweist, wird auf Messfehler der zugrundeliegenden Volumenzähler zurückgeführt. Die Inbetriebnahme der Anlage erfolgte im August 1996. Im Laufe dieser Zeit wurden die Zähler weder getauscht, noch auf ihre Genauigkeit überprüft und könnten somit bereits außerhalb der Eichfehlergrenzen operieren. Es ist also die Möglichkeit gegeben, dass die Zähler im Laufe der Jahre ungenauer geworden sind. Folgende Abbildung 71 zeigt den Vergleich der Wochenwerte des Systemnutzungsgrades von Simulation und Messung bei angegebener Strahlung über das gesamte Auswertungsjahr.



Da der Systemnutzungsgrad in beiden Fällen nicht direkt gemessen, sondern aus weiteren Werten berechnet wird ist es unwahrscheinlich, dass Simulation und Messwert genau übereinstimmen. Die Tendenz der Kurve der Simulation stimmt jedoch mit dem aus den Messwerten ermitteltem Nutzungsgrad überein. Im Zeitraum vom 12.11.2015 bis einschließlich der Woche vom 19.3.2016 weist die reale Anlage einen etwas schlechteren Systemnutzungsgrad von durchschnittlich 29,9% gegenüber der Simulation mit 26,6% auf. Im restlichen Jahr beträgt der durchschnittliche Systemnutzungsgrad für die Simulation 33,3% und für die Messung 38,1%. Diese Schwankungen gleichen sich über das gesamte Auswertungsjahr weitestgehend aus, wodurch es im Schnitt nur zu einer Differenz von 1,3%-Punkten zwischen Messung und Simulation (siehe Tabelle 25) kommt. Abbildung 72 vergleicht Wochenwerte der Solarerträge für das gesamte Auswertungsjahr.



Analog zur Analyse des Systemnutzungsgrads, geht auch aus Abbildung 72 hervor, dass die Ergebnisse der Simulation im Vergleich zur Messung in den Wintermonaten einen höheren Ertrag liefern, als in den Sommermonaten. Die Differenz fällt auf das gesamte Auswertungsjahr betrachtet mit 0,65 MWh (siehe Tabelle 25) sehr gering aus, da sich beide Effekte ausgleichen.

Der vom Bieter garantierte Solarertrag von 50,0 MWh/a wurde in dieser Auswertungsperiode mit einem gemessenen Ertrag von 34,6 MWh nicht erreicht. Auch der Warmwasserverbrauch der Anlage von 2.358 m<sup>3</sup> (Bieterangabe) wurde mit 1.778 m<sup>3</sup> deutlich unterschritten. Trotz des im Vergleich zur Bieterangabe geringer ausgefallenen Solarertrages erfüllt die Anlage für diese Messperiode die Garantie mit 91,36% für den Solarertrag und mit 95,95% für den Systemnutzungsgrad, vgl. Tabelle 26. Wie an der Anlage in Jena erreicht diese Anlage in 2015/16 ähnlich hohe Erfüllungswerte wie im ersten Betriebsjahr (95% bzw. 96%). Auch hier zeigen sich also keine signifikanten Alterungserscheinungen.

Tabelle 26 Berechnungsblatt zum Garantieverfahren

<b>Berechnung zum Garantiertrag</b>					
<b>Objekt: Kreiskrankenhaus Neuhaus am Rennweg</b>					
<b>Meßperiode: 06.08.2015 bis 05.08.2016</b>					
<b>Berechnungen durchgeführt von:</b>					
			A		
	<b>Einheit</b>	<b>Wert</b>	<b>Anmerkungen</b>	<b>Abweich.</b>	
<b>Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen vorgegebenen Werte</b>					
1	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	2.358	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal (nach damaliger Vorgabe)	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	970,3	vorgegeben (T*SOL Göttingen)	
3	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	106.785	vom Bieter angegeben	
4	garantierter Ertrag	kWh/a	50.000	vom Bieter garantiert	
5	garantiertes eta	%	46,82	gar. eta=(A4/A3)*100%	
6					
<b>7 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte)</b>					
8	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	2.358	vorgegeben	
9	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	979,3	vorgegeben (T*SOL Göttingen)	
10	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	107.579	mit T*SOL berechnet	
11	Ertrag	kWh/a	46.873	mit T*SOL berechnet	
12	eta	%	43,57	eta=(A11/A10)*100%	
13	Faktor Ertrag		1,0667	Faktor Ertrag=A4/A11	
14	Faktor eta		1,0746	Faktor eta=A5/A12	
15	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktor von der T*SOL-				
16	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
17	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
18					
<b>19 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Meßwerte)</b>					
20	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	1.778	gemessen	-24,61%
21	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	987,6	gemessen	0,84%
22	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	108.090	mit T*SOL berechnet	0,47%
23	Ertrag	kWh/a	35.554	mit T*SOL berechnet	
24	eta	%	32,89	eta = (A23/A22)*100%	
25					
<b>26 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren</b>					
27	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	37.926	korr. Ertrag=A23*A13	
28	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	35,35	korr. eta=A24*A14	
29	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
30	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
31	bedingungen in die Bewertung der Meßergebnisse einfließen lassen zu können.				
32					
<b>33 Meßergebnisse unter realen Betriebsbedingungen</b>					
34	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	1.778	gemessen	
35	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	987,6	gemessen	
36	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	102.149	gemessen	
37	gemessener Ertrag	kWh/a	34.646	gemessen	
38	gemessenes eta	%	33,92	gem. eta=(A37/A36)*100%	
39					
40					
<b>41 Ergebnis:</b>					
42	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	91,35	erreich. Energie=(A37/A27)*100%	
43	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	95,95	erreich. eta=(A38/A28)*100%	
44	<b>Garantie</b>		<b>erfüllt</b>		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 42,43) 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 22,36).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90%, so gilt die Garantie als erbracht.					



Mangels bekannter Auslegungsdaten des Beladewärmeübertragers blieb für die Überprüfung der Leistungsfähigkeit nur der Vergleich mit Daten aus den ersten drei Garantie Jahren. Gleiche Randbedingungen wie gleiche Volumenströme von ca. 1,2 m<sup>3</sup>/h (beidseitig) und eine gleiche Übertragungsleistung von ca. 50 kW gewährleistet die Vergleichbarkeit zwischen den Messjahren. Der Kollektorkreis-Wärmeübertrager weist an diesem Betriebspunkt über die Jahre eine konstante logarithmische Temperaturdifferenz von 6 bis 8 K auf. Der Vergleich mit den ersten drei Garantie Jahren in Abbildung 74 zeigt demnach keinerlei Verschlechterung.

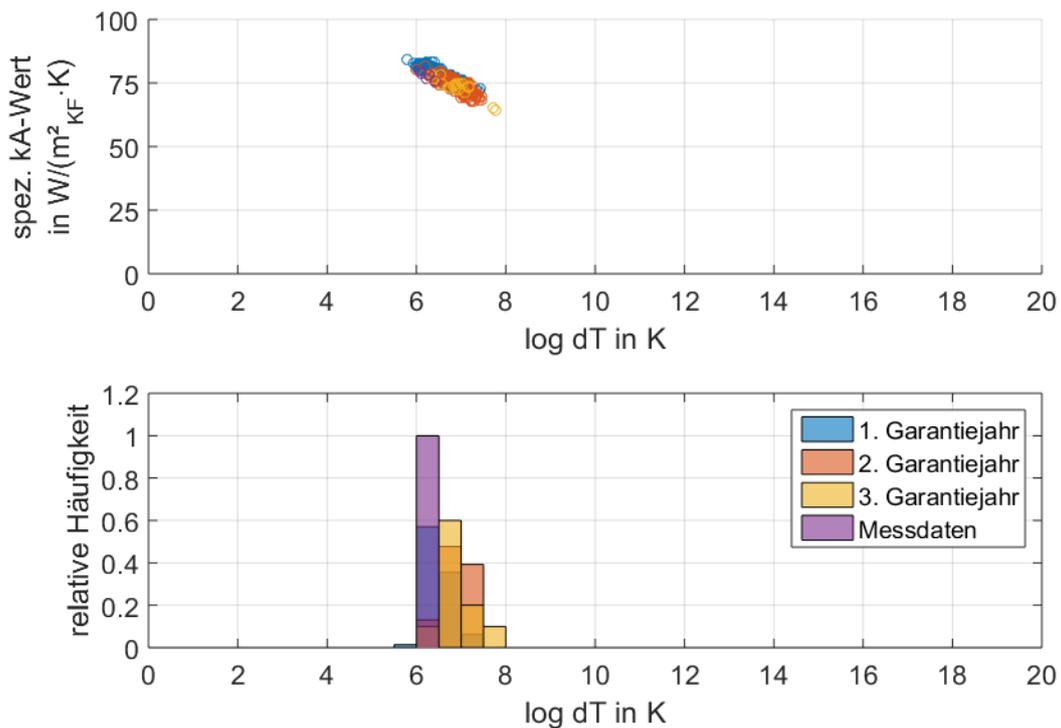


Abbildung 74 Relative Häufigkeit der log. dT des Beladewärmeübertragers in Neuhaus. Volumenstrom Primär/Sekundär

Der spezifische kA-Wert hingegen beträgt sowohl in den ersten Jahren als auch im aktuellen Monitoring bei rund 75 W/(m<sup>2</sup><sub>KF</sub>·K).

Analog zum Beladewärmeübertrager wurde auch beim Entladewärmeübertrager zur Frischwasservorwärmung vorgegangen. Die Randbedingungen unter denen der Vergleich stattfindet sind wie folgt: 0,6 m<sup>3</sup>/h beidseitiger Volumenstrom, primärseitige Vorlauftemperatur von 50...55 °C und eine Übertragungsleistung von ca. 20 kW die 95% aller Fälle abdeckt. In diesem Bereich beträgt die log. Temperaturdifferenz des Entladewärmeübertragers über die Jahre konstant 6 bis 8 K. Eine Verschlechterung ist nicht erkennbar, siehe Abbildung 75.

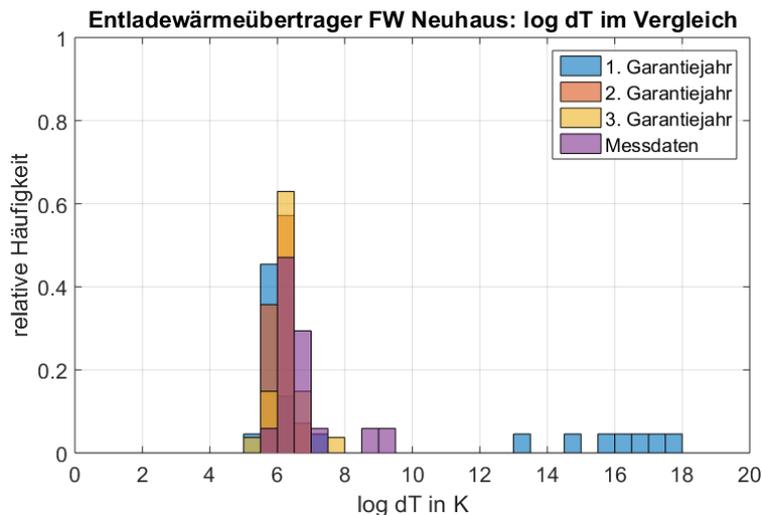


Abbildung 75 Relative Häufigkeit der log. dT am Entladewärmeübertrager der Frischwasservorwärmung in Neuhaus. Volumenstrom Primär/Sekundär

Eine Bewertung des Entladewärmeübertragers zur Zirkulationsvorwärmung ist wegen der oben genannten Fehler nicht möglich.

### Wirtschaftlichkeit

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als 15,3 ct/kWh, bei 20 Jahren Laufzeit, einer Annuität von 8,72% und bei Investitionskosten von 72.800 € (inkl. Planung und MwSt.), zu erreichen. Der günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von 50 MWh/a was Nutzwärmekosten von 12,7 ct/kWh entspricht. In den 19 Betriebsjahren erreichte die Anlage im Mittel 40 MWh pro Jahr, was Nutzwärmekosten von 15,9 ct/kWh entspricht. Damit liegen die erreichten Nutzwärmekosten knapp über den Zielkosten und 3 ct/kWh höher als der Garantiewert.

Tabelle 27 Nutzwärmekosten

<b>Kosten(1997)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		N/A
- Planung ohne MwSt.		N/A
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		62.800 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>9</sup></b>		<b>72.800 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		6.300 €
	pro Jahr	19-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	50 MWh	950 MWh (9654 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	35 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	27..55MWh	752 MWh (7642 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		79%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,127 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,180 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (19-Jahresmittel)		0,159 €/kWh

Da Daten der Jahre 2011 bis 2014 fehlen sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 1100 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 143 €/a<sup>10</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 19 Jahren auf rund 16,3 ct/kWh.

### Fazit

Technisch betrachtet ist die Anlage nach 19 Jahren Betrieb, abgesehen von der nicht funktionierenden Zirkulationsvorwärmung, noch in sehr gutem Zustand. Die Kollektoren sind frei von Ablagerungen und der Wirkungsgrad ist mit den Laborwerten vergleichbar. Und auch die Wärmeübertrager zeigen keine Alterungserscheinungen. Weiterhin könnte die Reparatur der Zirkulationsvorwärmung den Nutzen erhöhen. Wegen der gesunkenen Auslastung hat die Anlage allerdings über Jahre hinweg Potential eingebüßt, was sich in den Nutzwärmekosten niederschlägt. Dass es auch besser geht zeigt das aktuelle Monitoring, die Auslastung war im Vergleich zu den Vorjahren deutlich besser und resultierte in

<sup>9</sup> 16% und 19% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>10</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX, Industriepreis 2016: 0,13 €/kWh

einem erfreulich hohen Systemnutzungsgrad. Hervorzuheben ist auch die Garantierfüllung, in 2015/16 werden ähnlich hohe Werte wie im ersten Betriebsjahr erreicht. Alterungserscheinungen spielen an dieser Anlage demnach nur eine untergeordnete Rolle.

#### 2.1.2.6 Geibeltbad Pirna

Das Geibeltbad in Pirna liegt in der Nähe des Stadtzentrums an einer stark befahrenen innerstädtischen Straße. Der 2001 sanierte Freizeitkomplex besteht aus diversen Außenbecken und einer Schwimmhalle mit Wasserrutsche. Durch diese sinnvolle Kombination aus Hallen- und Freibad wird eine ganzjährige Nutzung ermöglicht. Die Schwimmhalle ist exakt in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet und etwa sieben Meter hoch. Die Solaranlage wurde auf dem Dach der neugebauten Halle installiert.



Abbildung 76 Geibeltbad in Pirna. Solarkollektoren auf Schwimmhallendach [16]

Die Kollektorfläche, mit einer aktiven Gesamtfläche von 105 m<sup>2</sup>, ist in fünf Teilfelder mit jeweils 21 m<sup>2</sup> untergliedert. Diese Teilfelder setzen sich aus zehn in Reihe geschalteten Flachkollektormodulen a 2,1 m<sup>2</sup> zusammen. Vier Teilfelder sind auf Sheddächern montiert, während das Fünfte auf einer Tragkonstruktion aus Stahl angebracht ist. Die Technikzentralen von Warmwasserbereitung und Solaranlage, sowie die drei Pufferspeicher, befinden sich im Keller des Hallenbades. Die Anlage ist als Vorwärmssystem ausgelegt. [16]

Tabelle 28 Objektinformationen zur Anlage Geibeltbad in Pirna

<b>Objekt</b>	<b>Geibeltbad Pirna (Schwimmbad)</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung mit Vorwärmung
<b>Kollektorfeld</b>	105m <sup>2</sup> Aktiv Flachkollektoren, Süd, 30° Neigung
<b>Speicher</b>	3 x 1,5m <sup>3</sup> , parallel geschaltete Pufferspeicher
<b>Regelung</b>	SI-Control A3.2
<b>Inbetriebnahme</b>	Dezember 2002 (Alter 14 Jahre)
<b>Monitoring</b>	17. Juni 2015 bis 16. Juni 2016

Nachfolgend das Hydraulikschaltbild der Anlage.

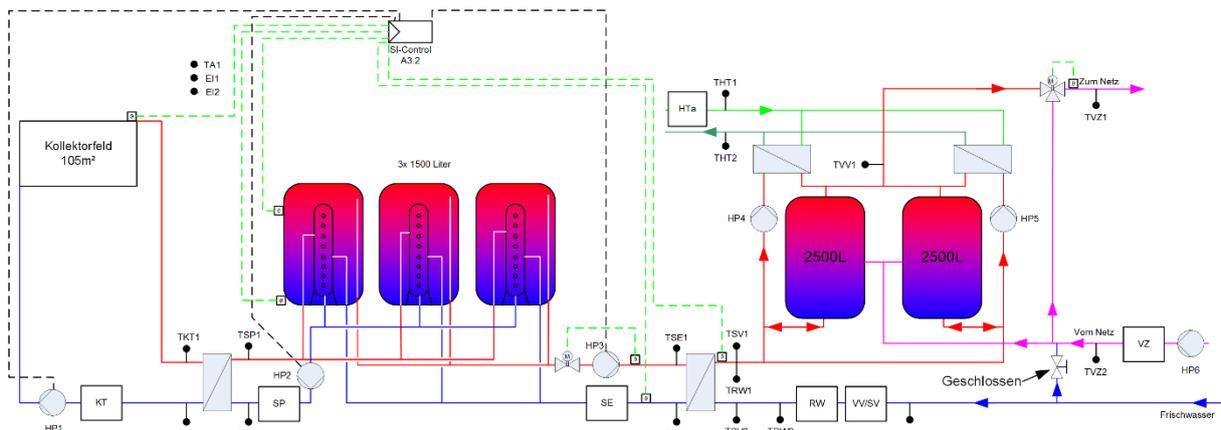


Abbildung 77 Anlagenschaltbild zur Anlage Geibeltbad in Pirna

Ende Oktober 2015 fand der Ortstermin an der Anlage statt. Dabei zeigte sich die Anlage in einem zu erwarteten, normalen Zustand. An manchen Stellen waren noch Reste bereits behobener Undichtigkeiten zu sehen.



Abbildung 78 Foto der Anlagenhydraulik im Geibeltbad in Pirna

Positiv ist zu bemerken, dass die Rohrisolierung an mehreren Stellen offensichtlich verbessert und auch erweitert wurde. Nicht zuletzt auch am stärker durch Umwelteinflüsse belasteten Kollektorkreis, obwohl hier an wenigen Stellen die Isolierung wieder ausgebessert werden müsste. Die betrifft ausschließlich die flexiblen Leitungsteile an den Kollektoren. Interessant ist auch der Hagelschaden an der Kollektorkreisisolierung auch wenn dadurch keine Beeinträchtigung zu erwarten ist. Hier müssen außerordentlich große Hagelkörner auf die Aluminiumverschalung aufgetroffen sein. Die Kollektoren haben den Hagelschlag offensichtlich unbeschadet überstanden.



Abbildung 79 Hagelschaden an der Aluminiumverschalung des Kollektorkreises

Die Kollektoren waren weder sonderlich sauber noch verschmutzt. Vor der hintersten, aufgeständerten Kollektorreihe wächst die Dachbegrünung allerdings bereits so hoch, dass diese Reihe teilverschattet wird.



Abbildung 80 Dachbegrünung vor der hintersten Kollektorreihe

### **Monitoring**

Nach dem Ortstermin startete das Monitoring. Da die Messtechnik über einen großen Messwertspeicher verfügt, konnten historische Daten ab dem 04. Juni 2015 ausgelesen werden. Im Vergleich mit diesen Daten zeigte sich, dass der Trinkwarmwasserverbrauch Mitte Oktober zunächst stark (Faktor 1,5 bis 2) anstieg und anschließend auf ein Minimum, ca. 1/5 des mittleren, üblichen Verbrauchs, abfiel. Gleichzeitig stieg die gemessene Kaltwassertemperatur an zwei unterschiedlichen Temperatursensoren von 15°C auf 35°C unerwartet stark an. Mitte Januar 2016 war die Ursache bekannt und wurde behoben. Laut Betreiber hatte eine Fremdfirma bei einer Reparatur an den Duschen unerlaubt ein Bypass-Ventil geöffnet. Dadurch wurden 2/3 des Zapfvolumens an der Solaranlage vorbeigeführt und führten an der Kaltwasser-Messstelle zu einem Anstieg der Temperatur. Weiterhin ist in Zeiten ohne Zapfung aber laufender Nachheizung ein Anstieg an einem Temperatursensor nach der Frischwasservorwärmung sekundärseitig anzumerken. Dies ist durch eine Rückströmung aus dem Nachheizkreis in die Frischwasservorwärmung erklärbar.

### **Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16**

Tabelle 29 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (17.06.2015 bis 16.06.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 29 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 17.06.2015 bis 16.06.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 17.06.2015 – 16.06.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	115,8 MWh	3,01 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	45,7 MWh	1,19 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	35,7 MWh	0,93 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie Entladung Pufferspeicher	QSE	36,6 MWh	0,95 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	36,2 MWh	0,94 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
6	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	152,2 MWh	
7	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	15,1 MWh	
8	Energie der Nachheizung	QHT	190,1 MWh	
9	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	588 kWh	15,3 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
10	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	N/A	N/A
11	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	N/A	N/A
12	Betriebsstunden Pumpe Entladung	HP3	1537 h	4,2 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Nachheizung	HP4	1792 h	4,9 h/d
14	Betriebsstunden Pumpe Nachheizung	HP5	890 h	2,4 h/d
15	Betriebsstunden Pumpe Zirkulation	HP6	8773 h	24 h/s
16	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,02 m <sup>3</sup> /h	
17	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	1,25 m <sup>3</sup> /h	
18	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSE	2,5 m <sup>3</sup> /h	
19	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	2.457 m <sup>3</sup>	6,7 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	63,9 l/(d·m <sup>2</sup> )	
20	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	30,8%	
21	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g <sub>SB</sub>	31,2%	
		g <sub>SN</sub>	30,7%	
22	Solarer Zapf-Deckungsanteil brutto netto	D <sub>SB_Zapf</sub>	23,7%	
		D <sub>SN_Zapf</sub>	23,4%	
23	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	16,0%	
24	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	15,7%	
25	Arbeitszahl des Solarsystems	A	61,4	

### Warmwasserverbrauch

Mit 6,7 m<sup>3</sup>/d betrug der Warmwasserverbrauch im aktuellen Monitoring nur 33% vom Auslegungsfall (20 m<sup>3</sup>/d) von 2001 und ca. 3 m<sup>3</sup>/d unter dem Verbrauch der Messjahre 2008 bis 2011 (9,6...10 m<sup>3</sup>/d). Es zeigte sich, dass der für die Auslegung prognostizierte Warmwasserverbrauch von 20 m<sup>3</sup>/d deutlich zu hoch angesetzt war. Der tatsächliche Verbrauch betrug nur rund 10 m<sup>3</sup>/d. Seit dem letzten Monitoring von 2011 ist der Verbrauch abermals um weitere 30% auf 6,7 m<sup>3</sup>/d zurückgegangen. Die Folge ist eine verringerte Auslastung von 93 l/(d·m<sub>KF</sub><sup>2</sup>) auf derzeit 64 l/(d·m<sub>KF</sub><sup>2</sup>) und liegt damit weiterhin innerhalb des Zielwertes für Trinkwasservorwärmssysteme in Schwimmbädern [17] von 60 bis 70 l/(d·m<sub>KF</sub><sup>2</sup>). Den aktuellen Warmwasserverbrauch zeigt Abbildung 81.

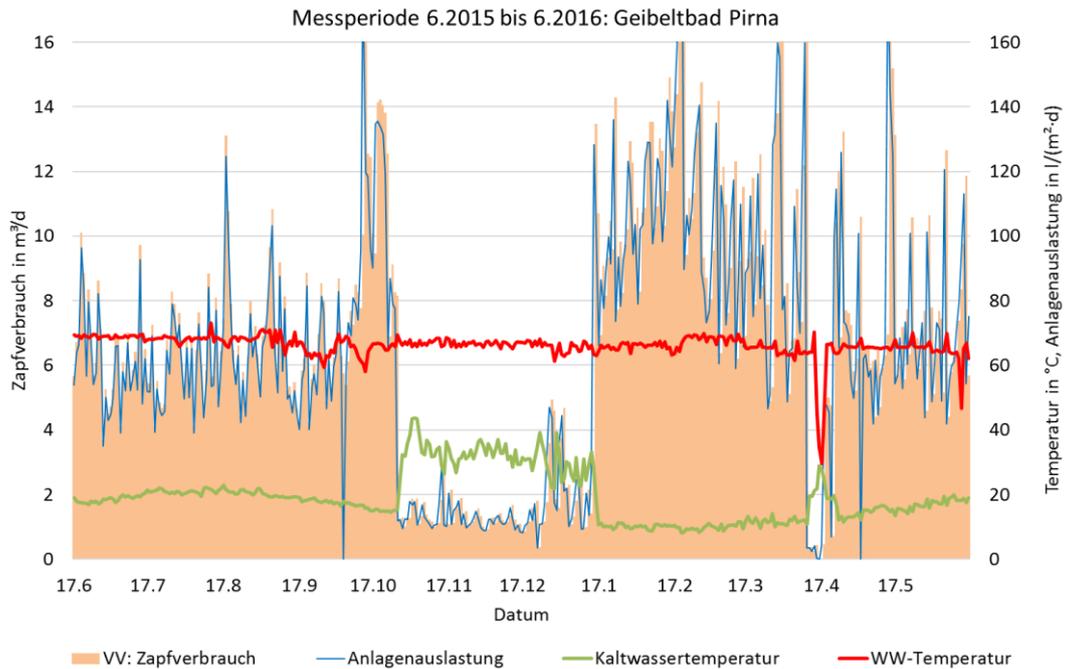


Abbildung 81 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage vom Geibeltbad in Pirna

Der Zapfverbrauch ist typisch für ein Hallen- und Freibad stark wetter- und damit jahreszeitenabhängig. Von Oktober bis März steigt der Verbrauch auf teilweise doppelt so hohe Werte (12 m<sup>3</sup>/d) als von April/Mai bis September (5 bis 6 m<sup>3</sup>/d). Der auffällige Einbruch von November bis Januar ist die Folge einer unautorisierten Öffnung des Bypasses im Kaltwasserzulauf, wodurch der Entladewärmeübertrager nur einen Bruchteil (ca. 1 m<sup>3</sup>/d) der verbrauchten Kaltwassermenge erhielt. Aufgrund der erwartungsgemäß geringen solaren Ausbeute im Winter wirkt sich dieser Fehler nur gering auf den Deckungsanteil aus, wie Abbildung 82 und Abbildung 83 zeigen. So benötigt die in dieser Zeit über den Entladewärmeübertrager geführte, mit 1 m<sup>3</sup>/d geringe, Kaltwassermenge mehr Energie zur Aufbereitung als die Solaranlage liefern kann, siehe Abbildung 83.

Insgesamt schwankt der solare Deckungsanteil zwischen 2% und bis zu 45% und liegt im Jahresdurchschnitt bei rund 16%.

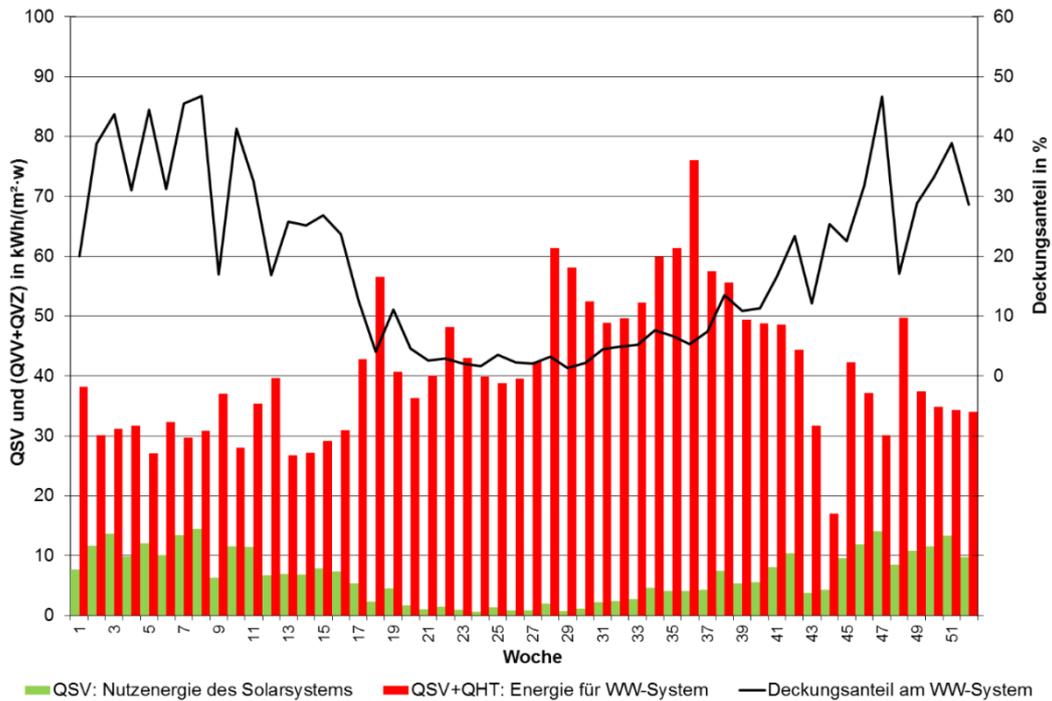


Abbildung 82 Nutzenergie des Solarsystems, Energieverbrauch TWW und Zirkulation, Deckungsanteil am Geibeltbad Pirna

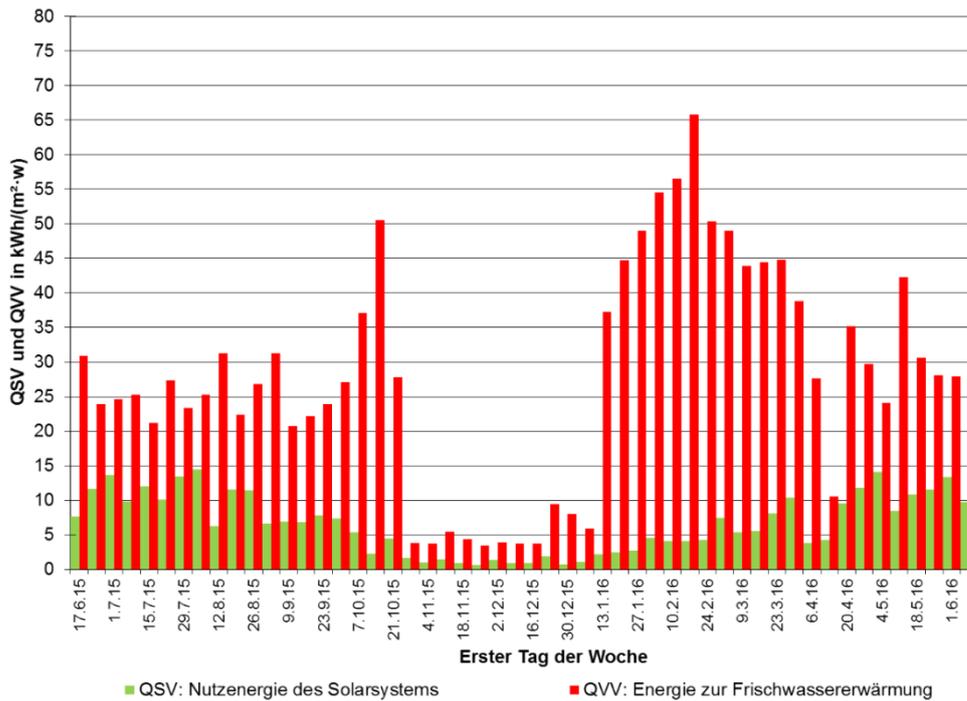


Abbildung 83 Nutzenergie des Solarsystems und Energie zur Erwärmung des über den Entlade-WÜ geführten Kaltwassers

Anders als beim Deckungsanteil hat der angesprochene Betriebsfehler einen signifikanten Einfluss auf den Systemnutzungsgrad. So liegt dieser im Zeitraum von Oktober bis Januar nur knapp über 10%, gegenüber den recht konstanten 30% im Rest des Jahres eine deutliche Absenkung (siehe Abbildung 84). Grund ist das veränderte Zapfprofil in dieser Zeit. Die täglichen 1m³ Kaltwasser werden nicht

gleichmäßig über den Tag verteilt über den Entladewärmeübertrager geführt, sondern nur stoßweise, wie Abbildung 86 verdeutlicht.

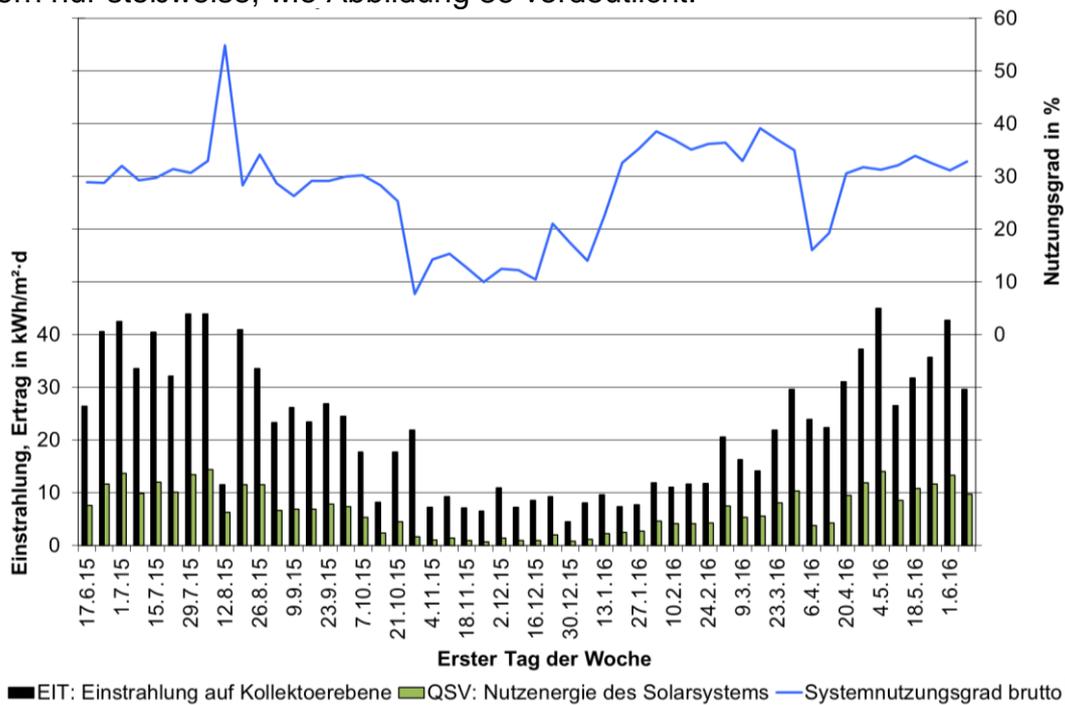


Abbildung 84 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

Grund ist der Pumpenbetrieb der HP4 und HP5 (Nachheizung). Im Betrieb fördern diese einen Bruchteil des permanenten Zapfvolumenstroms über den Entladewärmeübertrager, der bei Pumpenstillstand ansonsten komplett über den Bypass fließt.

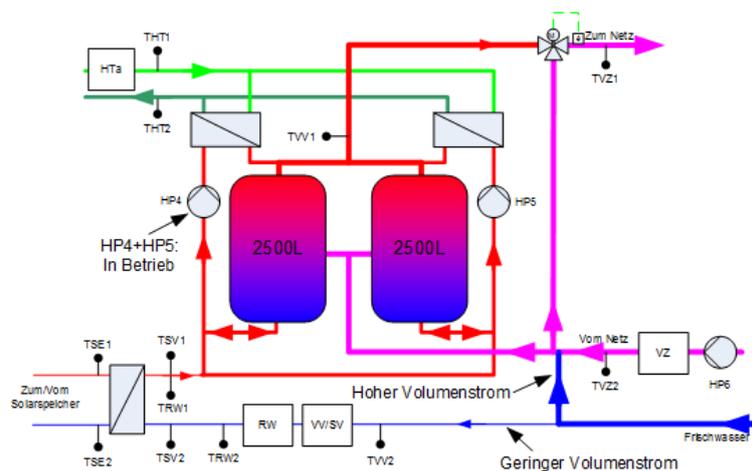


Abbildung 85 Stromführung während des Zeitraums bei geöffnetem Bypass und eingeschalteten Nachheizpumpen (HP4+HP5)

Im Schnitt dauert der Pumpenbetrieb nur 10 Minuten. Die überschüssige Solarenergie verbleibt im Speicher, wodurch die obere Speichertemperatur über den (Betriebsfehler-)Zeitraum gemittelt auf 40°C ansteigt. Als der Fehler behoben wurde fällt die Speichertemperatur auf unter 20°C. Für den zweiten Einbruch des Systemnutzungsgrades im April 2016 ist eine zwölf-tägige Reinigungsaktion ursächlich.

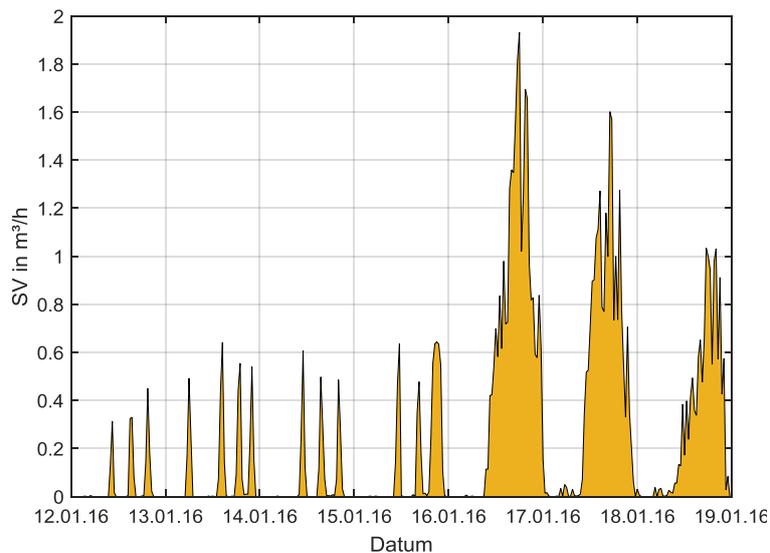


Abbildung 86 Volumenstrom durch Entlade-WÜ bei geöffnetem (bis 16.1.16 Nachmittags) und geschlossenem (ab 17.1.16) Bypass

### Nutzungsgradvergleich

Dank eines ehemaligen Mitarbeiters der TU Chemnitz liegen für die Jahre 2003 bis 2011 hochauflösende Messdaten vor. Diese und die Ergebnisse des aktuellen Monitorings (2015/16) sind in Abbildung 87 zusammengefasst.

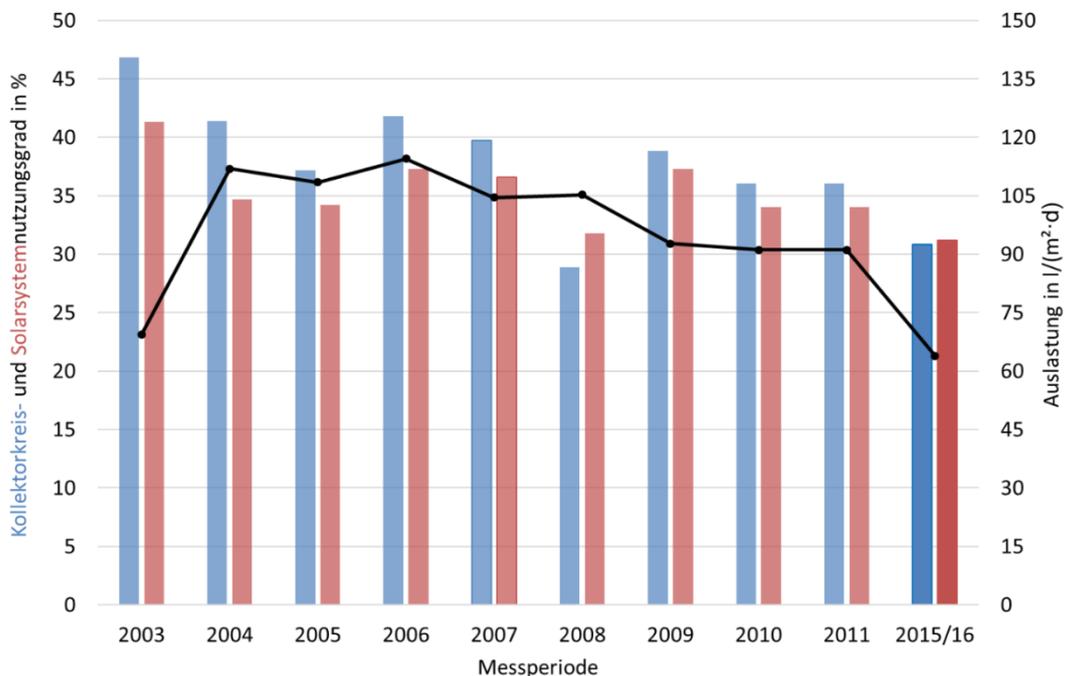


Abbildung 87 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [16]

Mit knapp 31% Kollektorkreis- und 31% Solarsystemnutzungsgrad liegt die Anlage 2015/2016 geringfügig unter den Vorjahresmessungen. Der Unterschied ist auf den Betriebsfehler im Winter, siehe Ausführungen oben, zurückzuführen welcher auch für

die gesunkene Auslastung verantwortlich ist. Der Einbruch in 2008 ist auf fehlende Messdaten zwischen 12. März und 12. September zurückzuführen. Mit einer Arbeitszahl von  $61 \text{ kWh}_{\text{thermisch}}/\text{kWh}_{\text{elektrisch}}$  läuft die Anlage sehr gut.

### Kollektorwirkungsgrad und Wärmeübertrager

Abbildung 88 zeigt den gemessenen (Punktwolke) Kollektorkreiswirkungsgrad im Vergleich zum theoretischen, im Labor ermittelten (rote Linie) Wirkungsgrad eines Einzelkollektors. Die Randbedingungen der Messwertauswahl sind unter 2.1.2.1 benannt.

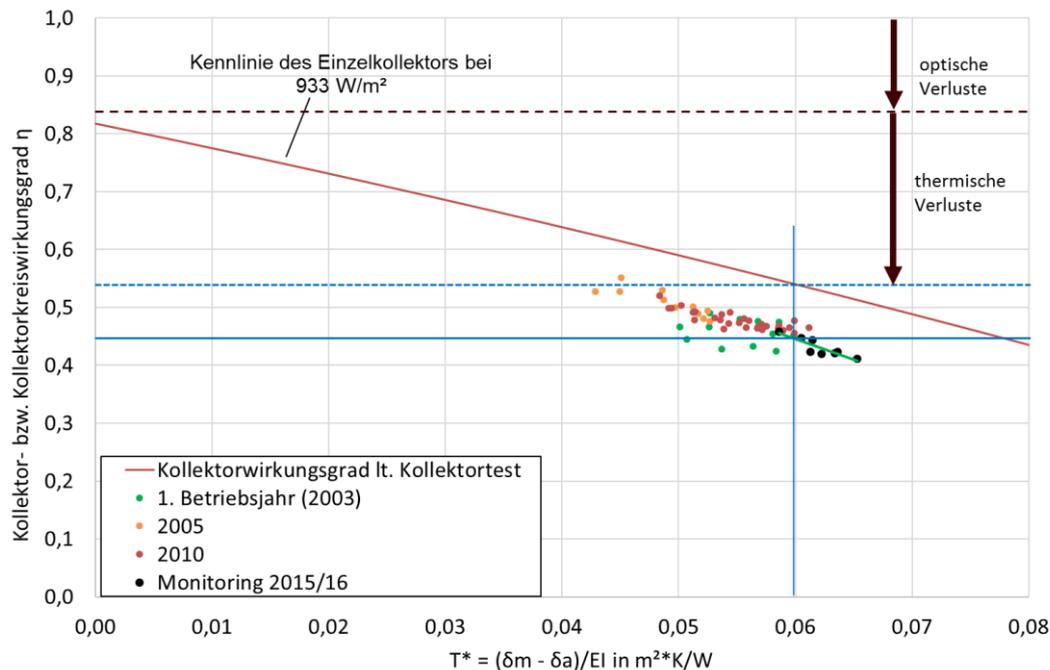


Abbildung 88 Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 30-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus dem aktuellen Monitoring

Mit knapp über 45% liegt der Wirkungsgrad des Kollektorfeldes im Jahr 2015/16 circa 10%-Punkte unter dem theoretischen Laborwert. Für sich genommen eine deutliche Abweichung, im Vergleich zu den anderen Betriebsjahren ist jedoch keine Verschlechterung des Wirkungsgrades festzustellen. Lediglich ein Versatz in Richtung höheren Kollektortemperaturen ist zu beobachten, welcher auch auf den halbierten Kollektorkreisvolumenstrom (seit 2010) zurückzuführen ist.

Laut Abschlussbericht [16] wurde der WÜ auf eine Temperaturdifferenz von 5 K bei einer Übertragungsleistung von 80 kW ausgelegt, was bei 105 m<sup>2</sup> Kollektorfläche einen spezifischen kA-Wert von 152 W/(m<sup>2</sup><sub>KF</sub>·K) entspricht. Wie Abbildung 89 zeigt, wurde in den Jahren 2003 bis 2011 und 2016 höchstens 50 W/(m<sup>2</sup><sub>KF</sub>·K) erreicht, was letztlich mehrere Ursachen hat. So betrug die Übertragungsleistung in 99,7% der Fälle weniger als rund 45 kW und nur in einem Extremfall kurzzeitig 70 kW. Weiterhin wichen beide Volumenströme zu jeder Zeit von der Auslegung (1,5 m<sup>3</sup>/h, siehe [16]) nennenswert ab. Ein Vergleich mit der Auslegung ist demnach nicht möglich und es verbleibt die Gegenüberstellung der Jahresmittelwerte zur Eruiierung eines möglichen Leistungsverfalls.

Als Randbedingung für die Auswertung wurde eine Übertragungsleistung von ca. 45 kW festgelegt. Innerhalb der drei markanten Volumenstromänderungen blieben auch die Volumenströme für die Auswertung konstant.

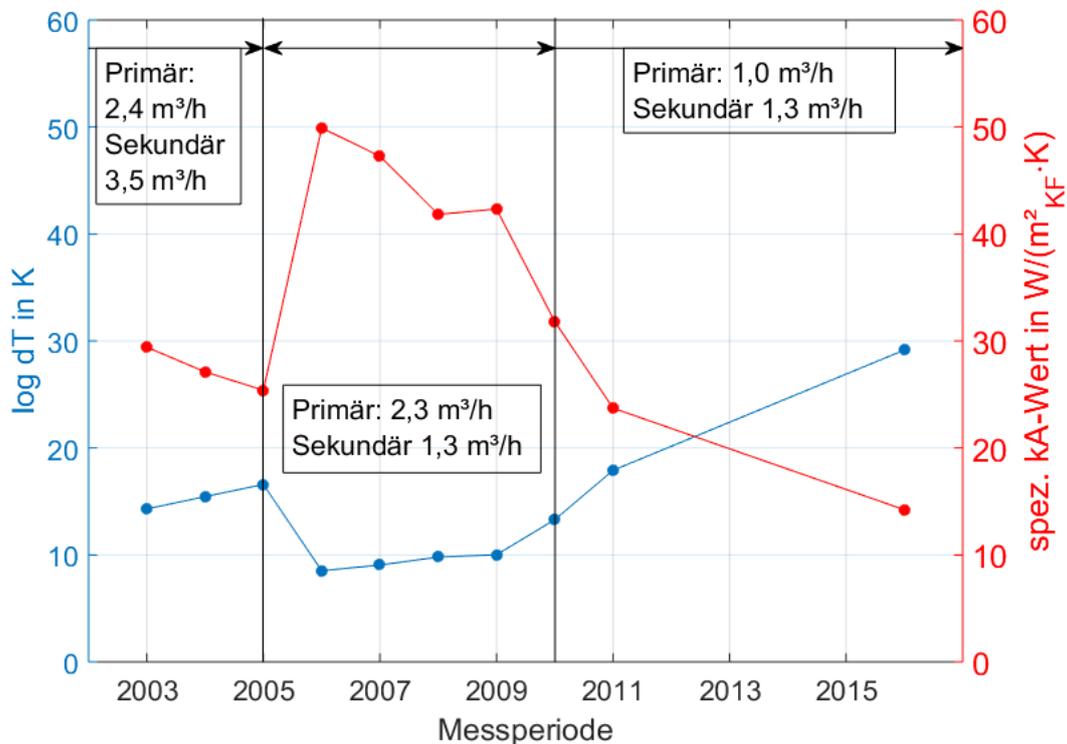


Abbildung 89 Beladewärmeübertrager: mittlere logarithmische Temperaturdifferenz und mittlerer spezifischer kA-Wert über den Messperioden bei ca. 45 kW Übertragungsleistung

Sowohl innerhalb der Bereiche mit gleichem Volumenstrom als auch über alle Jahre hinweg ist ein generell steigender Trend in der logarithmischen Temperaturdifferenz bzw. ein fallender Trend im spezifischen kA-Wert zu beobachten. Ein erster Hinweis auf einen Leistungsverfall der Wärmeübertragers.

Auffällig sind auch die Volumenströme, so ist der derzeitige Kollektorkreisvolumenstrom mit 1,0 m³/h für ein 105 m² Kollektorfeld deutlich zu niedrig und dazu um 33% geringer als der Auslegungsvolumenstrom mit 1,5 m³/h. Im Optimalfall sollten beidseitig gleiche Volumenströme vorliegen. Beim Speicherladekreisvolumenstrom mit 1,2 m³/h liegt nicht nur eine Abweichung zur Auslegung (-20%), sondern auch zum Kollektorkreisvolumenstrom (10% höher) vor. Im Zuge der Prüfung des Beladewärmeübertragers und der Kollektorfelddurchströmung sollten beide auf 1,5 m³/h angehoben werden.

Zur Frischwasservorwärmung wurde 2003 ein Entladewärmeübertrager mit einer Auslegungsleistung von 160 kW und einer Übertragungsfläche von 2,5 m² gewählt. Mit einer logarithmischen Temperaturdifferenz von 5 K sollte der Wärmeübertrager im Auslegungspunkt einen spezifischen kA-Wert von 12800 W/(m²·K) besitzen. Wegen eines „in erster Linie mit dem von Anfang an zu hoch prognostizierten Wasserverbrauchs“ [6] betrug die gemessene Übertragungsleistung in 99,7% der Fälle weniger als 46 kW und im Maximum auch nur knapp die Hälfte des Auslegungspunktes. Ein Vergleich mit dem Auslegungspunkt ist analog zum Beladewärmeübertrager auch hier nicht möglich. Um dennoch eine Aussage treffen zu können wurde das Übertragungsverhalten für jedes Jahr unter Berücksichtigung konstanter Randbedingungen (Übertragungsleistung, Volumenströme und primäre Vorlauftemperatur) ausgewertet. Abbildung 90 zeigt das Ergebnis der Analyse.

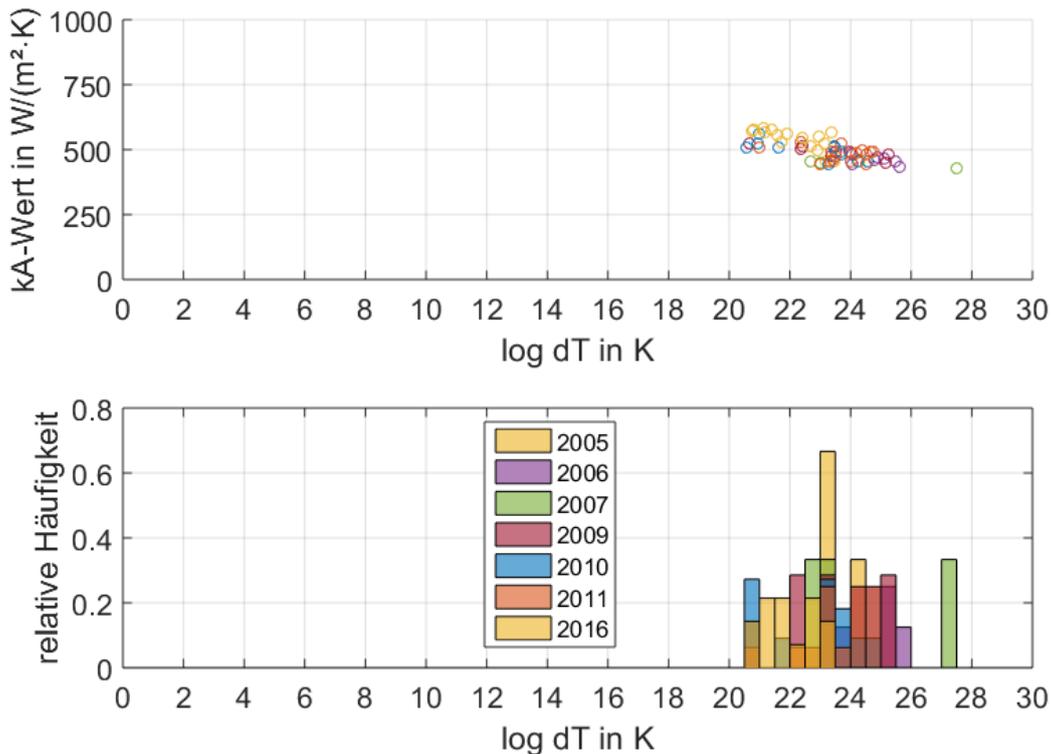


Abbildung 90 Entladewärmeübertrager - oben: kA-Wert über log dT, unten: relative Häufigkeit von log dT bei 30 kW; 1,8 m<sup>3</sup>/h (primär)/ 0,7 m<sup>3</sup>/h (sekundär) und 50 bis 55°C primäre Vorlauftemperatur

An diesem Betriebspunkt hat der Wärmeübertrager derzeit eine logarithmische Temperaturdifferenz von ca. 22 K und einen kA-Wert von 550 W/(m<sup>2</sup>·K). Ein nennenswerter Unterschied zu den Vorjahren, alle zwischen 20 und 26 K, ist nicht ersichtlich und gibt somit keinen Hinweis auf eine Leistungsminderung.

### Wirtschaftlichkeit

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als 12,8 ct/kWh, bei 20 Jahren Laufzeit und einer Annuität von 8,72% und Investitionskosten von 92.900 € (inkl. Planung, inkl. MwSt.), zu erreichen. Der günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von 65 MWh/a was Nutzwärmekosten von 12,5 ct/kWh entspricht. In den 13 Jahren erreichte die Anlage allerdings im Mittel nur 42 MWh pro Jahr, und damit Nutzwärmekosten von 19,3 ct/kWh, siehe Tabelle 30.

Tabelle 30 Wirtschaftlichkeit

<b>Kosten(2003)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		70.100 €
- Planung ohne MwSt.		10.000 €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		80.100 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>11</sup></b>		<b>92.900 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		8.100 €
	pro Jahr	13-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	65 MWh	845 MWh (8047 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	36 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	36..49MWh	546 MWh (5200 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		65%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,125 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,225 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (13-Jahresmittel)		0,193 €/kWh

Da Daten der Jahre 2012 bis 2014 fehlen und die Jahre 2003 (290 Tage), 2007 (216 Tage) und 2008 (115 Tage) unvollständig sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 600 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 78 €/a<sup>12</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 16 Jahren auf rund 19,5 ct/kWh.

### Fazit

Im technischen Zustand der Solaranlage steckt nennenswertes Optimierungspotential. So bedarf das Kollektorfeld und der Wärmeübertrager im Beladekreis einer intensiven technischen Überprüfung und ggf. Reinigung. Gründe die zusammen mit dem Betriebsfehler im Winter und der gesunkenen Auslastung ursächlich für den geringen Systemnutzungsgrad sind. Bessere Nutzungsgrade, sowohl Kollektor- als auch Systemnutzungsgrad, sind nach einer Revision realistisch.

<sup>11</sup> 16% und 19% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>12</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX, Industriepreis 2016: 0,13 €/kWh

### 2.1.2.7 Seniorenheim Volkssolidarität Pößneck

Das 1995/1996 erbaute Senioren- und Pflegeheim Pößneck befindet sich in Stadtlage mit sehr schönem, parkartigem Umfeld. Eigentümer und Betreiber des Objektes ist die Volkssolidarität e.V. Pößneck. Das Gebäude ist aufgrund seiner Funktionalität in mehrere verschieden orientierte Flügel aufgeteilt. Dadurch ist auch das Dach in verschieden große und unterschiedlich ausgerichtete Flächen strukturiert. Die Dachneigung ist mit 15° relativ flach. Das Kollektorfeld wurde in mehreren Teilfeldern an die Dachflächen angepasst und in Aufdachmontage realisiert. Das Heim ist mit ca. 110 Bewohnern ganzjährig voll belegt. Der Warmwasserbedarf für die Auslegung der Solaranlage wurde aus Verbrauchsmessungen abgeleitet und beträgt 60...70 l pro Person und Tag.

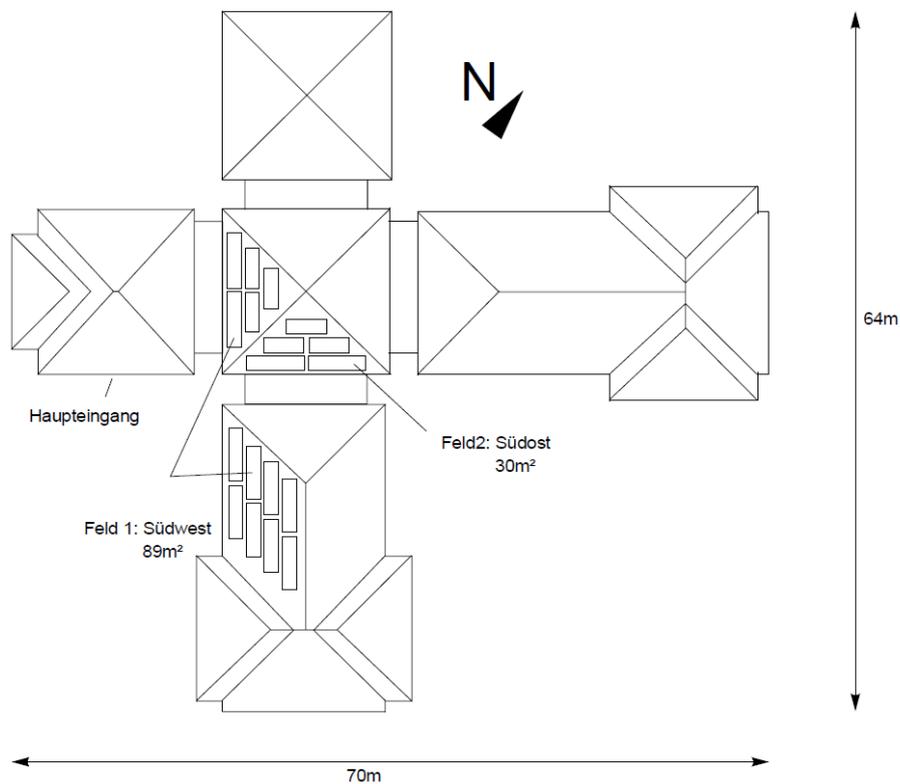




Abbildung 91 Oben: Objektdraufsicht mit Kollektorfeldposition, unten: Kollektorfeld 1+2 [18]

Die Anlage wurde am 17.01.1997 in Betrieb genommen und ähnelt vom Aufbau der Anlage in Jena-Lobeda. Beide sind Trinkwasservorwärmssysteme ohne Zirkulationsvorwärmung. Die Hauptunterschiede sind das Pufferspeichervolumen und die Kollektorfeldgröße. Durch die geringe Bewohneranzahl reicht ein 6 m<sup>3</sup> Pufferspeicher zur Bevorratung aus. Gleichzeitig ist auch ein kleineres Kollektorfeld mit insgesamt 119m<sup>2</sup> Absorberfläche ausreichend. Dieses ist in zwei Teilfelder unterteilt. Feld 1 mit 89m<sup>2</sup> ist nach Südwest und Feld 2 mit 30m<sup>2</sup> ist nach Südost ausgerichtet. In beiden Feldern sind die Kollektoren in Reihe geschaltet. Um die unterschiedlich ausgerichteten Teilfelder regelungstechnisch korrekt in die Anlage einzubinden, befinden sich in den Rücklaufleitungen der Teilfelder Magnetventile. Jedes Teilfeld wird von einem separaten Regler überwacht, der das entsprechende Magnetventil ansteuert. [18]

Tabelle 31 Objektinformationen zur Anlage in Pößneck

<b>Objekt</b>	<b>Senioren-/Pflegeheim Pößneck</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung mit Vorwärmung
<b>Kollektorfeld</b>	119m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Südost/west, 15° Neigung
<b>Speicher</b>	6m <sup>3</sup> Schichtenladespeicher
<b>Regelung</b>	2x Resol ES 1/D
<b>Inbetriebnahme</b>	17. Januar 1997 ( Alter 20 Jahre)
<b>Monitoring</b>	03. November 2015 bis 02. November 2016

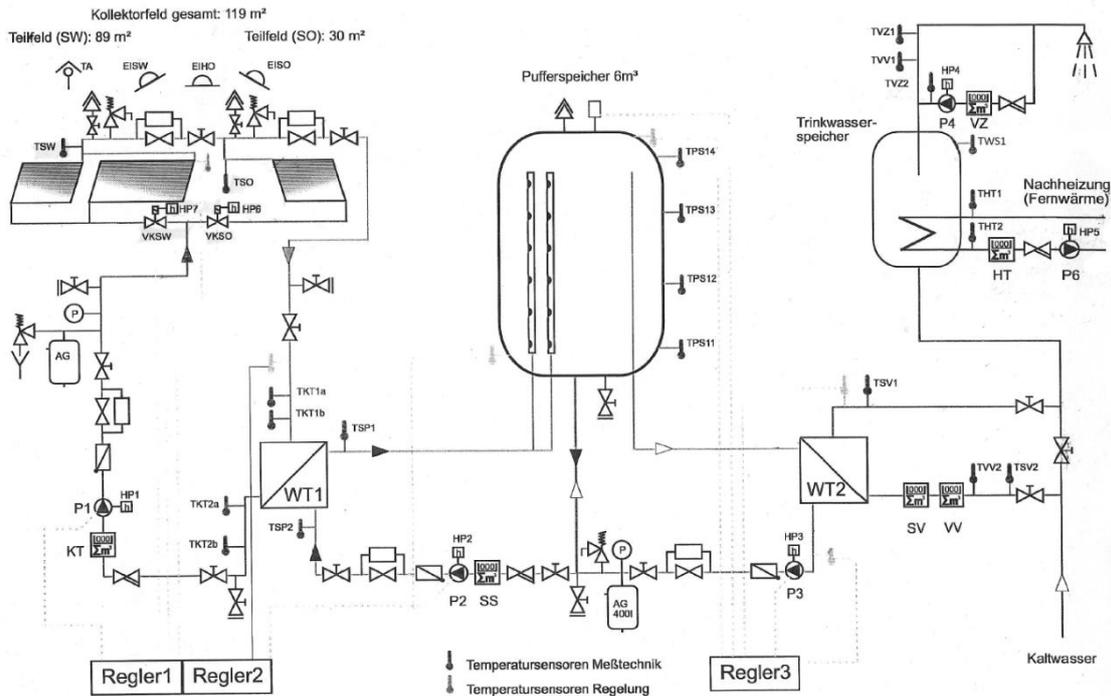


Abbildung 92 Anlagenschaltbild Senioren-/Pflegeheim Pößneck [18]

Der am 15. April 2015 durchgeführte Ortstermin zeigte die Anlage mit dem größten Optimierungspotenzial im Monitoring. So war das Wärmeträgermedium im Kollektorkreis vollständig degeneriert. Es hatte sich bereits schwarz verfärbt und kleine Partikel gebildet. Diese könnten auch für den Ausfall der kurz vor dem Ortstermin ausgetauschten Kollektorkreispumpe verantwortlich sein. Länger andauernde hohe Temperaturen, zum Beispiel wegen dem zu geringem Volumenstrom, begünstigen die Degeneration und sind vermutlich die Hauptursache.



Abbildung 93 Degeneriertes Wärmeträgermedium aus dem Kollektorkreis

Ein Austausch des degenerierten Mediums durch den Betreiber hat am 24. August 2015 stattgefunden. Bei diesen Arbeiten wurden auch ein defektes Rückschlagventil und mehrere defekte Entlüftungsventile erkannt und ersetzt. Ebenso wie die am Ortstermin gut sichtbare Undichtigkeit am Kollektorkreis-Wärmeübertrager. Im Zuge der Wartung erhöhte die Wartungsfirma auch den Kollektorkreisvolumenstrom auf das Niveau des Beladekreises. Stagnation und Degeneration sollten so seltener in Erscheinung treten.

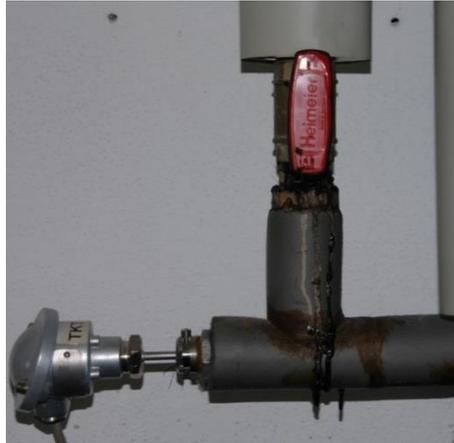


Abbildung 94 Undichtigkeit am Kollektorkreis-WT primärseitiger Eintritt

Ebenso waren Verschmutzungen am unteren Drittel der Kollektoren erkennbar. Der geringe Neigungswinkel von  $15^\circ$  verschlechtert den Reinigungseffekt durch zum Beispiel Regen. Es bleibt mehr Schmutz haften. Siehe Abbildung 91.

Auf Seiten der Messtechnik mussten zwei Anlegetemperatursensoren an den Kollektorfeldern erneuert werden. Daneben sind die Volumenzähler im Nachheizkreis und der Zirkulation nicht mehr vorhanden. Ein Ersatz bzw. ein erneuter Einbau war zunächst geplant wurde aber erst gegen Ende des Monitorings durch den Betreiber ausgeführt. Auch konnte das Signal vom Volumenzähler im Kollektorkreis durch den Tausch eines elektronischen Bauteils wieder an die Messtechnik angeschlossen werden.

Abschließend ist zu erwähnen, dass die mobile Anzeigentafel auf Basis einer Funkübertragung in unregelmäßigen Abständen Fehler anzeigt. Da der Nutzen der Tafel Betreiberseitig als hoch eingeschätzt wird, wurde der Wunsch nach einer Reparatur geäußert. Doch eine Fehlerbehebung war weder durch die HS Düsseldorf noch durch Herrn Müller der TU Ilmenau möglich. Die Datenübertragung gilt bei den Anzeigentafeln als Fehleranfällig und der Hersteller ist auch schon lange nicht mehr am Markt verfügbar, was einen Support unmöglich macht.



Abbildung 95 Anlagentechnik in der Heizzentrale

### Monitoring

Auch zeigte die Anlage bei der Entladung ein energetisch unsinniges Verhalten. Der Speicher wurde nur bis auf ca. 54°C abgekühlt, darunter schaltete die Entladepumpe aus. Die Einstellungen des Entladereglers waren nicht der Grund für diesen Betrieb. Eine genaue Beurteilung der Entladeregelung war wegen dem Sparzwang beim Bau der Anlage unmöglich, es fehlten geeignete Messstellen im Entladekreis. So waren bislang nur Temperatur- und Volumenmessstellen sekundärseitig vorhanden. Anfang Oktober rüstete Herr Müller von der TU Ilmenau zwei Anlegefühler, je ein vor und nach dem Entladewärmeübertrager primärseitig, nach.

Anfang Dezember 2015 erfolgte dann eine Wartung bei der das Installationsunternehmen die Entladepumpe, ein Rückschlagventil und eine Taco-Setter ersetzte und den Entladewärmeübertrager spülte. Außerdem verlor die Entladeregelung durch die Abschaltung ihre Einstellung, welche wiederhergestellt werden musste. Seit der Wartung funktioniert die Entladung wieder besser. Allerdings zeigt sich nun dasselbe Verhalten wie in Jena, die Entladepumpe wird bei unterschreiten der Ausschalthysterese nicht ausgeschaltet. Es wurde angenommen, dass der Entladeregler SI-Control von Solvis defekt war. Auf Nachfrage bot Solvis daraufhin einen Austausch/Reparatur-Service für den alten Regler an. Ein Austausch/Reparatur wurde vom Betreiber in Erwägung gezogen. Neben dem mutmaßlich defekten Regler ist die Temperaturspreizung primärseitig mit 2 bis 3 K noch gering. Ein Versuch die Pumpenstufe zu Reduzieren mündete in einen unkontrollierten Pumpenbetrieb mit langen, sporadischen Aussetzern. Bei näherer Betrachtung durch den Techniker vor Ort zeigte sich ein geringer Systemdruck und Luft im Entladekreis. Seit dem wiederauffüllen läuft die Entladepumpe ordnungsgemäß. Es wird ein defektes Ausdehnungsgefäß vermutet. Die Reparatur erfolgte kurz nach Ende des Monitorings.

### Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16

Tabelle 32 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (03.11.2015 bis 02.11.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische

(kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 32 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 03.11.2015 bis 02.11.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 03.11.2015 – 02.11.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	123,9 MWh	2,86 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	29,6 MWh	0,68 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	28,9 MWh	0,67 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	25,0 MWh	0,58 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	93,5 MWh	
6	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	N/A	
7	Energie der Nachheizung	QHT	N/A	
8	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	987 kWh	22,8 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
9	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2052 h	5,6 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	2052 h	5,6 h/d
11	Betriebsstunden Pumpe Entladung	HP3	5628 h	15,4 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Zirkulation	HP4	8742 h	23,9 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Nachheizung	HP5	8760 h	23,9 h/d
14	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	0,76 m <sup>3</sup> /h	
15	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	1,35 m <sup>3</sup> /h	
16	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	2.050 m <sup>3</sup>	5,6 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	47,4 l/(d·m <sup>2</sup> )	
17	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	23,3%	
18	Solarsystemnutzungsgrad brutto netto	g <sub>SB</sub>	20,2%	
		g <sub>SN</sub>	19,4%	
19	Solarer Zapf-Deckungsanteil brutto netto	D <sub>SB_Zapf</sub>	26,8%	
		D <sub>SN_Zapf</sub>	25,7%	
20	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	N/A	
21	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	N/A	
22	Arbeitszahl des Solarsystems	A	25,4	

Infolge von Loggerausfällen/Fehlern mussten mehrere Tage korrigiert werden, vgl. Tabelle 33.

Tabelle 33 korrigierte Messtage

Datum	Zeitraum	Daten ersetzt durch
26.11.2015	Ganztägig	28.11.2015
04.-07.12.2015	Ganztägig	08.-10.12.2015
07.-08.02.2016	Ganztägig	04.-05.02.2016
14.-17.04.2016	Ganztägig	09.-12.04.2016
02.05.2016	15:00-23:45	01.05.2016
03.05.2016	00:00-08:15	04.05.2016
05.07.2016	9:00-23:45	04.07.2016
06.-10.07.2016	Ganztägig	04.-08.06.2016
11.07.2016	00:00-16:30	16.07.2016
13.07.2016	09:30-17:15	14.07.2016

## Warmwasserverbrauch

Mit 5,0 m<sup>3</sup>/d (korrigiert) lag der Warmwasserverbrauch im aktuellen Monitoring um 3 m<sup>3</sup>/d unter dem Auslegungsfall (8 m<sup>3</sup>/d) von 1996 und 0,7 m<sup>3</sup>/d unter dem Verbrauch der ersten drei Messjahre (1997 bis 2000). Es folgten 10 Jahre (2001 bis 2010) mit einem schwankenden Warmwasserverbrauch zwischen 4,6 und 5,3 m<sup>3</sup>/d. Der etwas höhere Verbrauch in dieser Messperiode hängt mit Ablagerungen in der Fernwärmeübergabestation (Nachheizung) von Mitte August 2015 bis Anfang Mai 2016 zusammen. Dabei nahm die mittlere Warmwassertemperatur (TVV1) über die 8,5 Monate stetig von über 60 auf knapp 50°C ab. Gleichzeitig steigt der Warmwasserverbrauch in diesem Zeitraum langsam um 20% auf 6,5 m<sup>3</sup>/d an. Nach der Reparatur geht der Verbrauch auf 5,0 m<sup>3</sup>/d zurück. Der unkorrigierte Verbrauch liegt bei 5,6 m<sup>3</sup>/d.

Die Anlage ist für eine Auslastung von 68 l/(d·m<sup>2</sup>) ausgelegt, in den ersten Messjahren erreichte sie wegen des zu hoch angenommenen Verbrauchs im Mittel nur 49 l/(d·m<sup>2</sup>), aktuell sind es 42 l/(d·m<sup>2</sup>) (korrigiert) bzw. 47 l/(d·m<sup>2</sup>) (unkorrigiert). Zwar weichen die realen Verbräuche deutlich vom Auslegungswert ab, die Änderung der Auslastung über die Betriebsjahre ist aber nur geringfügig. Eine geringere Auslastung führt in der Regel zu geringeren Systemnutzungsgraden und sollte für Trinkwasservorwärmssysteme ca. 70 l/(d·m<sup>2</sup>) betragen. Den aktuellen Warmwasserverbrauch mit erhöhtem Bedarf wegen des oben genannten Problems zeigt Abbildung 96.

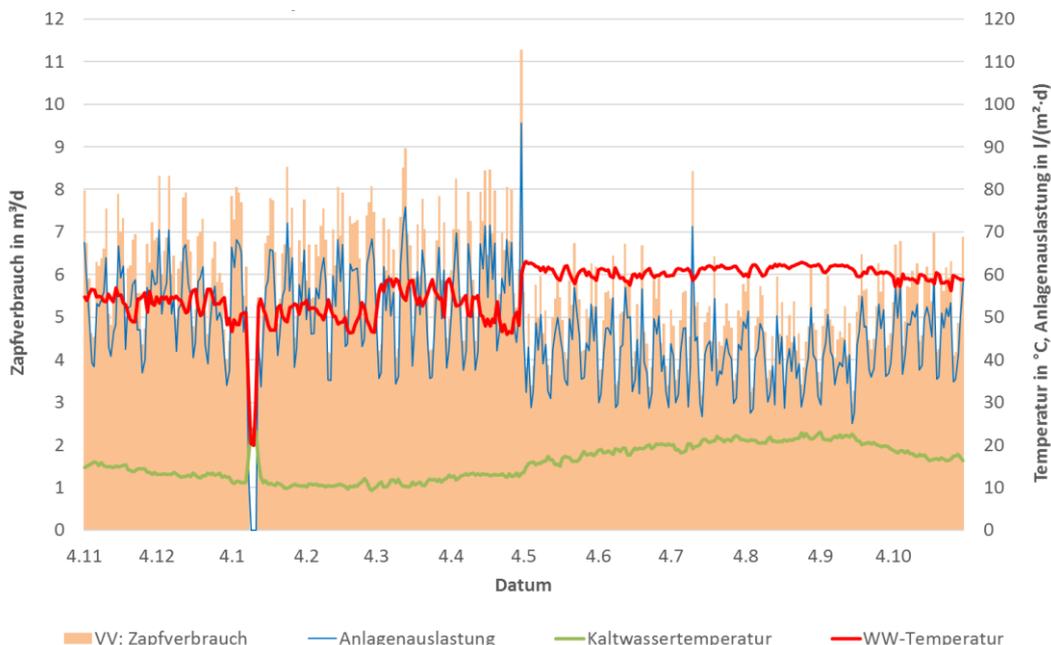


Abbildung 96 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage des Seniorenheims in Pößneck

Der kleine Temperaturanstieg der Warmwassertemperatur im März ist auf eine provisorische Anhebung der WW-Solltemperatur zurückzuführen. Im Mai fand dann die Wartung der Fernwärmeübergabestation und des Rohrbündel-Wärmeübertrager im Boiler statt. Fortan bleibt die Warmwassertemperatur auf ca. 60°C.

Folgende Abbildung zeigt die solare Nutzwärme und den Energieverbrauch für das Warmwasser sowie den solaren Deckungsgrad. Der unerwartete Einbruch von Anfang Mai bis Ende Juni resultiert aus zwei unterschiedlichen Betriebsfehlern.

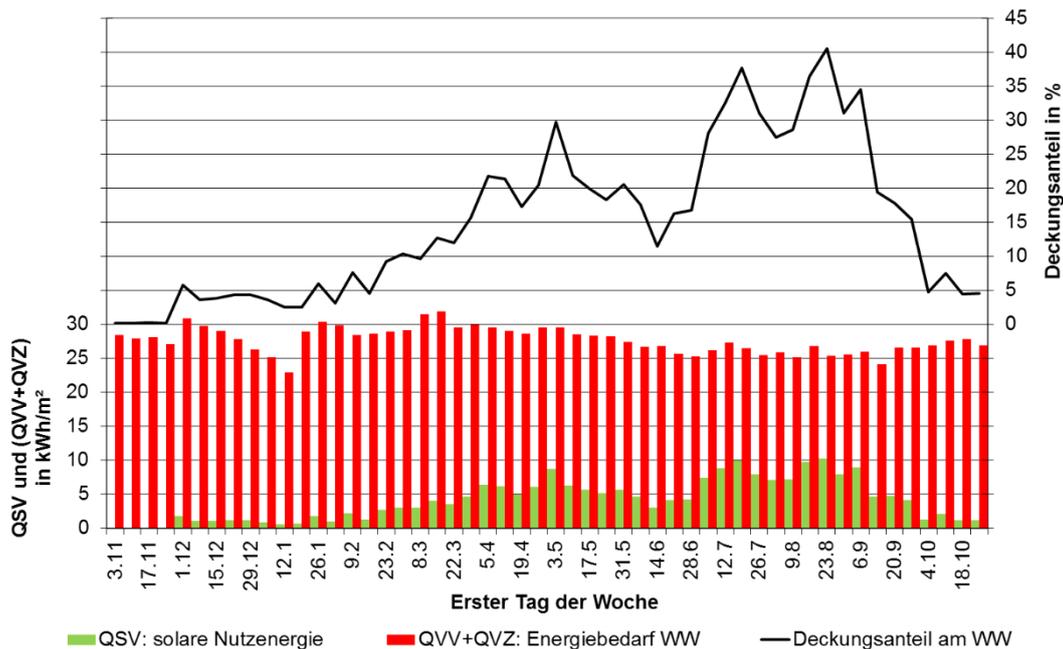


Abbildung 97 Nutzwärme des Solarsystems und Energie zur Erwärmung des über den Entlade-WÜ geführten Kaltwassers

Zunächst gab es einen Druckabfall im Kollektorkreis mit der Folge, dass der Kollektorkreisvolumenstrom sank bzw. stark schwankte und es zu hohen Temperaturen im Kollektorkreis kam. Dieser Fehler wurde Ende Mai behoben. Kurz darauf, um den 25. Mai wurde auf Anfrage der HSD die Leistungsstufe der Entladepumpe um eine Stufe herabgesetzt um die Temperaturspreizung speicherseitig zu optimieren. Die Folge waren unerwartete primärseitige Volumenstromaussetzer. Nach einer zunächst erfolglosen Ursachenforschung wurde die bestehende Pumpe (hocheffizient) durch eine ältere „Standardpumpe“ ersetzt mit dem Ergebnis, dass die Entladung wieder funktionierte. Die wahrscheinlichste Begründung ist eine Inkompatibilität des alten SI-Control (Entladeregler) mit der aktuellen Hocheffizienzpumpe. Auf Nachfrage erklärte Solvis, dass die Pumpenelektronik von Hocheffizienzpumpen häufig Probleme mit der PWM-Ansteuerung älterer SI-Controls haben. Als Lösung schlägt Solvis einen neuen Regler oder ein Zusatzmodul für den alten Regler vor mit dem auch aktuelle Pumpen betrieben werden können. Die sporadische Entladung führte folglich zum geringen Deckungsgrad im Juni. Nach dem Einbau der alten Pumpe steigt der Deckungsanteil wieder auf über 30%. An diesem Punkt wird klar, dass ein Austausch alter ineffizienter Pumpen durch hocheffiziente Geräte zwar generell sinnvoll aber nicht trivial ist. So können weitere Kosten durch Austausch oder Erweiterung der Reglerstruktur anfallen.

Der geringe Systemnutzungsgrad im November ist auf den defekten Kollektorkreis, siehe oben, zurückzuführen. Die Wartung/Reparatur erfolgte Anfang Dezember. Von da an bis zur Behebung des Entladefehlers (Juli 2016) betrug der Systemnutzungsgrad zwischen 10 und 28%. Anschließend konstant ca. 27%. Siehe Abbildung 98.

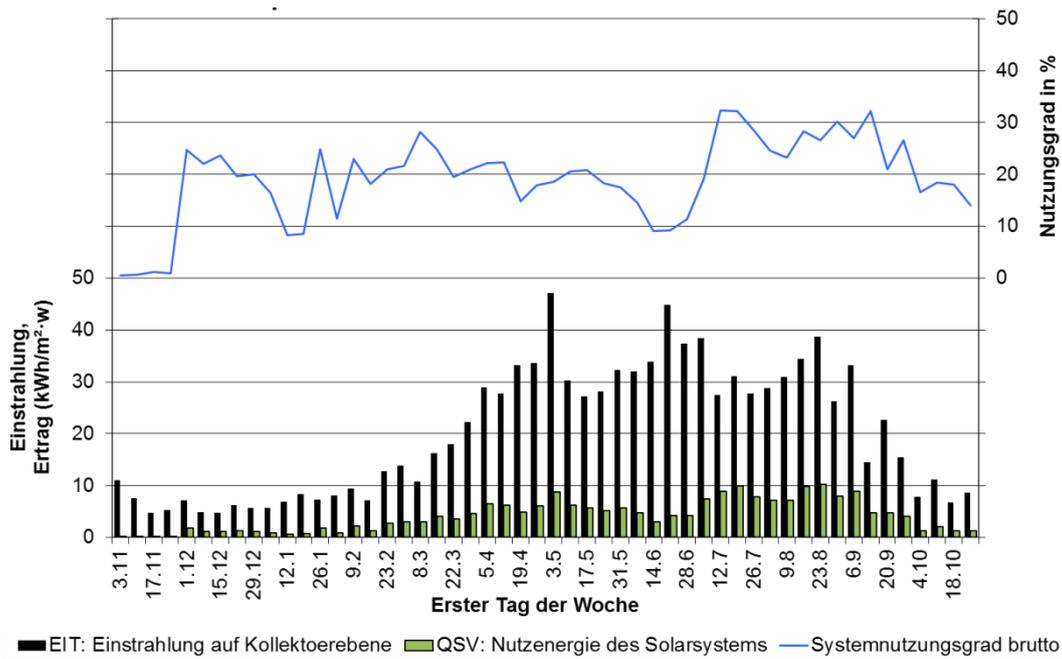


Abbildung 98 Spezifische Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

Im Mittel betrug der Systemnutzungsgrad 2016 rund 20%.

### Nutzungsgradvergleich

Neben den ersten drei Messperioden (1997 bis 1999) direkt nach Inbetriebnahme der Anlage 1996 liegen dank der Projektphase 4 des ursprünglichen ST2000-Programms weitere Daten bis 2010 vor. Die aus diesen Daten und dem aktuellen Monitoring (2016) ermittelten Nutzungsgrade stellt Abbildung 99 dar.

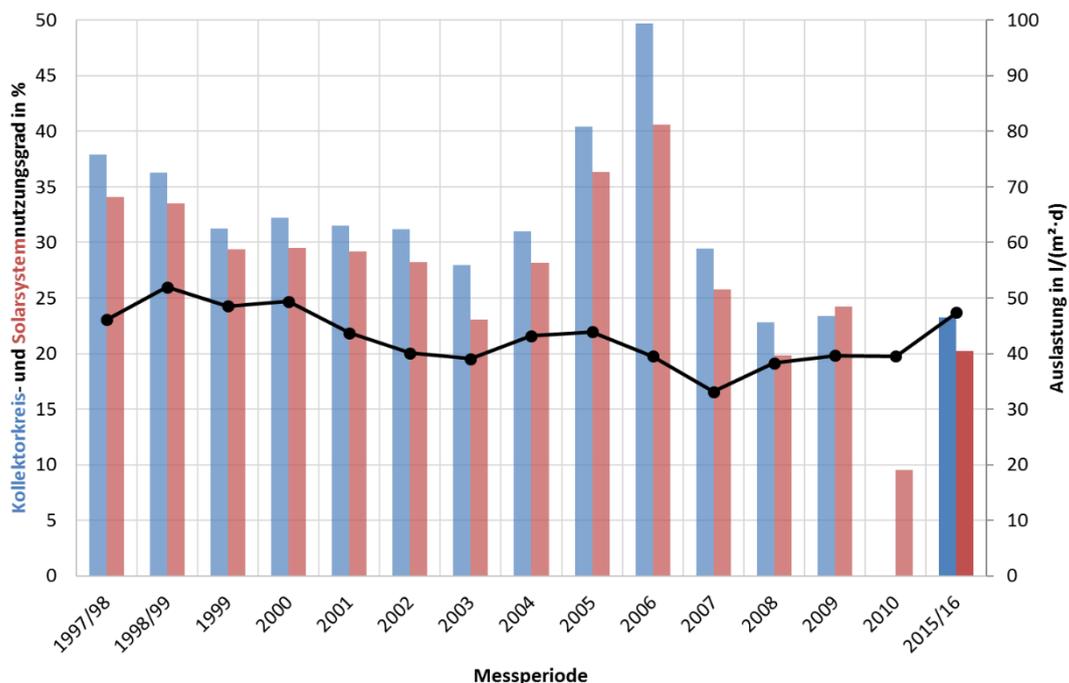


Abbildung 99 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2016) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [18]

Die ersten beiden Messperioden verliefen ohne nennenswerte Mängel und die Anlage erreichte einen Systemnutzungsgrad von rund 34%. Im dritten Jahr kam es laut Abschlussbericht [18] bereits zu zwei Zählerausfällen im Nachheizkreis und Kalkausblühungen am Zirkulationszähler. Offensichtlich war das Warmwasser „so kalkhaltig, das Einbauteile aus Messingguss und Edelstahl“ [18] wie zum Beispiel Tauchhülsen undicht wurden. Die aus der Reparatur entstandenen Stillstandzeiten sowie ein zweiwöchiger Ausfall des Entladereglers im August führten zum Minderertrag der Solaranlage in 1999. In 2000 ging von Ende Juni bis Mitte Oktober der Kollektorkreisvolumenstrom um bis zu 60% zurück. Der Rückgang in 2001 und 2002 ist vermutlich auf die gesunkene Auslastung von 46 auf 39 l/(m<sup>2</sup>·h) zurückzuführen, so dass an strahlungsintensiven Tagen die Anlage zunehmend stagniert. Was sich auch 2003 in einem geringen Systemnutzungsgrad von 14 bis 19% in den Sommermonaten äußert. In 2004 ist die Auslastung wieder auf 43 l/(m<sup>3</sup>·h). Der anschließend steile Anstieg von 2005 und 2006 mit 36-41% ist auf defekte Strahlungsmesser oder ein defektes Loggerprogramm zurückzuführen, so wurden teils sehr geringere, von September 2005 bis Mai 2006 sogar negative Strahlungssummen gemessen. Eine Betrachtung der ersten Jahreshälfte (2005) bzw. zweiten Jahreshälfte (2006) in denen die Globalstrahlungsmessung funktionierte erreichte die Anlage in 2005 einen Systemnutzungsgrad von 28% und 2006 26%, also ähnliche Werte wie in den Vorjahren. 2008 fiel von Anfang Mai bis Anfang Juli der Kollektorkreis vermutlich wegen zu geringem Anlagendruck aus. Entsprechend war die solare Nutzwärme in diesem Zeitraum gering. Auch in 2009 war die Anlage den kompletten Mai außer Betrieb und 2010 gab es von April bis Mitte Juni ein Problem mit der Entladung. Seit 1999 treten fast jedes Jahr Systemnutzungsgradmindernde Betriebsfehler auf, so auch im aktuellen Messjahr 2015/16, siehe oben. Ohne derartige Fehler sollte ein Systemnutzungsgrad von mindestens 25% erreichbar sein, dieses Jahr waren es knapp über 20%.

### **Kollektorwirkungsgrad und Wärmeübertrager**

Abbildung 100 zeigt den gemessenen (Punktwolke) Kollektorkreiswirkungsgrad der aktuellen und der ersten beiden Messperioden im Vergleich zum theoretischen, im Labor ermittelten (rote Linie) Wirkungsgrad eines Einzelkollektors. Die Randbedingungen der Messwertauswahl sind unter 2.1.2.1 benannt.

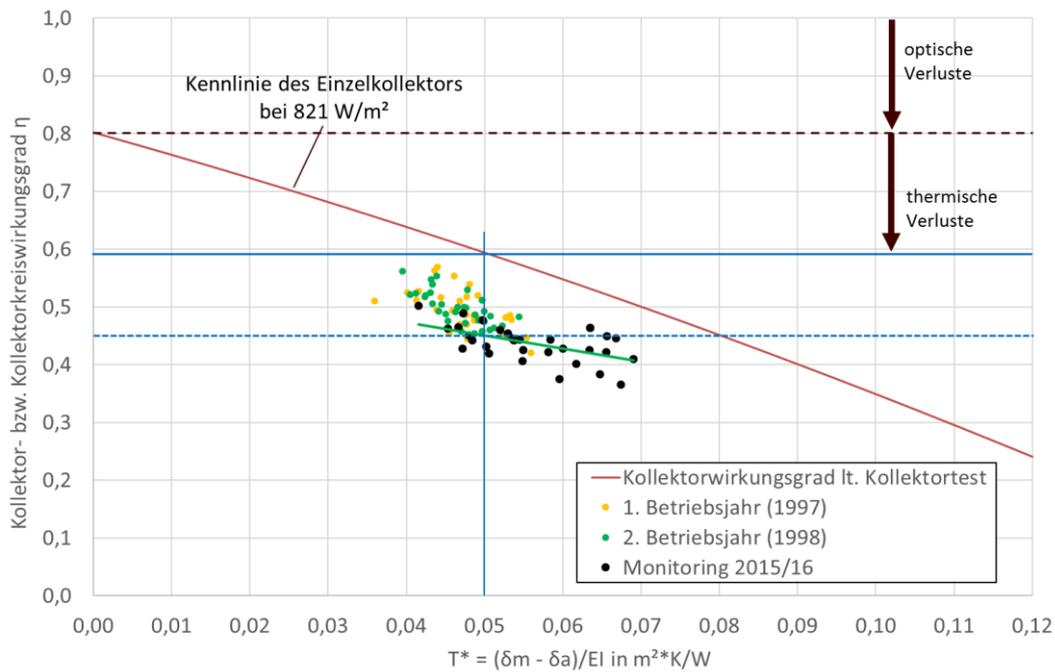


Abbildung 100 Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 30-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus dem aktuellen Monitoring

In den ersten beiden Messperioden erreichten die Kollektoren bei  $0,05 \text{ m}^2 \cdot \text{K/W}$  einen Wirkungsgrad von 48%, also 11%-Punkte unterhalb dem Laborwert. In 2015/16 sind es rund ca. 45%. Eine Änderung von 3% gegenüber den Anfangsjahren die möglicherweise auf Ablagerungen auf den Kollektoren, siehe Abbildung 91 und Abbildung 101, zurückzuführen ist. Die großen Abweichungen aller Messwerte zum Laborwert lassen sich hingegen primär mit dem geringen Aufstellwinkel von  $15^\circ$  erklären, wodurch der günstigste Einstrahlungswinkel im Jahr  $74^\circ$  beträgt. Im Labor erfolgt die Messung bei senkrechter ( $90^\circ$ ) Einstrahlung auf den Kollektor, bei einem Aufstellwinkel von  $15^\circ$  in Pößneck trifft die Solarstrahlung zu keiner Zeit im Jahr senkrecht auf die Kollektoren. Weitere Einflussgrößen wären zum Beispiel noch die thermischen Verluste an den Rohrleitungen.



Abbildung 101 Ansicht des südwestlichen Kollektorfeldes

Wegen fehlender Auslegungsdaten des Beladewärmeübertragers werden die Messdaten des aktuellen Messjahres mit den hochauflösenden Daten der ersten beiden Messjahre verglichen. Das Verfahren deckt zwar keine Falschauslegung auf, stellt aber den Zustand und gegebenenfalls Veränderungen in der Leistungsfähigkeit fest.

Ausgehend vom Abschlussbericht [18] war ein Kollektorfelddurchsatz von  $12,5 \text{ l}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$  geplant. Bei  $118,2 \text{ m}^2$  Gesamtkollektorfläche also rund  $1,47 \text{ m}^3/\text{h}$ . Es ist anzunehmen, dass der Wärmeübertrager demnach bei diesem Volumenstrom ausgelegt wurde. Allerdings weisen schon die ersten beiden Messjahre eine 7 bis 10%ige Abweichung gegenüber dem Auslegungswert auf. Im aktuellen Jahr waren es 8%. Im Sinne der Vergleichbarkeit wurden in der Auswertung die zulässigen Volumenströme auf Werte zwischen  $1,30$  und  $1,35 \text{ m}^3/\text{h}$  limitiert. Eine weitere Randbedingung ist eine konstante Übertragungsleistung von ca.  $45 \text{ kW}$ .

Die gemessene logarithmische Temperaturdifferenz (Abbildung 102) lag im ersten Jahr zwischen  $6$  und  $8 \text{ K}$ , im zweiten dann zwischen  $7$  und  $9 \text{ K}$ . Eine höhere Differenz wäre demnach im aktuellen Messjahr, also nach  $19$  Jahren, zu erwarten. Das dem nicht so ist liegt an einer im August 2015 durchgeführten Wartung des Kollektorkreises inklusive Reinigung des Wärmeübertragers.

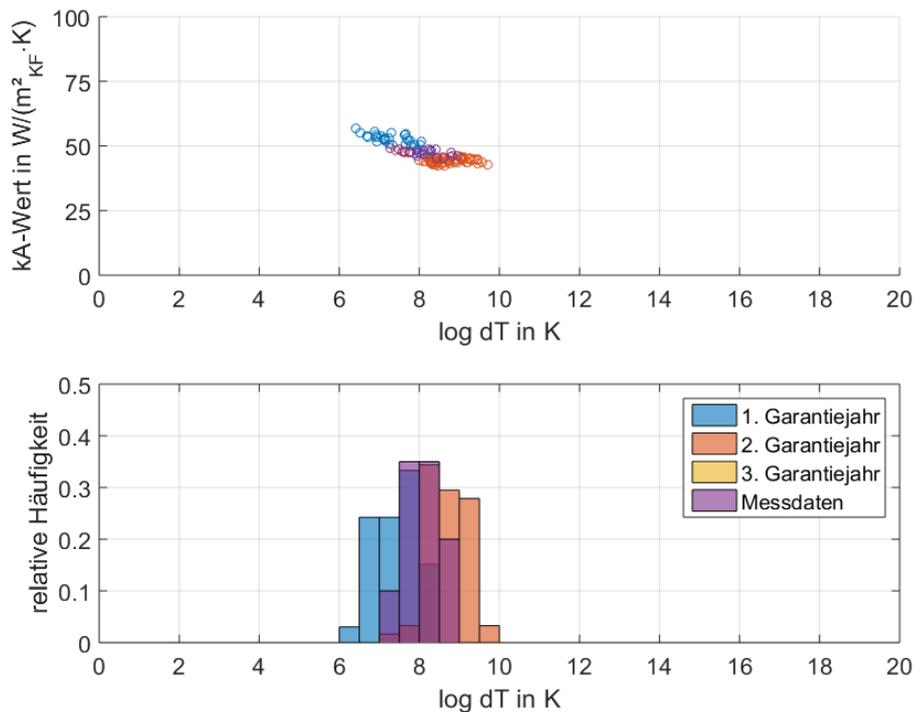


Abbildung 102 Beladewärmeübertrager in Pößneck - oben: spezifischer kA-Wert über  $\log dT$ , unten: relative Häufigkeit von  $\log dT$ . Volumenstrom  $1,30$  bis  $1,35 \text{ m}^3/\text{h}$  (beidseitig) und rund  $45 \text{ kW}$  Übertragungsleistung

So gut wie die logarithmische Temperaturdifferenz auch ist, die spezifische Übertragungsleistung liegt und lag auch schon in den ersten beiden Jahren um  $50 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ , vgl. Abbildung 102. Als Optimum gelten  $100 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ .

Eine Aussage über den Zustand des Entladewärmeübertragers kann nicht getroffen werden, da einerseits der primärseitige Volumenstrom fehlt und andererseits vor  $2016$  auch keine primärseitigen Temperatursensoren verbaut waren.

## Wirtschaftlichkeit

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als 15,3 ct/kWh, bei 20 Jahren Laufzeit, einer Annuität von 8,72% und Investitionskosten von 65.800 € (inkl. Planung, inkl. MwSt.), zu erreichen. Der günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von 51 MWh/a was Nutzwärmekosten von 11,2 ct/kWh entspricht. In den 19 Jahren erreichte die Anlage allerdings im Mittel nur 32 MWh pro Jahr, und damit Nutzwärmekosten von 17,8 ct/kWh, siehe Tabelle 34.

Tabelle 34 Wirtschaftlichkeit

<b>Kosten(1997)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		N/A
- Planung ohne MwSt.		N/A
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		56.700 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>13</sup></b>		<b>65.800 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		5.700 €
	pro Jahr	19-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	51 MWh	969 MWh (8197 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	25 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	25..40MWh	602 MWh (5095 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		62%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,112 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,228 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (19-Jahresmittel)		0,178 €/kWh

Da Daten der Jahre 2011 bis 2014 fehlen sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 1200 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 156 €/a<sup>14</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 19 Jahren auf rund 18,3 ct/kWh.

<sup>13</sup> 16% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>14</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX, Industriepreis 2016: 0,13 €/kWh

## Fazit

Technisch betrachtet ist die Anlage derzeit in einem guten Zustand. Kleinere Optimierungsmaßnahmen wie die Reinigung der Kollektoren, Ausbesserung der Isolierung an der Kollektorkreisverrohrung oder eine Lösung für die Entladeregulierung wären aber auch hier sinnvoll. Mit 32 MWh/a (19-Jahresmittel) erreicht die Anlage nicht annähernd den Garantiertrag wodurch die angestrebten Nutzwärmekosten von 15,3 ct/kWh mit derzeit 16,7 ct/kWh nicht erreicht werden. Der Hauptgrund dürfte der bei der Auslegung deutlich zu hoch (+60%) eingeschätzte Warmwasserverbrauch sein. Wie bereits im Abschlussbericht [18] angemerkt könnte der Nutzen der zu groß dimensionierten Anlage durch eine solare Zirkulationsvorwärmung gesteigert werden. Eine im Vorfeld detaillierte Prüfung dieser Variante ist anzustreben.

### 2.1.2.8 Krankenhaus Sonneberg

Das Krankenhaus befindet sich am Stadtrand des 650-jährigen Sonneberg in einer Wohnsiedlung in der Nähe des Bahnhofes. Eigentümer und Betreiber des Objektes sind die MEDINOS Kliniken des Landkreises Sonneberg GmbH. Das Kollektorfeld der Solaranlage wurde mit drei Teilfeldern in die Dachfläche des 1998-2000 errichteten Neubaus integriert. Auslegungsgrundlage für die Solaranlage waren vom Planer durchgeführte Verbrauchsmessungen. Die Bettenanzahl (175) im Krankenhaus änderte sich durch die Inbetriebnahme nicht. Für die Auslegung der Solaranlage wurden ein Warmwasserverbrauch von 7000 l/d, eine aktive Kollektorfläche von 95 m<sup>2</sup> und ein Pufferspeichervolumen von 5,5 m<sup>3</sup> vorgegeben.



Abbildung 103 Ansicht eines Teilkollektorfeldes am Kreis Krankenhaus Sonneberg [19]

Der Anlagenaufbau in Sonneberg gleicht der in Neuhaus. Beides sind Systeme zur Trinkwasservorwärmung mit zusätzlicher Zirkulationsvorwärmung.

Das Kollektorfeld besteht aus 22 Flachkollektoren mit einer Bruttofläche von 95 m<sup>2</sup> und ist baulich bedingt in drei Teilfelder aufgeteilt und besteht aus vier parallelen

Strängen. Im Pufferkreis sind neben dem Solarspeicher mit ca. 5,5 m<sup>3</sup> Volumen drei Wärmeübertrager und drei Pumpen vorhanden. Der Solarspeicher wurde vor Ort geschweißt und speichert etwa 70% des täglichen Warmwasserbedarfs. Die Inbetriebnahme fand am 08. Februar 2000 statt.

Tabelle 35 Objektinformationen zur Anlage in Sonneberg

<b>Objekt</b>	<b>Krankenhaus Sonneberg</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung mit Vorwärmung
<b>Kollektorfeld</b>	95m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Südsüdost 23° Neigung
<b>Speicher</b>	5,5m <sup>3</sup> Schichtenladespeicher
<b>Regelung</b>	Resol EL1
<b>Inbetriebnahme</b>	08. Februar 2000 (Alter 16 Jahre)
<b>Monitoring</b>	02. Juli 2015 bis 01. Juli 2016

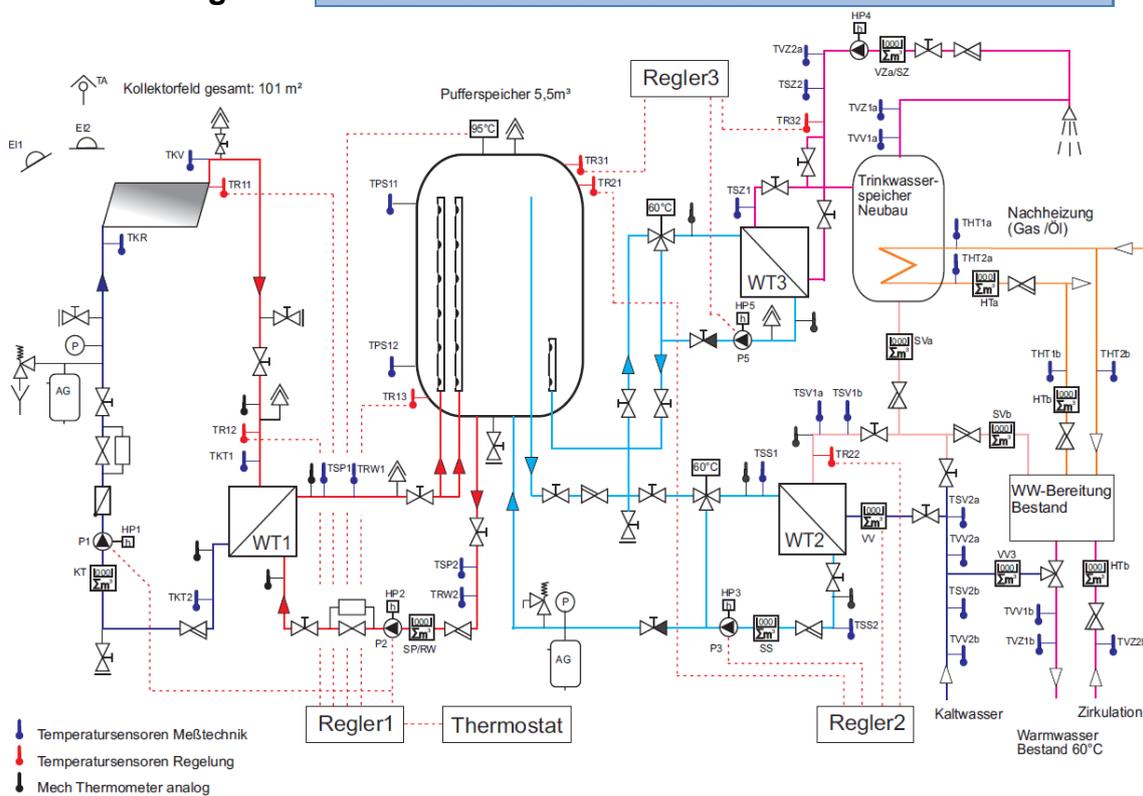


Abbildung 104 Anlagenschema der Solaranlage am Krankenhaus in Sonneberg [19]

Die Solaranlage in Sonneberg ist die erste Anlage an der ein Ortstermin stattgefunden hat. Sie machte einen sehr sauberen und ordentlichen Eindruck. Lediglich die Kollektorkreispumpe erzeugte ein kratzendes bzw. schleifendes Geräusch was auf ein Lagerschaden hindeutet.



Abbildung 105 Anlagenansicht mit Pufferspeicher der Solaranlage in Sonneberg

Im Zuge eines Umbaus seitens des Krankenhauses wurden zwei Temperatursensoren (TVV1b, TVZ1b) in der Versorgung des Altbaus entfernt. Des Weiteren erfolgte mit Hilfe des Betreibers die Reparatur des Zirkulations-Volumenzählers VZ1.

### **Monitoring**

Während des Monitorings ergaben sich mehrere Unstimmigkeiten im Betrieb der Solaranlage:

Im Beladekreis liegt der Volumenstrom 30% niedriger als im Kollektorkreis. Im Idealfall sind diese gleich. Eine Ursache konnte vom Betreiber nicht ausgemacht werden.

Am Wärmeübertrager in der Zirkulationsdeckung treten sekundärseitig, auf Seiten der Zirkulation, Austrittstemperaturen über 60°C auf. Das primärseitige Thermostatventil sollte maximal 60°C am Eintritt zulassen. Hinzu kommt, dass die Vorlauftemperatur ins Zirkulationsnetz mit 63 bis 67°C 3 K bis 7 K höher als ursprünglich geplant ist. Mit einer eingestellten Temperaturpreizung von ungefähr 5 K im Zirkulationsnetz ist die Rücklauftemperatur bei 58 bis 62°C höher als die ursprünglichen 55°C. Möglicherweise wurde die Solltemperatur am Thermostatventil erhöht um weiterhin Solarwärme in das Netz einspeisen zu können.

Darüber hinaus fiel für einen Monat (30. Mai – 1. Juli 2015) die Speicherentladung aus. Grund sind die mit einer Nutzungsänderung einhergehenden Umbaumaßnahmen im Altbau des Krankenhauses. Früher als Krankenstation

eingesetzt, wird der Altbau in Zukunft überwiegend Büros beherbergen. Dadurch reduziert sich der Warmwasserverbrauch bei gleichzeitigem Wechsel von zentraler WW-Bereitung hin zu dezentralen elektrischen Durchlauferhitzern. Die Abkopplung der Solaranlage vom Altbau führt zu einer Laständerung um 50% und entsprechend zu einer Überdimensionierung der verbauten Solartechnik. Die Folge sind sinkende Nutzungsgrade. Einhergehend mit dem Umbau kam es laut Betreiber zu einem hydraulischen Problem bei der Frischwasservorwärmung. Zeitweise floss warmes Wasser aus der Zirkulation rückwärts über den Entladewärmeübertrager. Die Ursache scheint ein noch nicht gefundenes Bypass-Ventil zu sein. Seit dem 2. Juli 2015 ist der Altbau von der Versorgung durch die Solaranlage entkoppelt und wird auch in Zukunft nicht wieder angeschlossen. Die Auswertung und Bewertung der Anlage erfolgt ab dem Zeitpunkt der Entkopplung.

### **Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16**

Tabelle 36 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (02.07.2015 bis 01.07.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 36 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 02.07.2015 bis 01.07.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 02.07.2015 – 01.07.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	106,9 MWh	3,06 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	34,3 MWh	0,98 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	32,6 MWh	0,93 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
	Energie Entladung Pufferspeicher	QSS	22,2 MWh	0,64 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Nutzenergie des Solarsystems Frischw.	QSV	16,7 MWh	0,48 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
	Nutzenergie des Solarsystems Zirk.	QSZ	8,7 MWh	0,24 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
7	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	51,8 MWh	
8	Energie für Zirkulationsverluste	QVZ	72,7 MWh	
9	Energie der Nachheizung	QHT	115,2 MWh	
10	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	1894 kWh	54,2 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
11	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	2018 h	5,5 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	1936 h	5,3 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Entladung	HP3	226 h	0,6 h/d
14	Betriebsstunden Pumpe Zirkulation	HP4	N/A	
15	Betriebsstunden Pumpe Zirk.-Vorw.	HP5	852 h	2,3 h/d
16	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	1,36 m <sup>3</sup> /h	
15	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	0,98 m <sup>3</sup> /h	
17	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	966 m <sup>3</sup>	2,6 m <sup>3</sup> /d
18		Auslastung	27,6 l/(d·m <sup>2</sup> )	
19	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	30,5%	
20	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g <sub>SB</sub>	
		netto	g <sub>SN</sub>	
21	Solarer Zapf-Deckungsanteil	brutto	32,3%	
		netto	28,7%	
22	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	20,3%	
21	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	18,7%	
22	Arbeitszahl des Solarsystems	A	13,3	

Infolge von Loggerausfällen/Fehlern mussten mehrere Tage korrigiert werden, vgl. Tabelle 37.

Tabelle 37 korrigierte Messtage

Datum	Zeitraum	Daten ersetzt durch
16.-18.10.2015	Ganztägig	21.-23.10.2015
07.07.2016	9:30-13:30	08.07.2016
11.07.2016	00:00-13:00	08.07.2016
12.07.2016	7:30-23:30	09.07.2016
13.07.2016	Ganztägig	03.07.2016
14.07.2016	00:00-10:00	10.07.2016
15.07.2016	4:00-6:00/9:30-20:00	22.07.2016
16.07.2016	07:00-21:00	24.07.2016
18.07.2016	07:00-23:30	04.07.2016
19.07.2016	0:00-3:30/7:00-20:00	29.07.2016
20.07.2016	07:30-20:00	31.07.2016

### Warmwasserverbrauch

Bis zur Entkopplung des Altbaus von der Versorgung durch die Solaranlage betrug der tägliche Zapfverbrauch rund 7,5 m<sup>3</sup>/d. Lag also über dem Auslegungswert (7 m<sup>3</sup>/d) und hatte eine gute Auslastung von 79 l/(m<sup>2</sup>·d). Danach nur noch 27%, also 2,6 m<sup>3</sup>/d. Wie Abbildung 106 zeigt, eine Reduzierung um 65%, was sich auch im Systemnutzungsgrad niederschlägt.

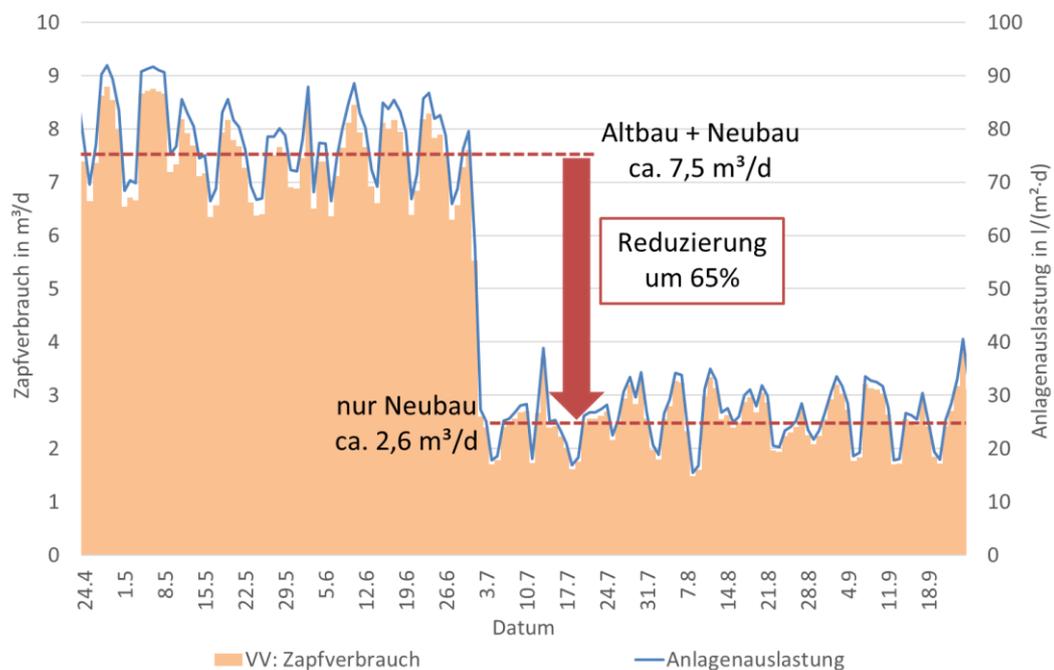


Abbildung 106 Auswirkung des Umbaus auf den Zapfverbrauch

Während des Auswertzeitraum ist der Zapfverbrauch bzw. die Auslastung und die Warmwassertemperatur konstant. Siehe Abbildung 107.

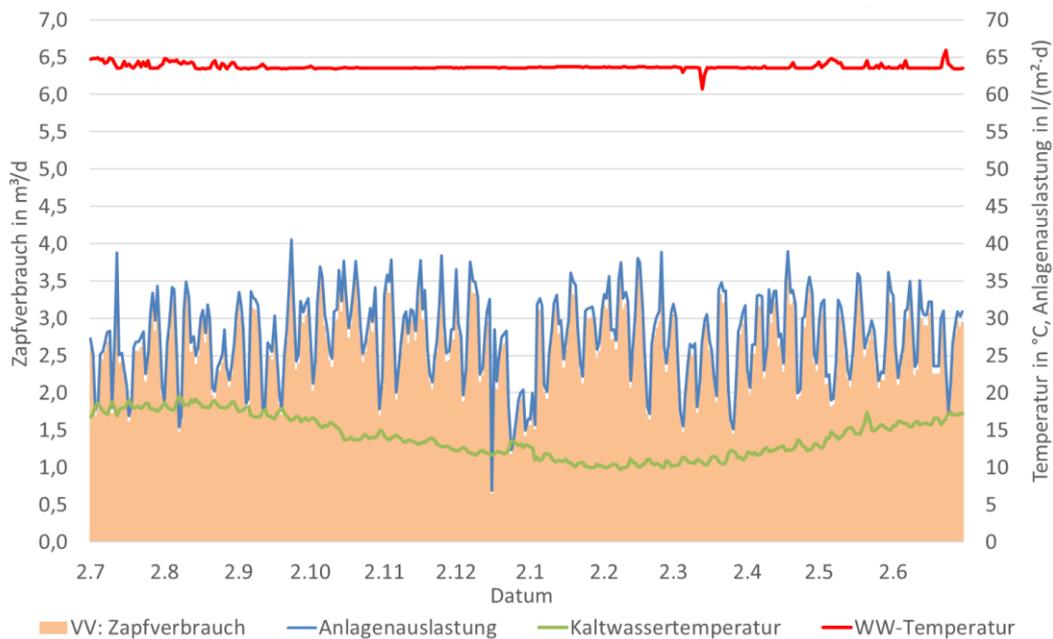


Abbildung 107 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage Krankenhaus Sonneberg

### Deckungsanteil

Die in Abbildung 108 aufgetragenen Energien und der Deckungsanteil beziehen sich auf den verbliebenen durch die Solaranlage versorgten Bereich, den Neubau.

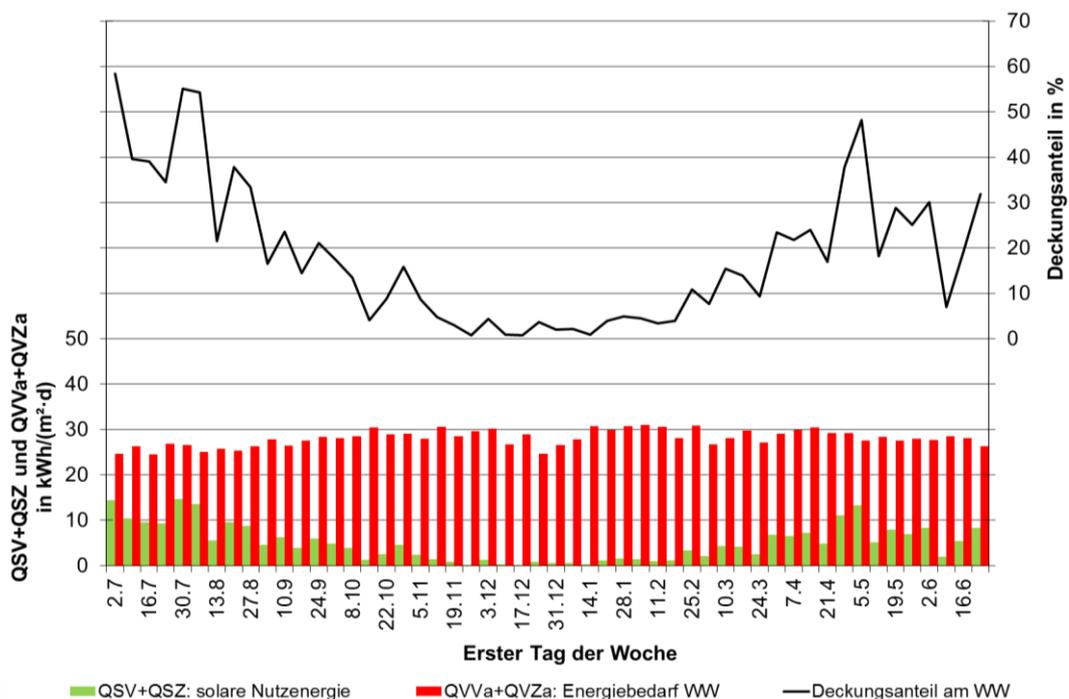


Abbildung 108 Nutzenergie des Solarsystems, Energieverbrauch und Deckungsanteil am KH Sonneberg

Der Deckungsanteil schwankt zwischen fast 60% im Sommer und 0% im Winter. Über das Jahr gemittelt ergeben sich 20,3%. Höher als in den Messjahren 2001 bis 2005 mit 14,0 bis 18,2%. Eine Folge der Abkopplung des Altbaus von der Solaranlage. Durch den fehlenden Frischwasserdurchsatz des Altbaus sinkt die Auslastung der Anlage und die Solarspeichertemperaturen steigen. Die höheren

Temperaturen ermöglichen eine verstärkte Nutzung der solaren Zirkulationsvorwärmung. So wurden 2015/16 insgesamt 8,4 MWh an die Zirkulation übertragen während in den Jahren 2001 und 2005 lediglich 2,0 bis 4,1 MWh/a zustande kamen, bei ähnlicher solarer Nutzenergie für die Frischwasservorwärmung des Neubaus. Der Mehrertrag von 4,3 bis 6,4 MWh/a der solaren Zirkulationsvorwärmung kann die entfallene solare Nutzenergie zur Frischwasservorwärmung des Altbaus mit einer Bandbreite von 10,9 bis 18,9 MWh/a nicht kompensieren. Das Resultat sind geringere Systemnutzungsgrade (siehe Abbildung 109) und ein Jahressystemnutzungsgrad von 23,5%.

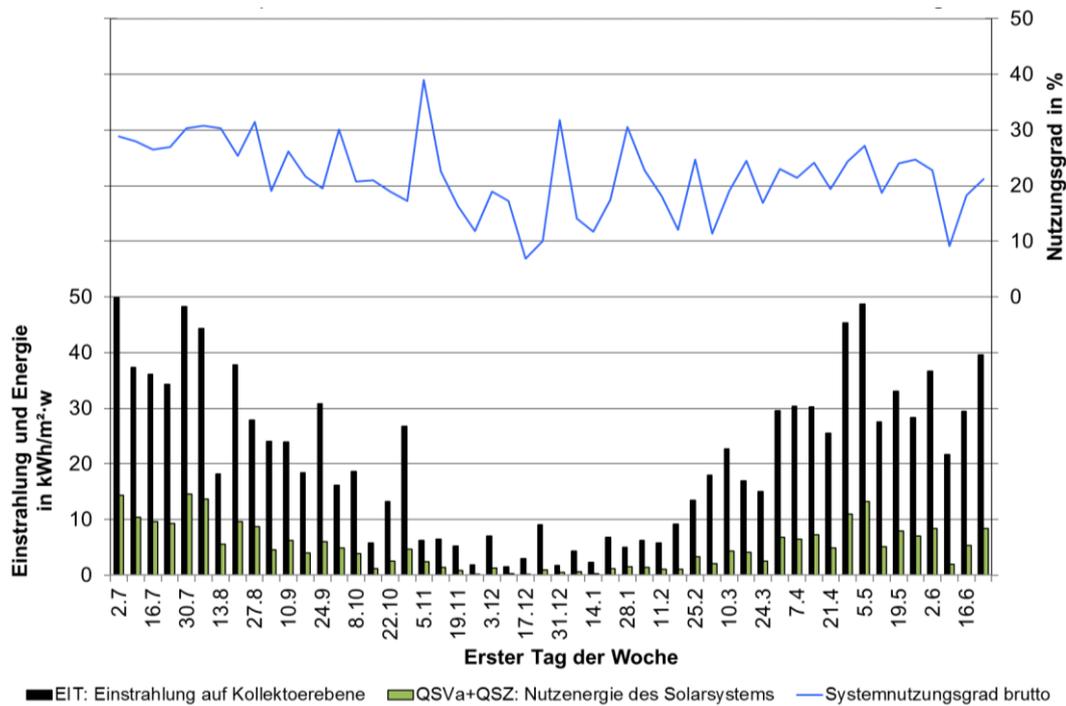


Abbildung 109 Spezifische Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades

### Nutzungsgradvergleich

An der Solaranlage des KH Sonneberg fanden neben den ersten drei Messperioden (2001 bis 2003) weitere Langzeitmessungen bis 2010 statt. Bei der Hälfte der Messperioden von 2006 bis 2010 traten schwerwiegende Mess- oder auch Betriebsfehler auf. So fielen gehäuft mehrere Volumenzähler über einen längeren Zeitraum aus oder wie in 2007 für 11 Monate gleich die komplette Solaranlage. Somit verbleiben noch die Jahre 2001 bis 2005 als vergleichbare Messperioden mit nur kleinen Mess- und Betriebsfehlern. Der Kollektorkreisnutzungsgrad ist in Abbildung 110 blau dargestellt, der Systemnutzungsgrad des Gesamtsystems grün und der Systemnutzungsgrad für Gebäudeteil A („Neubau“) in Rot.

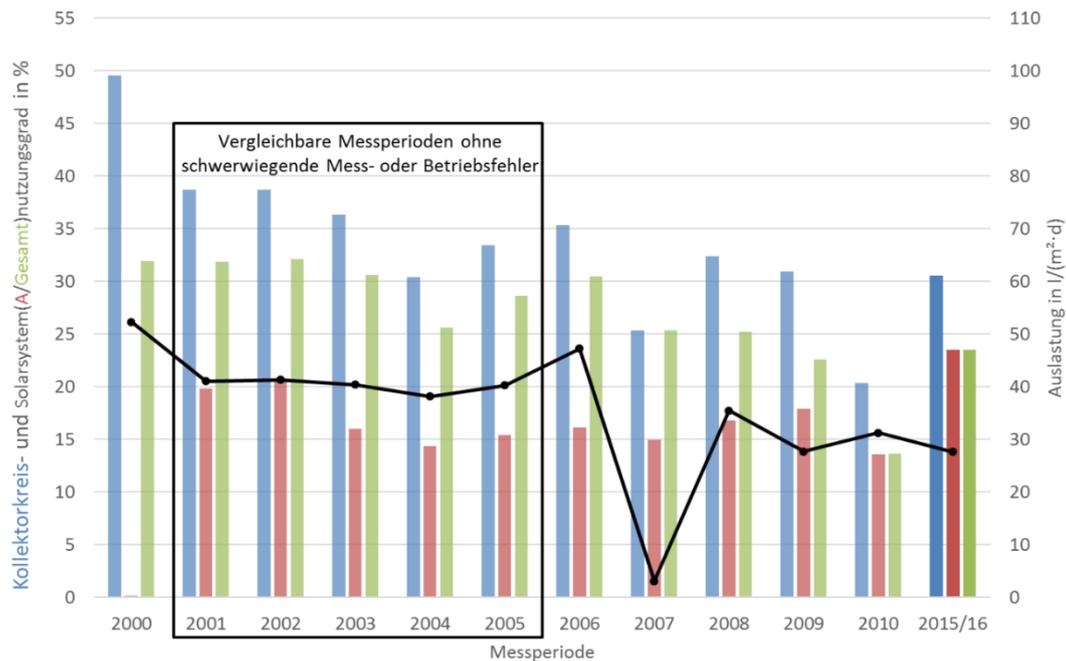


Abbildung 110 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [19]

In den ersten drei Messperioden (2001 bis 2003) nach der Inbetriebnahme im Jahr 2000 erreicht der Kollektorkreisnutzungsgrad rund 38%. Wegen Problemen mit der Be- (geringer Beladevolumenstrom) und Entladung (von Mitte April bis Mitte Mai ausgefallen) fällt dieser in 2004 auf knapp über 30% ab. In 2005 schneidet der Kollektorkreiswirkungsgrad in einem betriebsfehlerfreien Jahr mit 33% wieder besser ab. Elf Jahre später (2015/16) erreicht die Anlage mit 32% wieder einen ähnlichen Wert.

Der Systemnutzungsgrad des Gesamtsystems (grün) hat aus den gleichen Gründen einen ähnlichen Verlauf wie der Kollektorkreisnutzungsgrad. In 2001 bis 2003 beträgt dieser ca. 31%. Aufgrund der genannten Probleme in 2004 sinkt der Gesamtsystemnutzungsgrad auf 26% ab und steigt anschließend in 2005 auf 29%. Da im aktuellen Monitoring die Anlage vom Altbau entkoppelt wurde und nur noch den Neubau (Gebäudeteil A) versorgt, ist der Gesamtsystemnutzungsgrad gleich dem vom Neubau. Infolge der gesunkenen Auslastung erreicht die Anlage derzeit nur noch einen Systemnutzungsgrad von 23,5%. Zwar ist der Nutzungsgrad vom versorgten Neubau nun höher als in den Vorjahren (14 bis 21%), dies ist aber ausschließlich auf den gesteigerten solaren Energieeintrag in der Zirkulationsvorwärmung zurückzuführen, nähere Ausführungen im Kapitel zum Thema Deckungsanteil.

Die Arbeitszahl ist mit 13,3 gering und sollte im Idealfall zwischen 40 und 50 betragen.

Durch die Abkopplung wird nachweislich kostbares Potential verschenkt auch wenn die Ergebnisse besser sind als bei einem Rückgang der Auslastung um 65% zu erwarten war.

## Kollektorwirkungsgrad und Wärmeübertrager

Abbildung 111 zeigt den gemessenen (Punktwolke) Kollektorkreiswirkungsgrad im Vergleich zum theoretischen, im Labor ermittelten (rote Linie) Wirkungsgrad eines Einzelkollektors. Die Randbedingungen der Messwertauswahl sind unter 2.1.2.1 benannt.

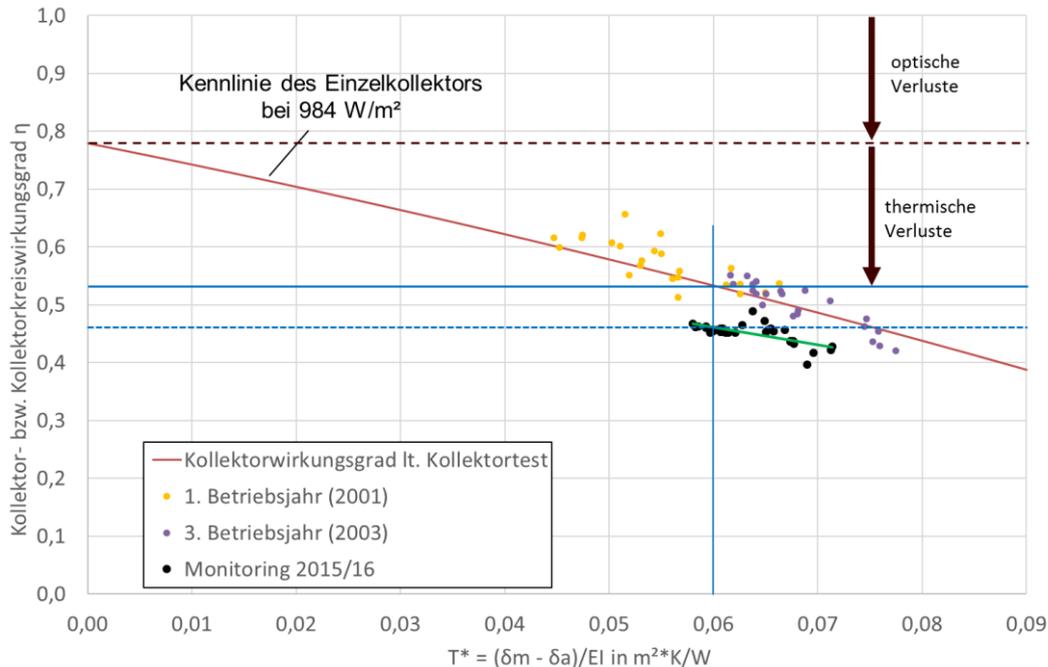


Abbildung 111 Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 30-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus dem aktuellen Monitoring

Auffallend ist, dass die Messwerte aus den ersten drei Betriebsjahren (2001-2003) mit den Laborwerten übereinstimmen, die Werte in 2015/16 aber knapp 8%-Punkte darunterliegen. Die könnte ein erster Hinweis auf eine Verschmutzung oder ungleichmäßige Durchströmung des Kollektorfeldes sein.

Mangels bekannter Auslegungsdaten des Beladewärmeübertragers blieb für die Überprüfung der Leistungsfähigkeit nur der Vergleich mit Daten aus den ersten beiden Garantie Jahren. Gleiche Randbedingungen wie eine konstante Übertragungsleistung von ca. 45 kW und gleiche Volumenströme von ca. 1,5 m<sup>3</sup>/h im Kollektorkreis bzw. 0,95 m<sup>3</sup>/h speicherseitig gewährleistet die Vergleichbarkeit zwischen den Messjahren. Der Kollektorkreis-Wärmeübertrager weist an diesem Betriebspunkt über die Jahre eine sinkende logarithmische Temperaturdifferenz von anfänglich 9 bis 12 K auf. Der Vergleich mit den ersten drei Garantie Jahren zeigt Abbildung 112.

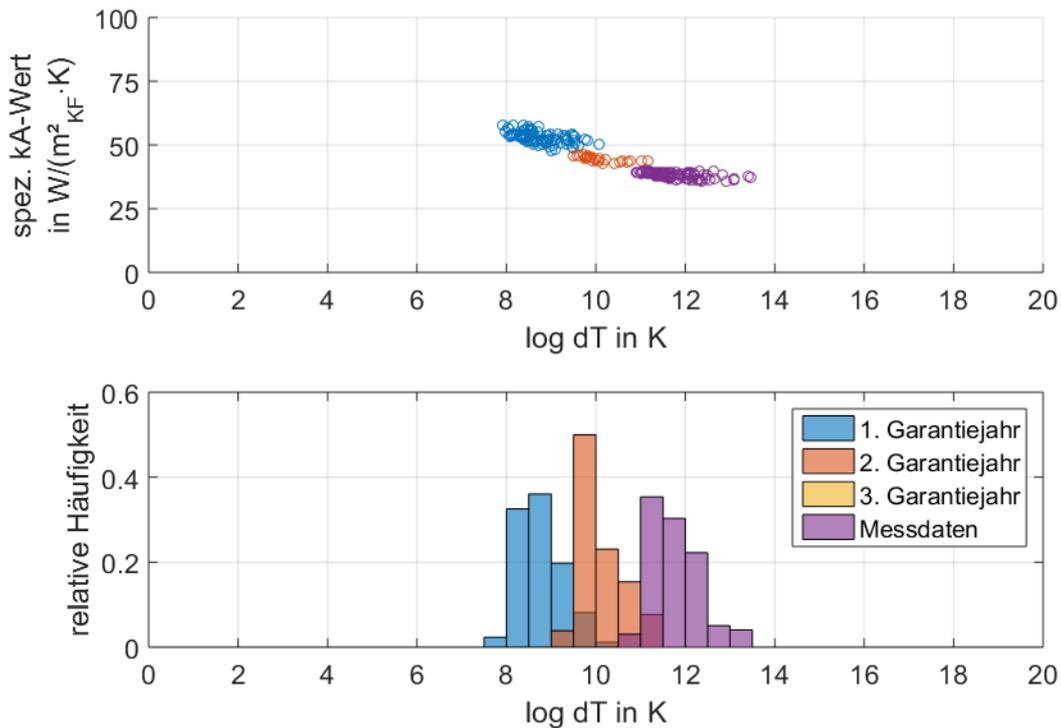


Abbildung 112 Beladewärmeübertrager in Sonneberg - oben: spezifischer kA-Wert über log dT, unten: relative Häufigkeit von log dT

Mit der Temperaturdifferenz sinkt auch der spezifische kA-Wert von  $54 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$  auf rund  $38 \text{ W}/(\text{m}^2_{\text{KF}} \cdot \text{K})$ , eine Abnahme um rund 30%. Eine Überprüfung, Reinigung und Neueinstellung der Volumenströme könnte eine Verbesserung erzielen. Denn der Kollektorkreisvolumenstrom ist mit derzeit  $1,35 \text{ m}^3/\text{h}$  um 26% ( $0,35 \text{ m}^3/\text{h}$ ) höher als der Beladevolumenstrom mit  $1 \text{ m}^3/\text{h}$ . Im Optimalfall wären beide gleich groß. Analog zum Beladewärmeübertrager fehlen auch beim Entladewärmeübertrager die Auslegungswerte. Darüber hinaus weichen die Volumenströme im aktuellen Monitoring durch die Abkopplung des Altbaus zu stark von denen der übrigen Jahre ab um einen Vergleich der Wärmeübertragerleistung zwischen den Messjahren zu ermöglichen.

### Wirtschaftlichkeit

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als  $13 \text{ ct}/\text{kWh}$ , bei 20 Jahren Laufzeit, einer Annuität von 8,72% und Investitionskosten von  $66.500 \text{ €}$  (inkl. Planung und MwSt.), zu erreichen. Das günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von  $53 \text{ MWh}/\text{a}$  was Nutzwärmekosten von  $10,9 \text{ ct}/\text{kWh}$  entspricht. In den 16 Jahren erreichte die Anlage allerdings im Mittel nur  $30 \text{ MWh}$  pro Jahr, und damit Nutzwärmekosten von  $19,3 \text{ ct}/\text{kWh}$ , siehe Tabelle 38.

Tabelle 38 Wirtschaftlichkeit

<b>Kosten(2000)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		N/A €
- Planung ohne MwSt.		N/A €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		57.300 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>15</sup></b>		<b>66.500 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		5.800 €
	pro Jahr	16-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	53 MWh	848 MWh (8878 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	25 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	16..40MWh	475 MWh (4975 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		56%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,109 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,232 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (19-Jahresmittel)		0,193 €/kWh

Da Daten der Jahre 2007 bis 2010 fehlerhaft bzw. komplett fehlen sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 1900 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 247 €/a<sup>16</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 19 Jahren auf rund 20,2 ct/kWh.

### Fazit

Technisch betrachtet ist die Anlage nach 16 Jahren Betrieb, abgesehen von der geringen Auslastung, noch in gutem Zustand. Die Kollektoren zeigen erste Wirkungsgradeinbußen gegenüber den ersten Betriebsjahren und sollten einer Überprüfung bzw. Wartung unterzogen werden. Gleichwohl bedarf der Beladewärmeübertrager einer Überprüfung/Reinigung und ein Pumpenaustausch der fast 20 Jahre alten Pumpen bietet sich gegebenenfalls an. Wegen der stark gesunkenen Auslastung wird die Anlage auch zukünftig Potential einbüßen. Der Anschluss weiterer Verbraucher an die Anlage ist, sofern eine Prüfung dies Bestätigt, empfehlenswert.

<sup>15</sup> 16% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>16</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX, Industriepreis 2016: 0,13 €/kWh

### 2.1.2.9 Wohngebiet „Am Schlachthof“ Speyer

Seit Anfang der 90er Jahre wurden eine Vielzahl großer thermischer Solaranlagen in zentrale Warmwasserbereitungen bzw. Nahwärmenetze integriert. Die solaren Deckungsanteile dieser Kurzzeitspeicher-Anlagen liegen zwischen 25% und 50% bezogen auf den Wärmebedarf für die Warmwasserbereitung bzw. zwischen 5% und 15% bezogen auf den Gesamtwärmebedarf für Heizung und Warmwasserbereitung. Einige Großanlagen mit saisonaler Speicherung in Langzeit-Wärmespeichern mit Deckungsanteilen von 40 bis 50% am Gesamtwärmebedarf wurden ebenfalls seit Mitte der 90er Jahre realisiert. Der Bereich zwischen diesen beiden Anlagentypen, die Solaranlagen mit Mehrtagespeicher mit Deckungsanteilen zwischen 20% und 30%, wurden nicht untersucht bzw. weiterentwickelt. Lediglich eine Anlage mit solarer Deckung von etwa 30% wurde in Gneis Moos in Salzburg gebaut. Die guten Erfahrungen im Betrieb dieser Anlage hat das Interesse an der Erprobung und Weiterentwicklung von Solaranlagen mit Mehrtagespeicher geweckt.

So ging im Mai 2005 die erste deutsche Solaranlage mit Mehrtagespeicher für die Nahwärmeversorgung „ehemaliger Schlachthof“ in Speyer in Betrieb. [20]

Das Baugebiet auf dem ehemaligen Schlachthof in Speyer wurde 2001 vom Land Rheinland-Pfalz im Rahmen des experimentellen Wohnungs- und Städtebaus als Modellvorhaben für das kinder- und familienfreundliche Bauen ausgewählt. In dem Gebiet (siehe Abbildung 113) entstanden 49 Reihenhäuser und 12 Doppelhäuser (alles Einfamilienhäuser) mit einer Gesamtwohnfläche von ca. 9.300 m<sup>2</sup>. Die Wohnfläche der Häuser variiert zwischen ca. 120 und 200 m<sup>2</sup>. Das Neubaugebiet bietet den Bewohnern anspruchsvolle Architektur sowie ein innovatives Energie- und Regenwasser-Nutzungskonzept. Alle Gebäude sind in Niedrigenergiebauweise ausgeführt und werden von einem eigenen, neu angelegten Nahwärmenetz mit Wärme versorgt.

Die Hauptbestandteile des innovativen und integralen Energiekonzeptes sind:

- Unterschreitung der Grenzwerte nach EnEV um mindestens 15%
- Einsatz von thermischer Solarenergie
- Niedertemperatur-Wärmeversorgung



Abbildung 113 Lageplan Wohngebiet ehemaliger Schlachthof Speyer (Quelle: Stadtwerke Speyer und EGS-plan)

Das Kesselhaus des alten Schlachthofes blieb erhalten, dort befinden sich jetzt die Heizzentrale mit einem 599-kW-Gas-Brennwertkessel und der 100 m<sup>3</sup> große Solar- und Kesselpufferspeicher des Nahwärmenetzes. Die beiden Seitenflügel (ehemals Stallungen) des Schlachthofgebäudes wurden abgerissen und als Garagen neu aufgebaut (s. Abbildung 114). Auf den Garagendächern sind zwei je 176 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub> große Solar Roof-Kollektorfelder installiert. Ein weiteres, knapp 194 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub> großes Kollektorfeld wurde auf Carports installiert. Insgesamt verfügt die Anlage über 545 m<sup>2</sup><sub>Abs</sub> Kollektorfläche.

Tabelle 39 Objektinformationen zur Anlage des Wohngebiets "Am Schlachthof" in Speyer

Objekt	Wohngebiet „ehemaliger Schlachthof“
Anlagentyp	Solares Nahwärmenetz
Kollektorfeld	545m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Süd 30 bzw. 25° Neigung
Speicher	100m <sup>3</sup> = 87m <sup>3</sup> Solar- + 13 m <sup>3</sup> Bereitschaftsteil
Regelung	Kieback & Peter, DDC
Inbetriebnahme	Juli 2005 ( Alter 11 Jahre)
Monitoring	1. Januar 2015 bis 31. Dezember 2015

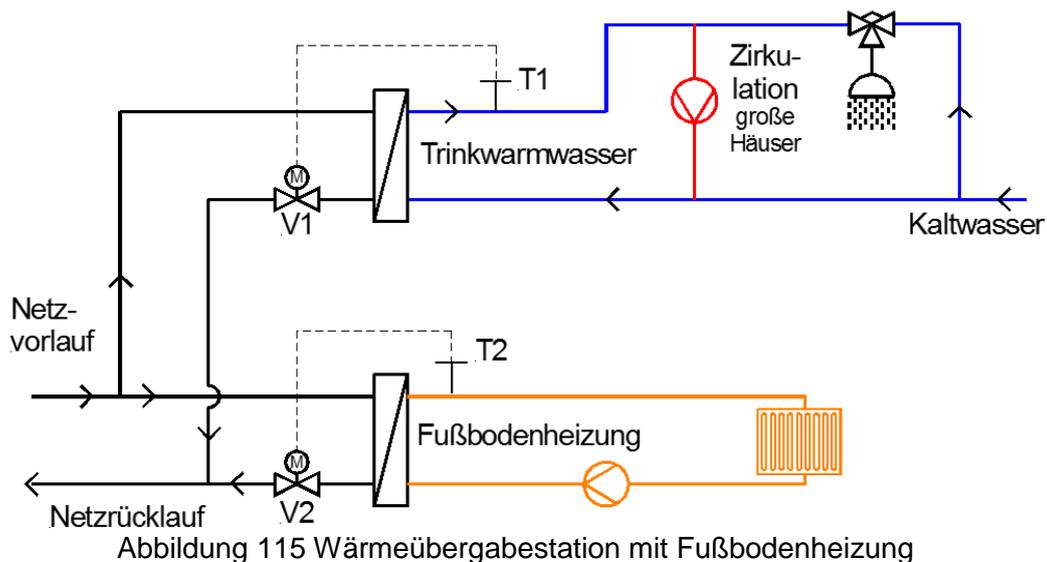


Abbildung 114 Kollektorfeld auf den Seitenflügeln des ehemaligen Schlachthofgebäudes [8]

Bei der Planung wurde ein Jahres-Gesamtwärmebedarf von 762 MWh berechnet, davon 501 MWh für die Gebäudeheizung, 152 MWh für Warmwasserbereitung mit Warmwasserzirkulation und 109 MWh für Netzverluste. Die Solaranlage sollte im Endausbau ( $545 \text{ m}^2_{\text{Abs}}$ ) jährlich rd. 177 MWh liefern. Dies ergibt einen geplanten solaren Deckungsanteil von 22% am Gesamtwärmebedarf (bei 150 MWh Netzverlusten).

Das Nahwärmenetz besteht aus einem Nord- und Südstrang. Welche Häuser an welchen Strang angeschlossen sind, ist Abbildung 113 zu entnehmen. Jedes der Einfamilienhäuser bzw. Doppelhäuser ist mit einer Wärmeübergabestation an das Wärmeverteilnetz angeschlossen.

Die Trinkwarmwasserbereitung erfolgt im Durchlaufprinzip (oberer Wärmeübertrager in Abbildung 115). Der netzseitige Volumenstrom am Trinkwarmwasser-Wärmeübertrager wird durch das Ventil V1 so geregelt, dass die notwendige Trinkwassertemperatur (ca.  $50^\circ\text{C}$ ) eingehalten wird. Vorteil dieser Trinkwassererwärmung ist, dass der Wärmeübertrager sekundärseitig immer mit Kaltwassertemperatur betrieben wird, was zu niedrigen Rücklauftemperaturen auf der Netzseite führt. In den größeren Häusern ist aus Komfortgründen zumeist auch eine Warmwasserzirkulation vorhanden, deren Wärmeverluste ebenfalls über diesen Wärmeübertrager gedeckt werden. Der Zirkulationsrücklauf ist in diesen Häusern an die Kaltwasserleitung angeschlossen. Da der Zirkulationsrücklauf die Trinkwasser-Eintrittstemperatur in den Wärmeübertrager anhebt, führt dies zu höheren Netzzirkulationstemperaturen.



Obwohl die Trinkwassertemperatur nur  $50^{\circ}\text{C}$  beträgt, wird die Netzvorlauftemperatur (gemessen am Netzaustritt der Heizzentrale) ganzjährig mit  $67^{\circ}\text{C}$  gefahren, da die Trinkwasser-Wärmeübertrager auf  $65^{\circ}\text{C}$  Vorlauftemperatur ausgelegt sind (2 K Temperaturdifferenz werden für Netzverluste berücksichtigt).

An die Wärmeübergabestationen sind Fußboden- und/oder Radiatorheizungen angeschlossen. Dreizehn Stationen haben eine Fußbodenheizung (Auslegung  $40/30^{\circ}\text{C}$  bei einer Außentemperatur von  $-12^{\circ}\text{C}$ ), deren Heizkreis durch einen Wärmeübertrager vom Netz getrennt ist (Abbildung 115, unterer Wärmeübertrager). Der netzseitige Volumenstrom am unteren Heizungswärmeübertrager wird durch das Ventil V2 so geregelt, dass die erforderliche Heizungsvorlauftemperatur T2 eingehalten wird. Die Heizungsvorlauftemperatur wird über die Heizkurve vorgegeben.

An 30 Stationen der insgesamt 50 Stationen ist eine Radiatorheizung (Auslegung  $60/40^{\circ}\text{C}$ , ohne Abbildung) angeschlossen. Bei diesen Systemen entfällt der Heizungswärmeübertrager, und die Heizkörper werden direkt vom Netz durchströmt. Sieben Stationen haben Radiatoren- und Fußbodenheizung. Dort ist die Fußbodenheizung durch einen Wärmeübertrager vom Netz getrennt, und die Radiatoren werden direkt vom Netz durchströmt.

### Prinzipielle Funktion der Solaranlage

Wie in Abbildung 116 dargestellt wird die Solarstrahlung in den Kollektoren in Wärme umgewandelt und mit Hilfe eines Gemisches aus Wasser mit Frost-/Korrosionsschutzmittel (Wärmeträger) über die Kollektorkreispumpe P4, den Kollektorkreiswärmeübertrager und die Ladepumpe P5 in den oberen oder mittleren Bereich des insgesamt  $100\text{ m}^3$  fassenden Solar- und Kesselpuffers transportiert. Der obere ca.  $13\text{ m}^3$  große Bereich des Puffers wird vom Kessel auf einer mittleren Bereitschaftstemperatur von ca.  $68^{\circ}\text{C}$  gehalten. Die Wärmeentnahme aus dem Puffer erfolgt durch das Nahwärmenetz (Netzpumpe P1), wobei der Netzurücklauf in den Puffer entweder unten oder in ein Drittel der Höhe einströmt. Falls der Puffer oben wärmer ist als die Solltemperatur des Netzvorlaufs, wird über die Netzurücklaufbeimischung dem Pufferaustritt kälteres Heizwasser aus dem Netzurücklauf zugemischt. [21], [8], [22]

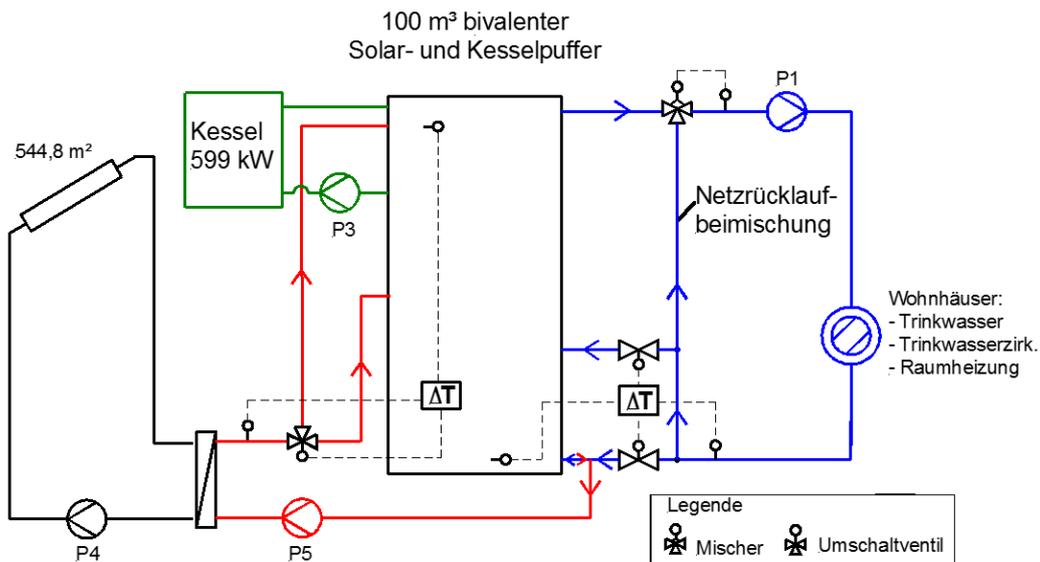


Abbildung 116 Vereinfachtes Prinzipschaltbild der Solaranlage

Da die von den Stadtwerken Speyer betriebene Anlage in der Vergangenheit einwandfrei gelaufen, gewartet und kontrolliert wurde, wurde auf eine Ortsbegehung verzichtet. Auch liegen alle Messdaten bis auf zwei Datenausfälle in 2011 und 2012 seit Betriebsbeginn vor.

### Betriebserfahrungen während des Monitorings in 2015

Während des Monitorings traten keine wesentlichen Betriebsfehler in der Anlage auf.

### Bilanz und Systemkennzahlen

Die Ergebnisse der ersten drei Messperioden sind in [21] beschrieben. Im Folgenden werden die Ergebnisse des Jahres 2015 aufgezeigt. Tabelle 40 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem Monitoring in 2015.

Tabelle 40 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Monitoring-Zeitraum 1.1.2015 bis 31.12.2015 (365 Tage)

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 01.01.2015 – 31.12.2015 (365 Tage)	
			MWh	kWh/(d·m <sup>2</sup> )
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	753 MWh	3,8 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	210 MWh	1,1 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	200 MWh	1,0 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Energie vom Gaskessel	QHTa	576 MWh	
5	Energie vom BHKW (07.-31.10.2015)	QHTb	73 MWh	
6	Energie Netzverbrauch für - Raumheizung - Trinkwassererwärmung - Trinkwasserzirk., sofern vorhanden - Netzverluste	QNE	835 MWh	
7	Speicherverluste (absolut)	QvPS	14 MWh	
8	Speicherverluste (prozentual vom Gesamtenergieeintrag Kollektorfeld und Kessel)	vPS	1,7%	
9	Nutzenergie des Solarsystems	QNutz	186 MWh	0,94 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
10	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	2,5 MWh	12,6 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
11	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP4	1622 h	4,4 h/d
12	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP5	1508 h	4,1 h/d
13	Betriebsstunden Pumpe Nachspeisung	HP6	1 h	
14	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	6,8 m <sup>3</sup> /h	
15	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	6,0 m <sup>3</sup> /h	
16	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	26,6%	
17	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g <sub>SB</sub>	24,7%
		netto	g <sub>SN</sub>	24,6%
18	Solarer Zapf-Deckungsanteil	brutto	D <sub>SB_Zapf</sub>	22,3%
		netto	D <sub>SN_Zapf</sub>	22,2%
19	Arbeitszahl des Solarsystems	A	74	

Von der Gesamtstrahlungsenergie EITK auf die aktive Absorberfläche des Kollektorfeldes (753 MWh bzw. 1382 kWh/m<sup>2</sup>) wurden im Messzeitraum 200 MWh (QSP) in den Pufferspeicher geladen. Prozentual wurden von der Strahlungsenergie 26,6% (Kollektorkreisnutzungsgrad) an den Pufferspeicher abgegeben. Da die Pufferspeicherverluste von 14 MWh voll der Solaranlage angelastet werden (Puffer wäre ohne Solaranlage nicht erforderlich), beträgt die solare Nutzenergie 186 MWh. Daraus errechnet sich ein Systemnutzungsgrad von 24,7%. Bei einem Wärmeverbrauch im Netz von 835 MWh für Raumheizung, Trinkwassererwärmung, Trinkwarmwasserzirkulation (sofern diese in den Häusern vorhanden ist) und Netzverlusten errechnet sich ein solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmeverbrauch von 22,3%. Die Solaranlage erreicht damit ähnlich gute Werte wie in den ersten Messjahren vor 9 Jahren. (s.a. Abbildung 119)

## Nutzungsgrad und Deckungsanteil 2015

Abbildung 117 und Abbildung 118 zeigen die Wochenmittelwerte des Kollektorkreisnutzungsgrades und des solaren Deckungsanteils mit den wöchentlich gemittelten spezifischen Tagessummen der zugehörigen Energien.

In den Sommermonaten bewegt sich der Kollektorkreisnutzungsgrad im Bereich von 20 – 37%. In den Wintermonaten liegt er in der Regel unter 20% und sinkt teilweise auf Werte unter 5% ab. Letzteres ist für ein Solarsystem welches auf Rücklauftemperaturen im Bereich von 30 - 40° aufsetzt nicht ungewöhnlich.

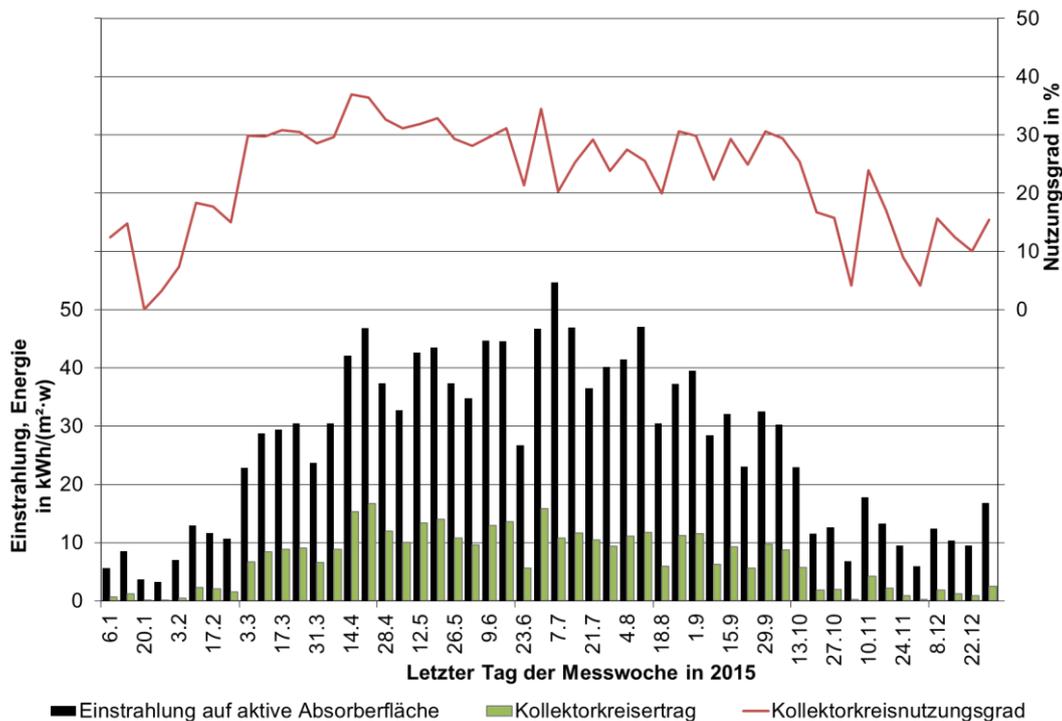


Abbildung 117: Wöchentlich gemittelte spezifische Wochensummen der Strahlungsenergie und des Kollektorkreisenertrages sowie Wochenmittelwerte des Kollektorkreisnutzungsgrades

Der solare Deckungsanteil liegt in den Sommermonaten, wo der Heizbetrieb in der Regel entfällt, mehrere Wochen lang bei 100%. In dieser Zeit wird das Nahwärmenetz nur mit Solarenergie betrieben, ohne dass konventionelle Energie benötigt wird. Der Gaskessel bleibt dann abgeschaltet. Bis Ende Februar liegt der solare Deckungsanteil dagegen unter 4%.

Seit 07.10.2015 wird neben dem Gaskessel als weiterer konventioneller Energieerzeuger ein BHKW mit einer thermischen Leistung von 40 kW und einer elektr. Leistung von 20 kW betrieben. Da die vom BHKW erzeugte Wärme auch in den Puffer eingekoppelt wird und von der ST2000-Messtechnik nicht erfasst wird, ist ab diesem Zeitpunkt eine genaue Bilanzierung der solaren Nutzwärme und des Deckungsanteils nicht mehr möglich.

Abbildung 118 endet daher mit der ersten Oktoberwoche 2015. Der Jahreswert 2015 der solaren Nutzwärme und des Deckungsanteils wurde in guter Näherung über die für jedes Messintervall theoretisch berechneten Speicherverluste bestimmt.

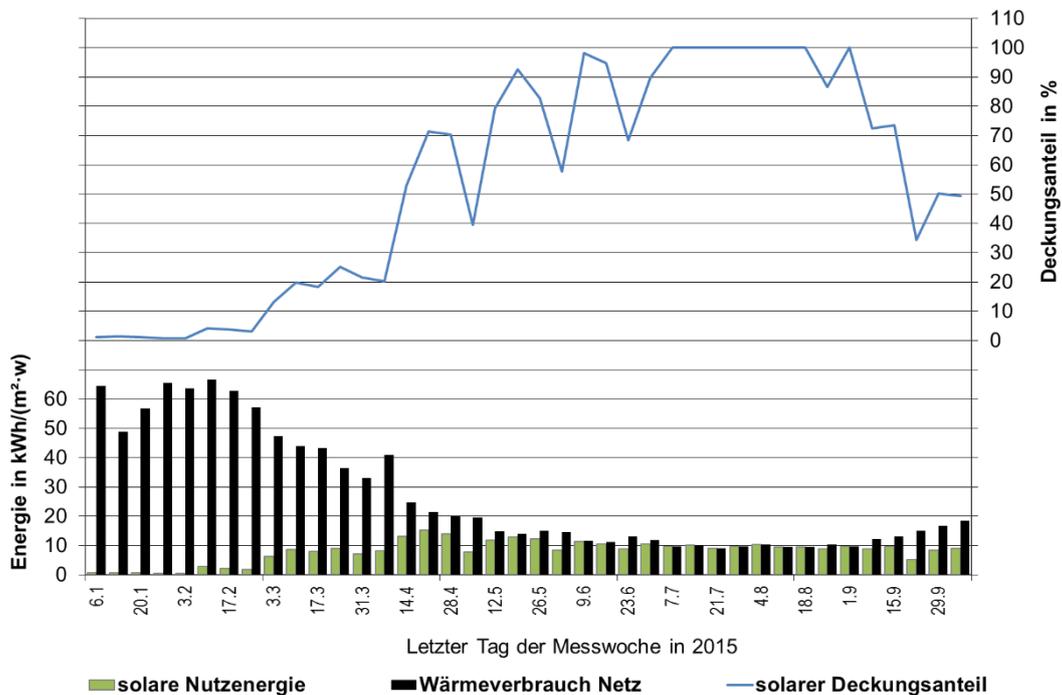


Abbildung 118: Wöchentlich gemittelte spezifische Wochensummen der solaren Nutzenergie und des Netzverbrauches und Wochenmittelwerte des solaren Deckungsanteils

### Übersicht über die Messperioden / Jahressummen und Kennzahlen

Abbildung 119 zeigt den Wärmeverbrauch, die solare Nutzenergie und den solaren Deckungsanteil seit 2007. Das Kollektorfeld der Solaranlage wurde in drei Stufen aufgebaut. Im Frühjahr 2005 waren die Heizzentrale und das erste Kollektorfeld mit 175,6 m<sup>2</sup> auf den ehemaligen Stallungen installiert. Im Oktober 2005 erfolgte die Inbetriebnahme des zweiten Kollektorfeldes ebenfalls mit 175,6 m<sup>2</sup>. Erst im Mai 2007 wurde das dritte Kollektorfeld in Betrieb genommen. Ab diesem Zeitpunkt hat das Gesamtfeld seine endgültige Größe von 544,8 m<sup>2</sup>.

Dieses Vorgehen war deshalb sinnvoll und geplant, da der Anschluss aller geplanten Häuser an das Nahwärmenetz aufgrund der Bauphase erst Mitte September 2009 erfolgte. Letzteres ist deutlich am Anstieg des Wärmeverbrauchs in 2007 bis 2009 erkennbar. Die weiteren jährlichen Schwankungen des Wärmeverbrauchs sind im Wesentlichen auf den vom Klima abhängigen Heizbedarf zurückzuführen. So schwankt die jährliche solare Deckungsrate zwischen 17% und 26%.

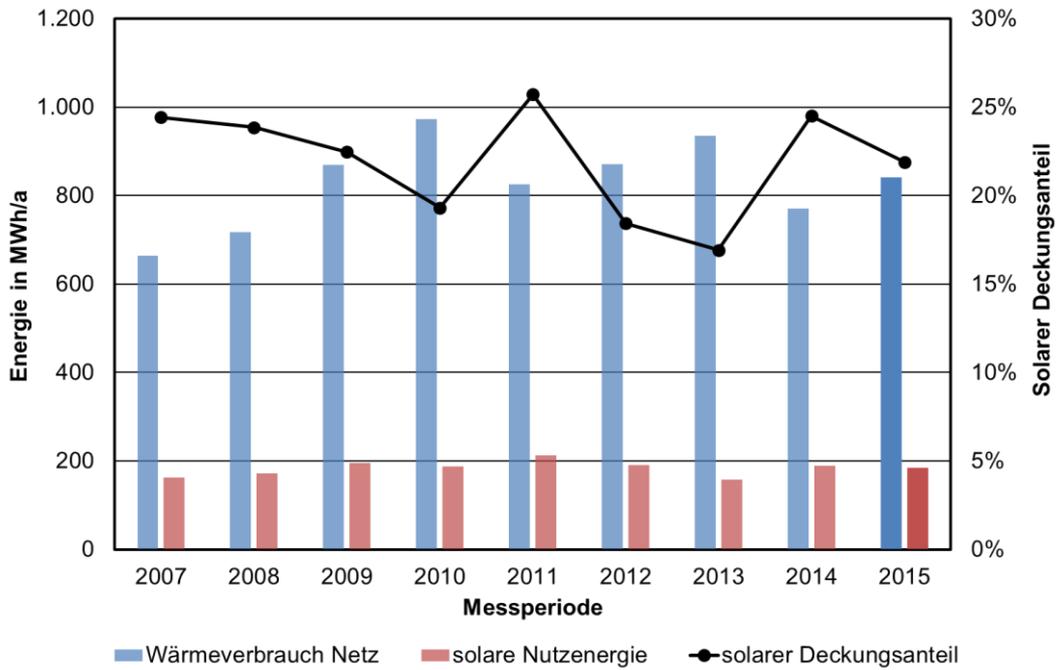


Abbildung 119: Wärmeverbrauch, solare Nutzenergie Jahresnutzungsgrade und solarer Deckungsanteil seit 2007

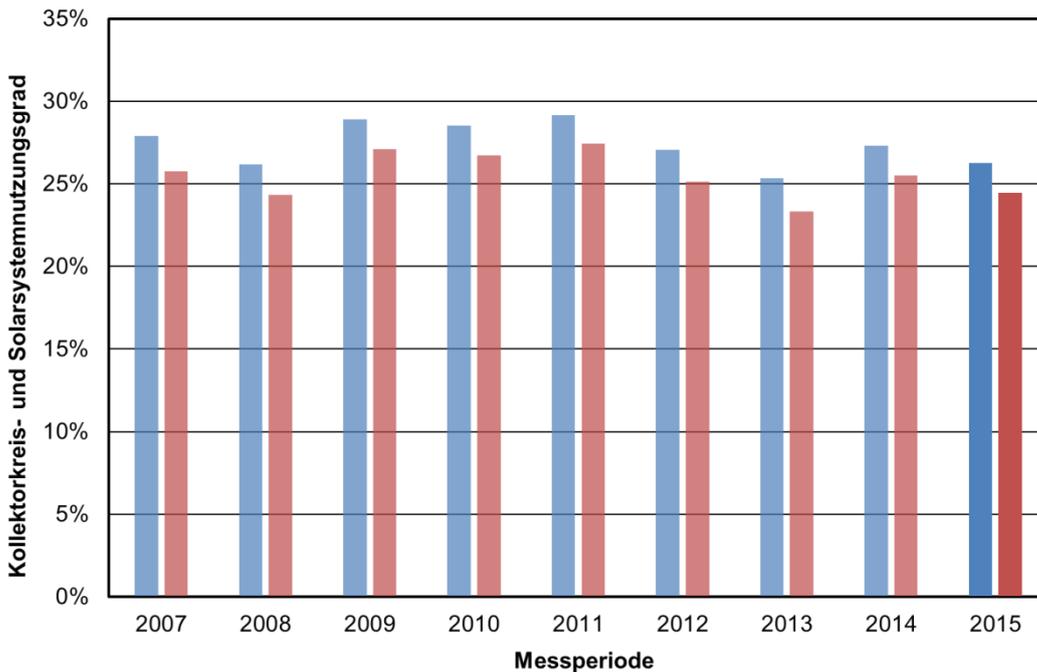


Abbildung 120: Jahresnutzungsgrade seit Betrieb des gesamten Kollektorfeldes

In Abbildung 120 sind die Jahresnutzungsgrade in etwa seit Betrieb des gesamten Kollektorfeldes (Mai 2007) dargestellt. Mit leichten und normalen jährlichen Schwankungen sind die Nutzungsgrade über die Betriebsjahre konstant geblieben. Das Solarsystem hat über die Jahre keinerlei Effizienzeinbußen erlitten, was als sehr positiv zu bewerten ist.

## Kollektorwirkungsgrad und Wärmeübertrager

Abbildung 121 zeigt den gemessenen (Punktwolke) Kollektorkreiswirkungsgrad im Vergleich zum theoretischen, im Labor ermittelten (rote Linie) Wirkungsgrad eines Einzelkollektors. Die Randbedingungen der Messwertauswahl sind unter 2.1.2.1 benannt.

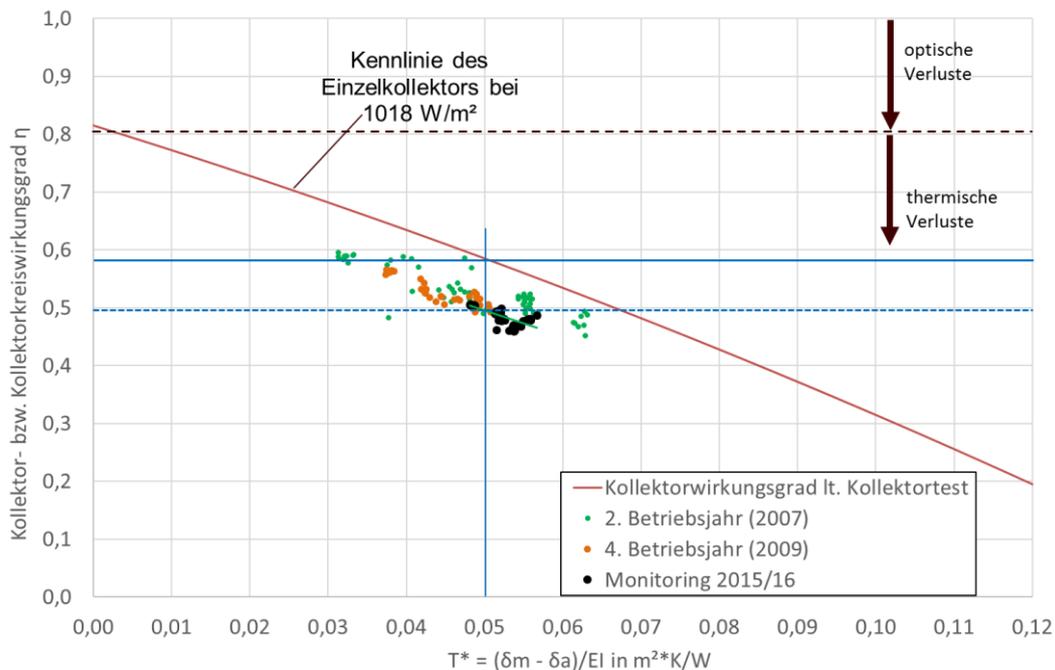


Abbildung 121 Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 5-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus vergangenen und dem aktuellen Monitoring

In den ersten Betriebsjahren mit der finalen Kollektorfläche von  $544,8 \text{ m}^2_{\text{Abs}}$  (grüne und orangene Punkte) erreichte der Kollektor- bzw. Kollektorkreiswirkungsgrad bei ca.  $0,05 \text{ m}^2 \cdot \text{K/W}$  einen Wert von  $0,51$ . Das sind 7%-Punkte unterhalb des Laborwertes. Den gleichen Wert erreicht das Kollektorfeld auch im aktuellen Monitoring. Alterungserscheinungen sind nicht sichtbar, der Kollektor- bzw. Kollektorkreiswirkungsgrad hat sich seit 2007 nicht verändert. Ein positives Ergebnis.

Beim Beladewärmeübertrager scheint es hingegen bereits zu einer ersten Leistungsminderung gekommen zu sein. Bei gleichen Randbedingungen wie eine konstante Übertragungsleistung von ca.  $270 \text{ kW}$  und gleichen Volumenströmen weist der Wärmeübertrager über die Jahre eine sinkende logarithmische Temperaturdifferenz auf. Der Vergleich mit den ersten drei Garantie Jahren zeigt Abbildung 122.

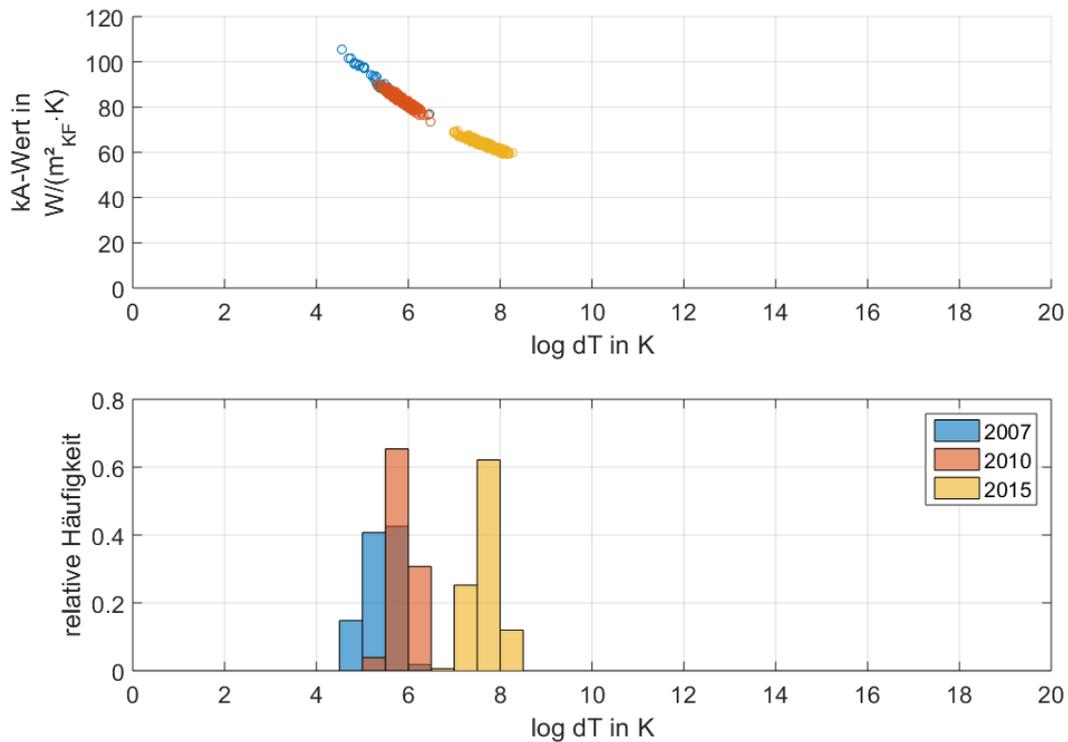


Abbildung 122 Beladewärmeübertrager in München - oben: spezifischer kA-Wert über  $\log dT$ , unten: relative Häufigkeit von  $\log dT$

Während der Unterschied zwischen 2007 und 2010 nur marginal ist, so hat die Leistungsfähigkeit zwischen 2010 und 2015 merklich abgenommen. Dies schlägt sich auch in der spezifischen Übertragungsleistung nieder. In 2007 noch gute  $90 W/(m^2_{KF} \cdot K)$ , sind es 2015 nur noch  $65 W/(m^2_{KF} \cdot K)$ . Dies entspricht einer Minderung von ca. 28%. Eine Überprüfung ist hier angeraten.

### Temperaturen Wärmenetz

Bis Mai 2010 lagen die Netzurücklauftemperaturen (Nord+Süd) mit geringen Schwankungen bei rund  $35^\circ C$ , vgl. Abbildung 123. Danach stieg zunächst die Rücklauftemperatur des südlichen Netzteils auf 45 bis  $55^\circ C$  an und unterliegt über das Jahr fortan einer Schwankungsbreite von 10 K. Seit 2013 zeigt auch der nördliche Netzteil ein ansteigendes und stark schwankendes Verhalten. Ein interessanter Aspekt, denn die Netzvorlauftemperatur ist seit 2006 konstant und unterliegt den sonst üblichen jährlichen leichten Schwankungen von rund 1 K. Gleichwohl sind die Schwankungen asynchron. In Zeiten (im Sommer) hoher Rücklauftemperaturen zeigt die Vorlauftemperatur den geringsten Wert im Jahr. Die Abhängigkeit der Rücklauftemperatur von der Jahreszeit scheint seit 2010 deutlich höher als davor. Die Gründe für dieses Phänomen sind in den Wärmeübergabestationen der Häuser zu suchen. Eine erste Analyse durch den Betreiber erbrachte als Grund eine Fehlfunktion in den Wärmeübergabestationen die dazu führt, dass Wasser aus dem Netzvorlauf direkt in den Netzurücklauf fließt.

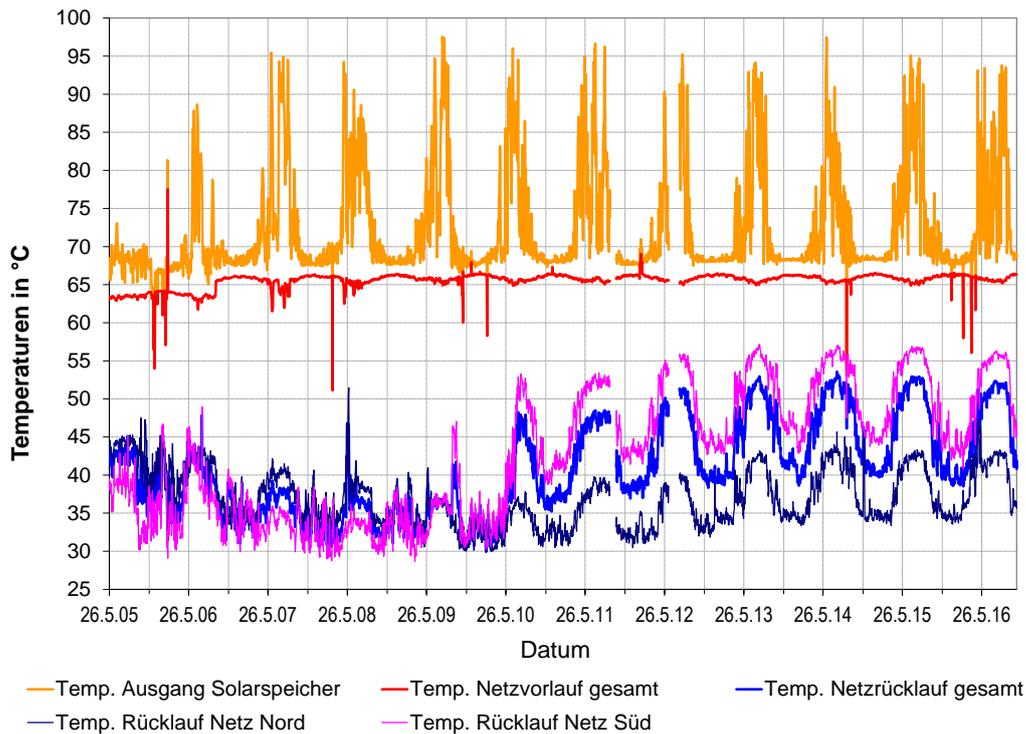


Abbildung 123: Verlauf der Temperaturen des Wärmenetzes über 10 Jahre

### Systemkosten und garantierter Ertrag

Eine Übersicht über die angebotenen Systemkosten, den garantierten Nutzenergieertrag und den solaren Wärmepreis zeigt Tabelle 41.

Für das gesamte  $545 \text{ m}^2_{\text{Abs}}$  große Kollektorfeld wurde ein jährlicher Kollektorkreisertrag von rd. 191 MWh garantiert. Bei 14 MWh Speicherverlusten ergibt sich ein solarer Plan-Systemertrag von 177 MWh. Unter Annahme einer 20-jährigen Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität) errechnet sich ein solarer Wärmepreis für den solaren Plan-Systemertrag von 0,176 €/kWh.

Legt man den Systemertrag aus 2015 von 186 MWh zugrunde (vgl. Tabelle 40), ergeben sich 0,167 €/kWh, was den Planwert sogar leicht unterschreitet. Noch entscheidender ist jedoch der Systemertrag über die Laufzeit der Anlage. Hier wurden in den letzten 9 Betriebsjahren insgesamt 1651 MWh Wärme geliefert und damit 4% mehr als garantiert. Die Solaranlage hat damit die Erwartungen bestens erfüllt.

Tabelle 41 Tatsächliche Systemkosten und tatsächlicher Systemertrag und solarer Wärmepreis

<b>Kosten (2005)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.	280.100 €	
- Planung ohne MwSt.	25.500 €	
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.	305.600 €	
<b>Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>1)</sup></b>	<b>357.000 €</b>	
<b>jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)	31.130 €	
	pro Jahr	10-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- garantierter Energieertrag	177 MWh	1770 MWh (3250 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- tatsächlicher Energieertrag 2015	186 MWh	
- tatsächlicher Energieertrag	158..214 MWh	1812 MWh (3325 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag	102%	
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72 % Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag	0,176 €/kWh	
- tatsächl. Kosten 2015	0,167 €/kWh	
- tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (10-Jahresmittel) (Kosten für Reparatur und Wartung nicht berücksichtigt)	0,172 €/kWh	

<sup>1)</sup> 16% und 19% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

Bei den solaren Wärmekosten wurden gemäß Definition des Rechenganges in Solarthermie2000plus die Betriebs- und Wartungskosten nicht integriert sowie die vom Gaskessel eingesparte Menge konventionell erzeugter Energie nicht gegengerechnet. Diese Faktoren erhöhen bzw. vermindern die Kosten der Solarwärme.

### Fazit

Solaranlagen mit Mehrtagespeicher decken 20 bis 30% vom Gesamtwärmebedarf von Wohngebäuden. Dieser Anlagentyp ist eine kostengünstige Alternative zu Solaranlagen mit Langzeit-Wärmespeichern. Der als Mehrtagespeicher ausgelegte Puffer liegt mit seinem spezifischen Speichervolumen von 184 l/m<sup>2</sup> Kollektorfläche beim Dreifachen des Durchschnittswertes der anderen Projekte. Durch diese Auslegung liegt der solare Deckungsanteil über größere zusammenhängende Zeitfenster in der Übergangszeit und im Sommer bei 100%. In dieser Zeit wird das Nahwärmenetz nur mit Solarenergie betrieben, ohne dass konventionelle Energie benötigt wird. Der Gaskessel bleibt dann komplett abgeschaltet. Auch die Wahl des einzelnen extrem großen 100-m<sup>3</sup>-Speichen ist bzgl. der Verluste und einfachen hydraulischen Verschaltung als sehr gut einzustufen, zumal sich das auch durch die architektonischen Gegebenheiten anbot.

Das Nahwärmenetz ist zur Minimierung der Wärmeverluste und Optimierung des Solarertrages als Niedertemperaturnetz ausgelegt. Ein Manko ist jedoch die über die Jahre gestiegene Netzzücklauftemperatur, die zum einen höhere Wärmeverluste

verursacht, zum anderen die Effizienz der Solaranlage mindert. Bezüglich der Langzeitstabilität der hier eingebauten Wärmeübergabestationen besteht Entwicklungspotential.

Die Anlage lieferte seit Betriebsbeginn konstant gut Erträge ohne größere Fehler oder Betriebsausfälle. Das zeigt, dass ein gut konzeptioniertes Solarsystem mit guter Betriebsführung über die Jahre ohne Effizienzeinbußen arbeitet, was als sehr positiv zu bewerten ist. Die Solaranlage ist damit ein Musterbeispiel für eine über die Jahre gut funktionierende und gut gewartete Anlage.

#### 2.1.2.10 **Wohngebäude Weimar**

Das Objekt befindet sich in der Warschauer Straße 26 in Weimar (Stadtteil Weimar West) und wurde 1979 errichtet. Es besteht aus einem Wohnhochhaus mit Geschäftsunterlagerung. Der ursprünglich aus drei Gebäuden bestehende Komplex beinhaltet im Erdgeschoß Gewerbeflächen und in 7 bzw. 10 Obergeschossen 198 Wohnungen (ca. 395 Bewohner). Die Sanitär- und Heiztechnik wurde 1995 saniert. Ab April 2001 folgten die Sanierung des Daches, der Fenster sowie der Gebäudefassade. Die Errichtung der Solaranlage erfolgte im Frühjahr 2002 parallel zur Sanierung der Fassade. Nach erfolgter Sanierung der Sanitärtechnik beauftragte die Wohnungsverwaltung eine Erfassung des Warmwasserverbrauches über einen längeren Zeitraum (4-Jahre). Anhand dieser Messwerte wurde die Solaranlage für einen täglichen Warmwasserverbrauch von 8m<sup>3</sup> ausgelegt.

Das Kollektorfeld ist auf dem Flachdach des westlichen Gebäudes aufgeständert (siehe Abbildung 124). Es wurde so installiert das es von der Straße gut zu sehen ist. Die Anlagentechnik sowie der 6m<sup>3</sup> fassende Stahlspeicher befinden sich in zwei Kellerräumen direkt unter dem Kollektorfeld. Die Trinkwasservorwärmung erfolgt unmittelbar an den beiden Warmwasserbereitungs-stationen in den Aufgängen Warschauer Str. a/b und c. Die ausgeführte Absorberfläche beträgt 118 m<sup>2</sup>.



Abbildung 124 Solaranlage auf dem Dach des Wohngebäudes Warschauer Str. 26 in Weimar [23]



Abbildung 125 Solarkollektoren des Objektes in Weimar [23]

Das Kollektorfeld besteht aus 18 Großkollektoren zu je 6,5m<sup>2</sup> Absorberfläche und ist in 6 parallel geschaltete Stränge zu je 3 Kollektoren unterteilt. Die Kollektoren werden von einer Stahlkonstruktion getragen (siehe Abbildung). Für den Pufferspeicher sowie die Ausdehnungsgefäße für Kollektor- und Speicherkreis und den Kollektorkreiswärmeübertrager steht ein separater Kellerraum im Gebäude zur Verfügung. Der kombinierte Regelungs- / Messtechnikschaltschrank und die Vorwärmstation für Gebäude C sind im Haustechnikraum für die Warmwasserbereitung direkt neben dem Speicherraum angeordnet. Die Trinkwasservorwärmung in der Warschauer Str. 26c erfolgt im ca. 120m entfernten Haustechnikraum.

Die Anlage wird als reine Trinkwasservorwärmanlage betrieben. Ausgehend vom Technikraum des Solarsystems wird die Wärme an die zwei Warmwasserbereitungsanlagen verteilt (Gebäudeteil A/B und C). Die Entladestation für das Haus Warschauer Str.26c befindet sich am anderen Ende des Gebäudes. Die einfache Verbindungslänge dorthin beträgt ca. 120m. Auf eine Entladezirkulation wurde verzichtet, da die Warmwasserbereitung in Haus Warschauer Str.26c nur ca. 35% des Gesamtverbrauches darstellen. Die Entladestation Haus Warschauer Str. a/b befindet sich in unmittelbarer Nähe des Solarsystems bzw. des Pufferspeichers. [23] Die Inbetriebnahme fand am 16.09.2002 statt.

Tabelle 42 Objektinformation zur Anlage in Weimar

<b>Objekt</b>	<b>Wohngebäude Warschauer Str. 26a/b/c Weimar</b>
<b>Anlagentyp</b>	Trinkwarmwassererwärmung mit Vorwärmung
<b>Kollektorfeld</b>	118m <sup>2</sup> <sub>Aktiv</sub> Flachkollektoren, Süd, 45° Neigung
<b>Speicher</b>	6m <sup>3</sup> Schichtenladespeicher
<b>Regelung</b>	Sorel GmbH DR4 Multi
<b>Inbetriebnahme</b>	16. September 2002 (Alter 14 Jahre)
<b>Monitoring</b>	30. April 2015 bis 29. April 2016



Weiterhin gibt es regelmäßig Probleme mit den Wellrohren an den Kollektorein- und -austritten. Durch den sehr geringen Biegeradius und der hohen thermischen Beanspruchung kommt es dort zu Leckagen. Die Folge ist austretendes Wärmeträgermedium und Anlagenstillstand, vor allem an Tagen mit intensiver Globalstrahlung.



Abbildung 128 Ungünstiger Kollektoranschluss mit Wellrohr im kleinen Biegeradius

Darüber hinaus wurde die Anzeigetafel vom Betreiber aufgrund eines Defekts abgeschaltet. Diese zeigte keine oder nur unsinnige Werte an, was an der teils defekten Messtechnik und der Datenübertragung zurückzuführen ist. Ein Problem war das installierte Loggerprogramm und ein defektes Zählmodul. Weiterhin musste die Spannungsversorgung zur Globalstrahlungsmessung wiederhergestellt werden. Dabei zeigten sich zu große Abweichungen zwischen dem geneigten und horizontalen Sensor. Bei der Begutachtung der Sensoren stellte sich heraus, dass sich Kondensat im geneigten Sensor gebildet hat. Ein Austausch behob auch dieses Problem. Nach der Fehlerbeseitigung in der Messtechnik funktionierte die Anzeigetafel auch wieder größtenteils. Sechs Messwerte zeigen allerdings weiterhin falsche Werte an. Schlussendlich wurden im Zuge eines Umbaus ein Volumenzähler (VZa) und ein Temperatursensor (TVZ2a) aus einer Zirkulationsleitung entfernt.

### **Monitoring**

Am 31.07.2015 trat der oben genannte Ermüdungsbruch an einem Wellrohr am Kollektor auf. Die Folge war ein Einbruch des Kollektorkreisvolumenstroms mit anschließender Stagnation. Zwischen dem 31.07. und dem 19.08.2015 wurde die Reparatur ausgeführt und am 19.08.2015 ging die Solaranlage wieder in Betrieb. Daten aus diesem Zeitraum liegen dementsprechend nicht vor. Zwischen dem 10.3.2016 und 22.4.2016 zeigten sich erneut Probleme im Kollektorkreis. Der Volumenstrom war wieder nur sporadisch vorhanden. Ab dem 23.4.2016 bis zum 19.6.2016 erfolgte keine Beladung mehr durch den Kollektorkreis. Seit dem 20.6.2016 läuft die Anlage wieder ordnungsgemäß.

## Betriebsergebnisse des Monitorings 2015/16

Tabelle 43 zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen aus dem aktuellen Monitoring (30.04.2015 bis 29.04.2016). Die Werte sind als absolute (MWh, m<sup>3</sup>), mittlere (m<sup>3</sup>/d, m<sup>3</sup>/h) und mittlere spezifische (kWh/(d·m<sup>2</sup>)) dargestellt, je nachdem, bei welchen Größen welche Bezüge sinnvoll sind.

Tabelle 43 Messergebnisse und Systemkennzahlen für den Zeitraum 30.04.2015 bis 29.04.2016

#	Bezeichnung	Abkürzung	Monitoring 30.04.2015 – 29.04.2016 (366 Tage)	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektoren	EITK	141,1 MWh	3,27 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
2	Energie vom Kollektorkreis	QKT	52,5 MWh	1,22 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
3	Energie Beladung Pufferspeicher	QSP	46,4 MWh	1,07 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
	Energie Entladung Pufferspeicher	QSS	49,9 MWh	1,16 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
4	Nutzenergie des Solarsystems	QSV	47,9 MWh	1,11 kWh/(d·m <sup>2</sup> )
5	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	232,7 MWh	
6	Energie für Zirkulationsverluste Geb. B <sup>17</sup>	QVZB	49,2 MWh	
7	Energie der Nachheizung Geb. B <sup>17</sup>	QHTB	103,6 MWh	
8	Stromverbrauch des Solarsystems	NST	636 kWh	14,7 Wh/(d·m <sup>2</sup> )
9	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	935 h	2,6 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Beladung	HP2	1305 h	3,6 h/d
11	Betriebsstunden Pumpe Entladung	HP3	1061 h	2,9 h/d
14	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	2,21 m <sup>3</sup> /h	
15	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,20 m <sup>3</sup> /h	
16	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch)	VV	3.892 m <sup>3</sup>	10,6 m <sup>3</sup> /d
		Auslastung	90,1 l/(d·m <sup>2</sup> )	
17	Kollektorkreisnutzungsgrad	g <sub>KB</sub>	37,2%	
18	Solarsystemnutzungsgrad	g <sub>SB</sub>	34,0%	
		g <sub>SN</sub>	33,5%	
19	Solarer Zapf-Deckungsanteil	brutto	20,6%	
		netto	20,3%	
20	Solarer Zapf- und Zirk.-Deckungsanteil	D <sub>SB_Zapf+Zirk</sub>	N/A	
21	solarer Gesamt-Deckungsanteil brutto	D <sub>SB_ges</sub>	N/A	
22	Arbeitszahl des Solarsystems	A	75,3	

Infolge von Loggerausfällen/Fehlern mussten mehrere Tage korrigiert werden, vgl. Tabelle 44.

<sup>17</sup> Wegen fehlender Messtechnik im Gebäudeteil A stehen lediglich die Zirkulationsverluste und die Nachheizenergie für Gebäudeteil B zur Verfügung

Tabelle 44 korrigierte Messtage

Datum	Zeitraum	Daten ersetzt durch
29.08.-08.09.2015	Ganztägig	17.-27.08.2015
22.01.2016	Ganztägig	21.01.2016
24.-31.01.2016	Ganztägig	14.-21.01.2016

### Warmwasserverbrauch

Mit einem mittleren Tagesverbrauch von 10,6 m<sup>3</sup>/d übertrifft das aktuelle Monitoring den Auslegungspunkt von 8 m<sup>3</sup>/d um 33%. Die damit einhergehende, höhere Auslastung der Anlage, vorher 68 l/(m<sup>2</sup>·d) jetzt 89 l/(m<sup>2</sup>·d), wirkt sich positiv auf die Nutzungsgrade aus. Bereits in den ersten Messjahren war ein Anstieg im Verbrauch erkennbar und ist auf die steigende Bewohnerzahl der versorgten Häuser zurückzuführen.

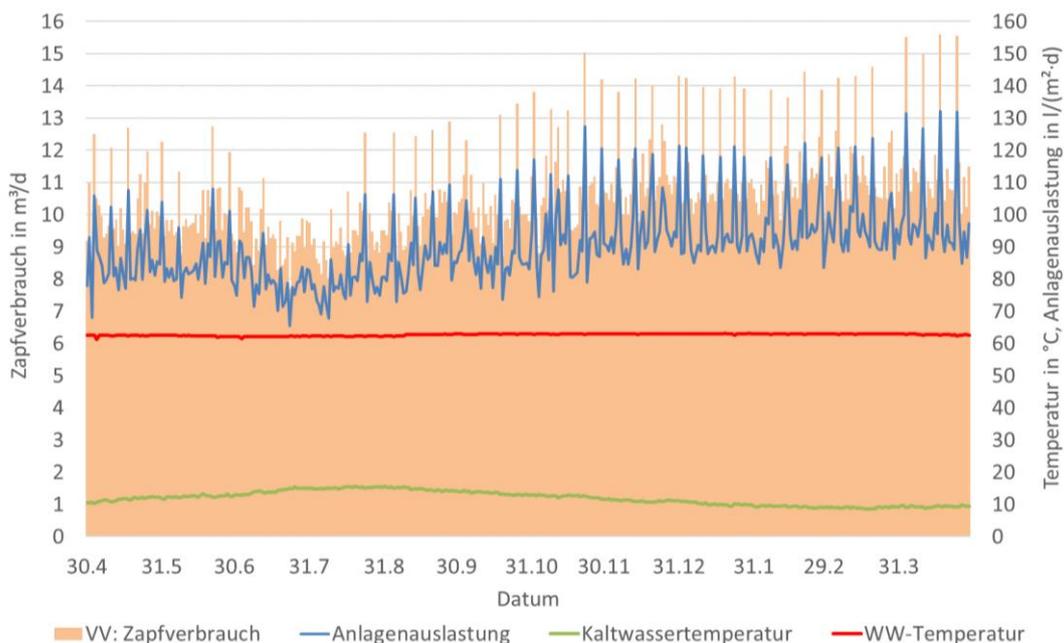


Abbildung 129 Zapfverbrauch und Auslastung im aktuellen Monitoring der Solaranlage Wohngebäude Warschauer Straße in Weimar

### Deckungsanteil

Ein Gesamt-Deckungsanteil bestehend aus Gebäudeteil A + B konnte wegen der fehlenden (Volumenzähler Zirkulation) bzw. defekten (Volumenzähler Nachheizung) Messtechnik im Gebäudeteil A nicht ermittelt werden. Für den Gebäudeteil B liegt dieser vor und ist in Abbildung 130 dargestellt.

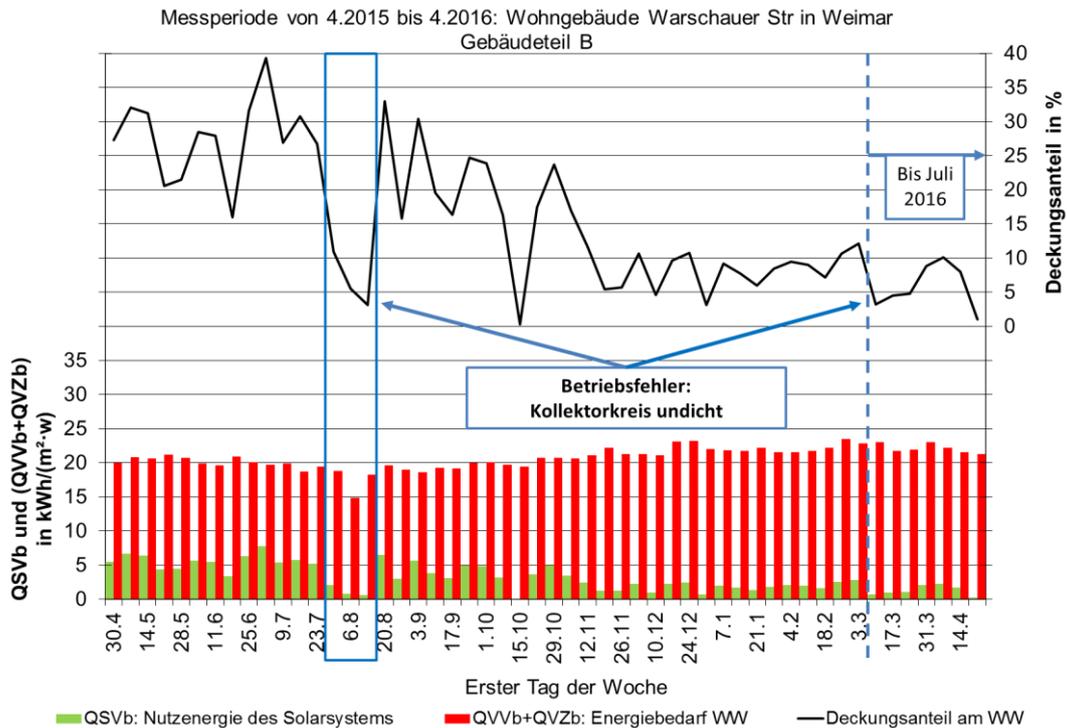
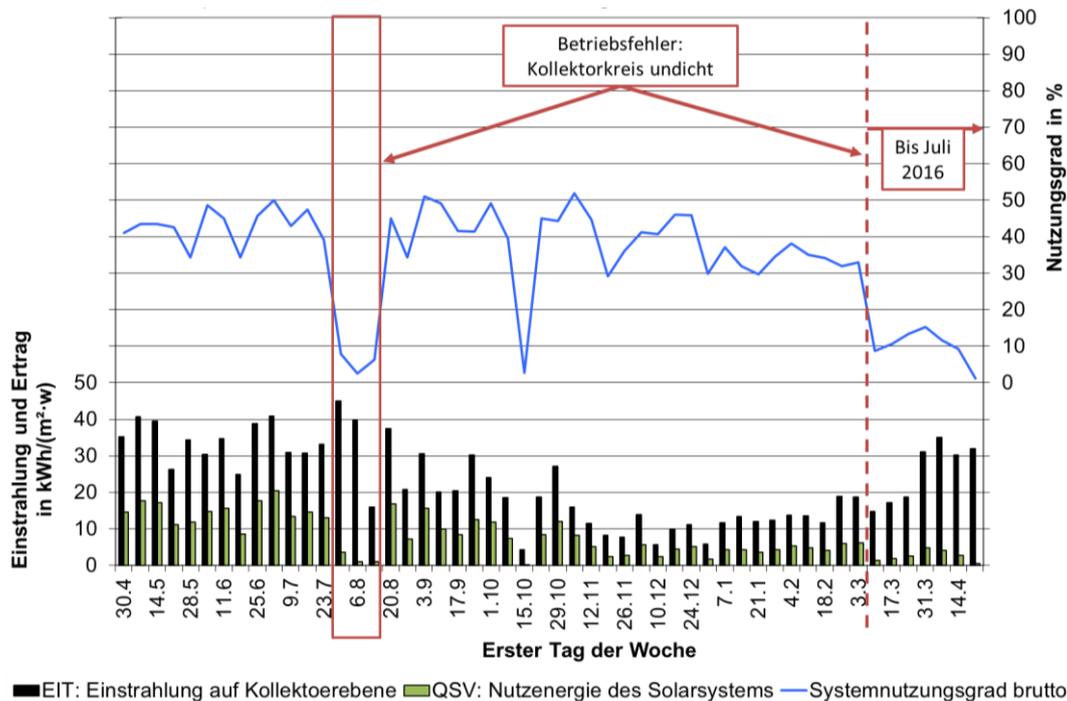


Abbildung 130 Nutzenergie des Solarsystems, Energieverbrauch und Deckungsanteil vom Gebäudeteil B der Solaranlage in Weimar

Der zeitliche Verlauf des Deckungsanteils mit ca. 25% im Sommer und 7% im Winter ist zu drei Zeitpunkten im Jahr durch einen undichten Kollektorkreis gezeichnet. Die Undichtigkeiten führten zu geringen Systemdrücken und damit zu häufiger und länger auftretenden Stagnationen. Die Folge sind geringe Erträge und damit auch ein geringerer Deckungsanteil.

Im Jahresmittel beträgt der solare Deckungsanteil für Gebäudeteil B 15,1%. Im Vergleich zu den Vorjahren von 2003 bis 2010 im Schnitt rund 6,5%-Punkte weniger. Zum großen Teil liegt das an den genannten länger andauernden Betriebsfehlern. Gegen Ende des Monitorings im März/April 2016 sollte der Deckungsanteil bereits wieder ansteigen stattdessen sinkt er weiter bis unter 5%, niedriger als im Dezember/Januar.

Das gleiche Verhalten spiegelt sich im (Gesamt-)Systemnutzungsgrad (Abbildung 131) wieder und die Auswirkungen der Betriebsfehler sind hier besonders deutlich zu erkennen.



Bleiben die Zeiträume mit Betriebsfehlern unberücksichtigt schwankt der Systemnutzungsgrad zwischen 30 und 50%. Im aktuellen Monitoring erreicht der Systemnutzungsgrad im Jahresmittel 34%, mit den genannten Betriebsfehlern. Ein Jahr ohne Betriebsfehler hätte ohne Weiteres 40% erreicht und hätte somit an die Vorjahre nahtlos angeschlossen.

### Nutzungsgradvergleich

Basierend auf den Daten der Messjahre von 2002 bis 2010 und dem diesjährigen Messjahr 2015/16 zeigt sich ein Abwärtstrend in den gemessenen Nutzungsgraden. So ist der Systemnutzungsgrad von anfänglichen 45% auf 34% gesunken, was einem Rückgang um 25% entspricht. Gleichzeitig stieg die Auslastung um 29% von 70 l/(m<sup>2</sup>·d) auf 90 l/(m<sup>2</sup>·d). Eine höhere Auslastung wirkt sich in der Regel positiv auf den Systemnutzungsgrad aus und kompensierte teilweise die aus den länger andauernden Betriebsfehlern resultierenden Ertragseinbußen.

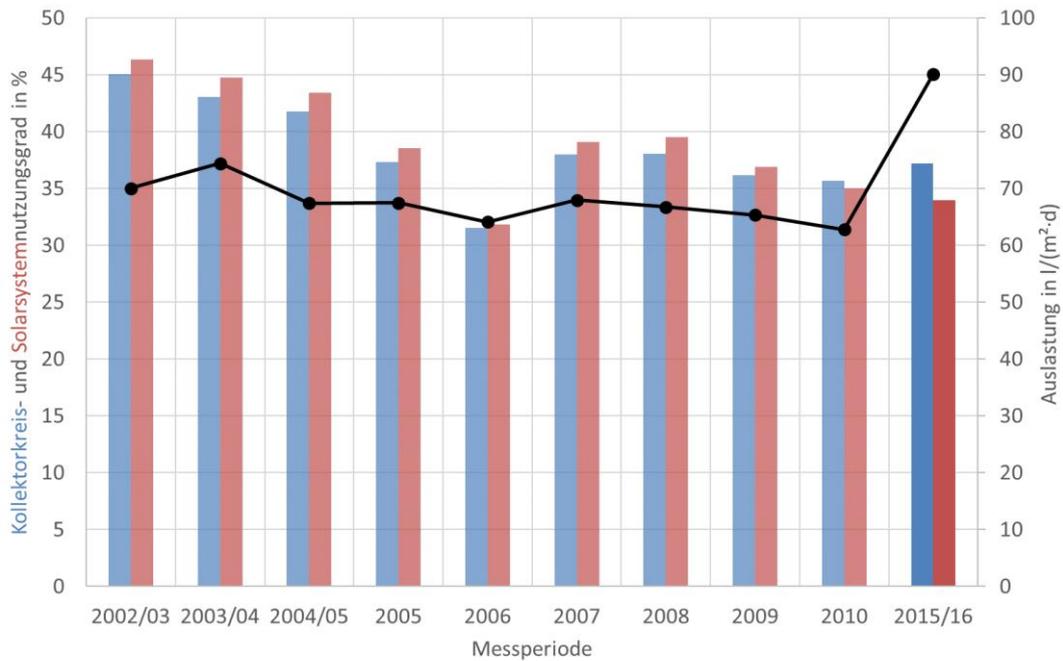


Abbildung 132 Kollektorkreis- und Solarsystemnutzungsgrad: ST2000-LangEff (2015/16) im Vergleich mit früheren Monitoringergebnissen [23]

Der generelle Abwärtstrend von 2002 bis 2010 ist eine direkte Folge der sinkenden Auslastung, vgl. Abbildung 132. Der Nutzungsgradeinbruch in 2006 ist hingegen auf einen geringen Kollektorkreisdruck infolge von Undichtigkeiten zurückzuführen wodurch im März und April der Kollektorkreis stillstand.

### Garantieberechnung

Abbildung 133 zeigt den Vergleich der Wochenwerte des Systemnutzungsgrades von Simulation und Messung bei angegebener Strahlung über das gesamte Auswertungsjahr.

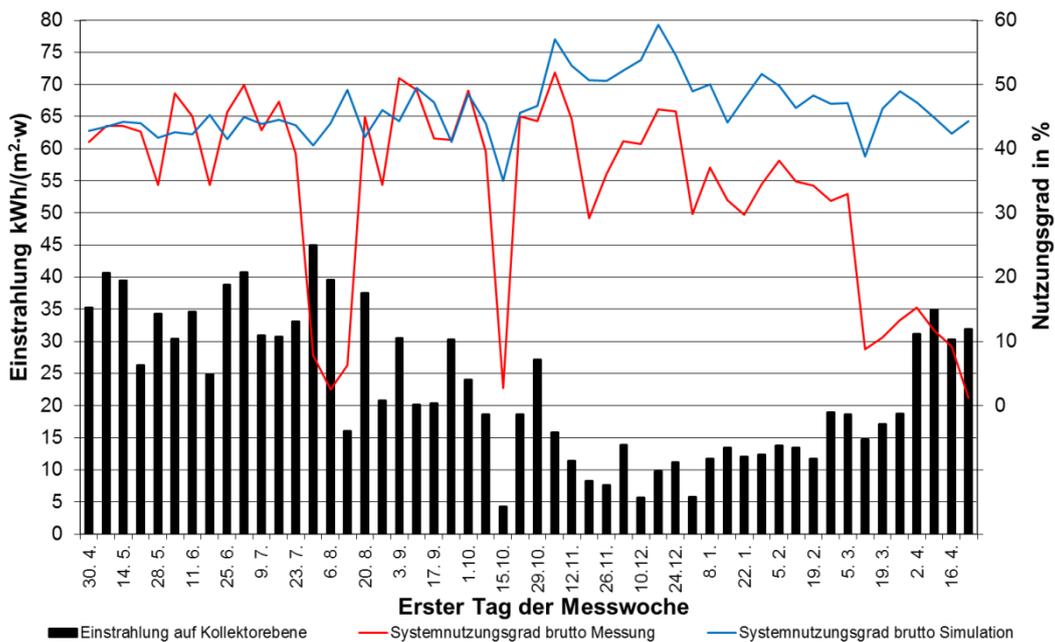


Abbildung 133: Vergleich der Systemnutzungsgrade der Simulation mit den Messwerten

Zu erkennen ist eine auffällige Differenz zwischen realem Betrieb (rot) und der Jahressimulation (blau). Die Anlage wies im Laufe der Auswertungsperiode mehrfach Störungen im Kollektorkreis auf. Der Einbruch des Nutzungsgrades Ende Juli bis Anfang August wurde durch Undichtigkeiten im Kollektorkreis ausgelöst. Dies führte zum Verlust von Wärmeträger im Kollektorkreis und damit zu geringem Druck- und Lufteinschluss. Nach Rücksprache mit dem Betreiber wurde das Problem in kurzer Zeit behoben und die Anlage war ab der Woche vom 20.8.2015 wieder funktionsfähig.

Die Abnahme des Nutzungsgrades in der Woche vom 15.10.2015 ist auf geringe Einstrahlungswerte für diese Woche zurückzuführen, da hier auch in der Simulation eine Abnahme erkennbar ist. Diese fällt für die Simulation jedoch deutlich geringer aus als für die Anlage im realen Betrieb. Der Grund ist eine frühere komplette Entladung des Speichers in der Messung. Durch die geringen Einstrahlungen war eine erneute Aufladung in der Woche schwer möglich, sodass infolgedessen der Wirkungsgrad der Messung rapide abnimmt. In der Simulation scheint der Speicher langsamer entladen worden zu sein.

Die im Vergleich zur Simulation schlechtere Leistung der Anlage im Winterhalbjahr, ca. ab dem 05.11.2015 bis hin zum 05.03.2016, kann zumindest in Teilen damit begründet werden, dass die Schichtladung des Puffers nicht mehr richtig funktioniert. Der Puffer wird unabhängig von der Ladetemperatur eher mittig beladen. Auch hohe Ladetemperaturen führen nur zu einer sehr langsamen Temperaturerhöhung des oberen Speicherbereichs (vgl. Abbildung 134). Beim Ladevorgang stellt sich lediglich eine Schichtung im Puffer von max. 20 K ein, obwohl am Kollektorkreiswärmeübertrager ein Temperaturhub von bis zu 35 K erzeugt wird. Bei einem gut geschichteten Speicher müsste sich dieser Temperaturhub in gleicher Größe auch in der Schichtung widerspiegeln.

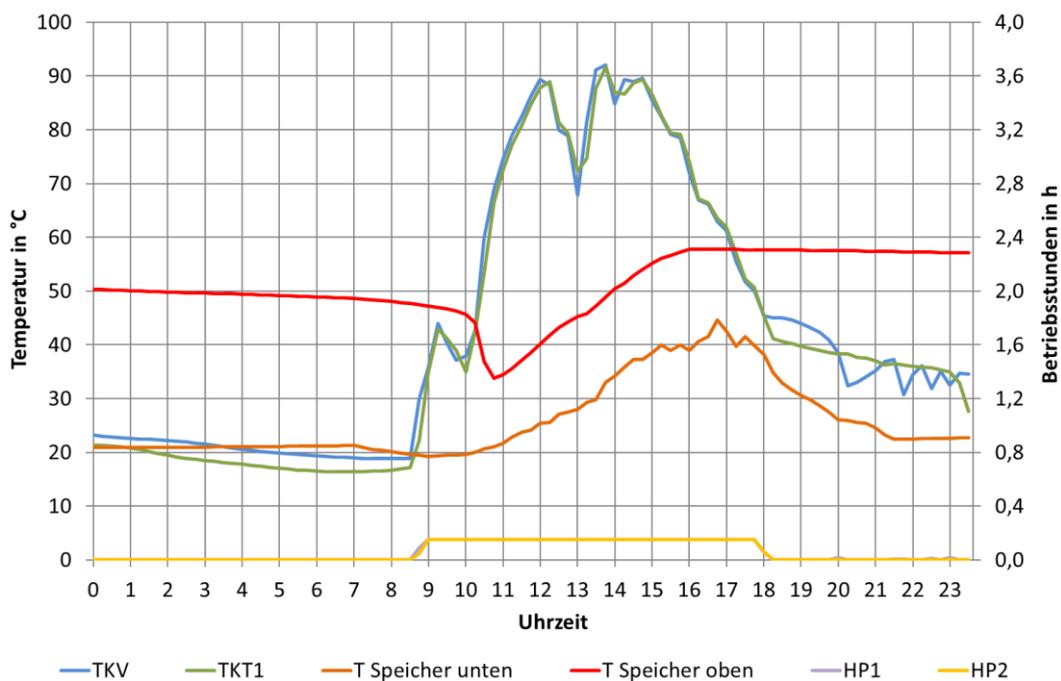


Abbildung 134: Kollektorkreis- und Speichertemperaturen am 02.09.2016

Wie es schon Ende Juli der Fall war, resultiert der letzte, in Abbildung 133 sichtbare Einbruch des Nutzungsgrades ab dem 05.03.2016 erneut durch eine Leckage im Kollektorkreis.

Abbildung 135 zeigt den Vergleich der Solarerträge (Wochensummen) für das gesamte Auswertungsjahr.

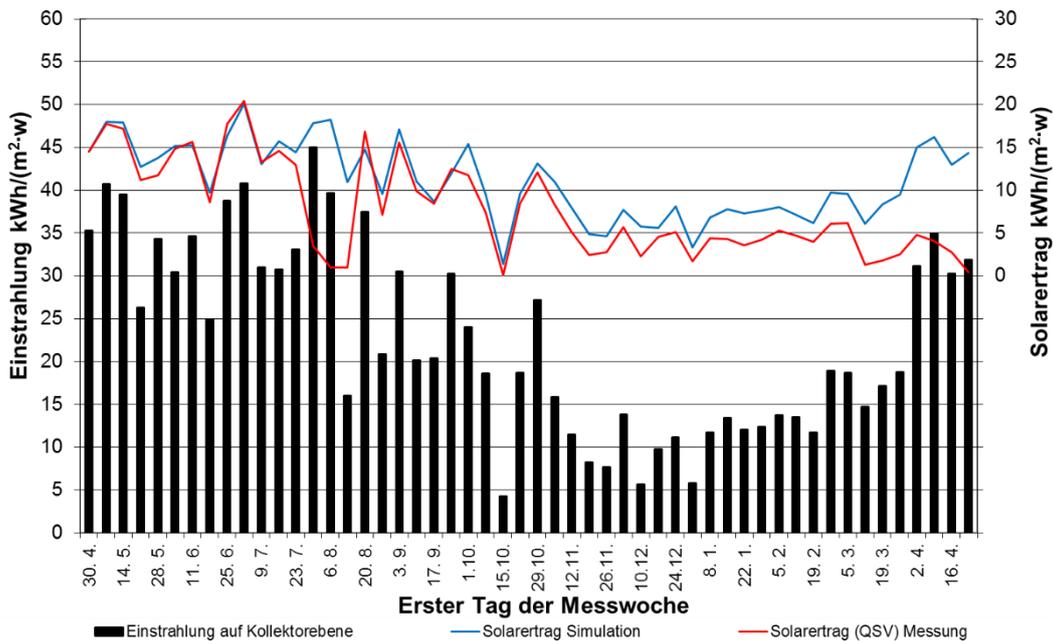


Abbildung 135: Vergleich der Solarerträge der Simulation mit den Messwerten (Wochensummen)

Außerhalb der Zeiträume in denen Betriebsstörungen verzeichnet sind ist der Solarertrag in der Messung und Simulation annähernd identisch. Wie schon unter Abbildung 133 beschrieben ist eine Verschlechterung des Anlagenbetriebs in den Zeiträumen vom 23.07.2015 bis 20.08.2015 und ab dem 05.11.2015 zu verzeichnen. Über das gesamte Auswertungsjahr gesehen liefert die Simulation einen um 20,2 MWh höheren Solarertrag als die reale Anlage, größtenteils aufgrund der Störungen während des Betriebes.

Für die spätere Durchführung der Garantieberechnung musste der Solarertrag insoweit korrigiert werden, dass die Zeiträume in denen eine Betriebsstörung vorlag mit Hilfe der Simulationsergebnisse an einen störungsfreien Betrieb angepasst wurden. Hierfür wurde aus dem Vergleich der Solarerträge von Messdaten und Simulation in störungsfreien Zeiträumen ein Faktor ermittelt (siehe Tabelle 45).

Tabelle 45: Berechnung des Korrekturfaktors aus den Erträgen der störungsfreien Zeiträume

Ertragssumme Simulation in MWh (störungsfrei)	37,59
Ertragssumme Simulation in MWh (störungsfrei)	33,13
Korrekturfaktor	1,13

Nun konnten die störungsbehafteten Zeiträume (30.07.2015 bis 20.08.2015 und 12.03.2016 bis 30.04.2016) mit Hilfe dieses Korrekturfaktors durch Multiplikation der Solarerträge mit dem Faktor an einen störungsfreien Betrieb angepasst werden. Der Zeitraum vom 05.11.2015 bis hin zum 05.03.2016 wurde nicht mit in die Korrektur einbezogen, da es sich in diesem Zeitraum um einen altersbedingten Fehler der

Anlage handeln könnte und damit zum normalen Verhalten der jetzigen Anlage gehört. Die Anlage hätte ohne Störungen folglich einen um ca. 10,5 MWh höheren Solarertrag geliefert (siehe Tabelle 46).

Durch die Anpassung der Solarerträge mit Hilfe des Korrekturfaktors zeigt Abbildung 136 wie der Solarertrag der Anlage hätte sein können, wenn die Anlage fehlerfrei gelaufen wäre.

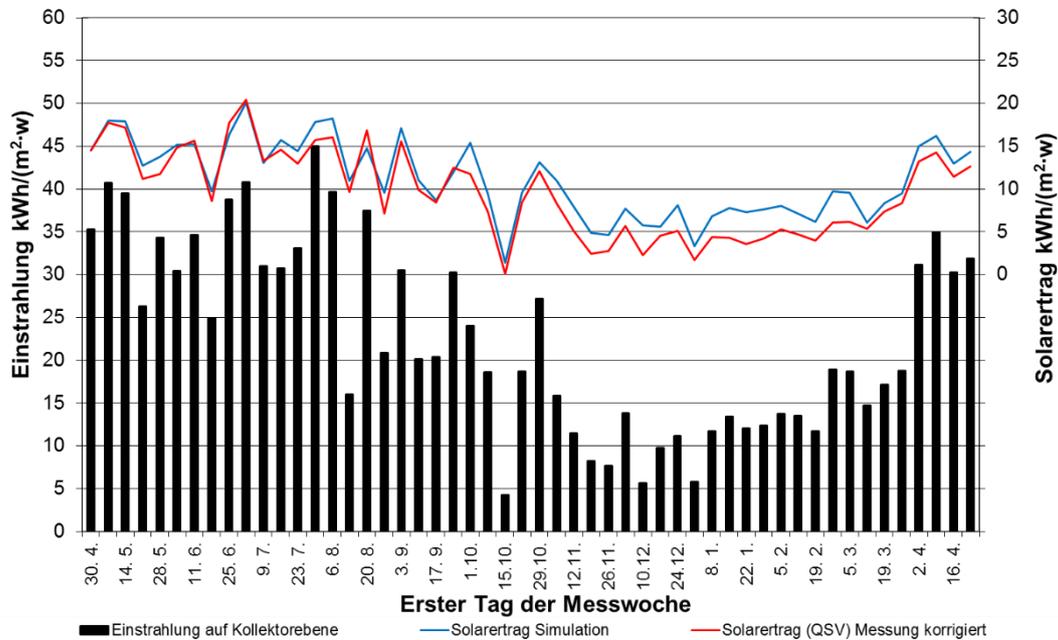


Abbildung 136: Vergleich der korrigierten Solarerträge aus der Messung mit den Ergebnissen der Simulation

Tabelle 46 zeigt den Vergleich der Messdaten mit den Simulationsergebnissen.

Tabelle 46: Vergleich unkorrigierte Messdaten mit Simulationsergebnissen

	Messwerte	Simulation
Strahlung auf Kollektoren in MWh	141,1	150,1
Kollektorkreisnutzungsgrad in%	32,9	49,0
Systemnutzungsgrad Brutto in%	34,0	45,0
Zapfverbrauch in m <sup>3</sup>	3892,3	3864,1
Solarer Ertrag in MWh	47,9	68,1
Solarer Ertrag korrigiert in MWh	58,4	
Systemnutzungsgrad korrigiert in%	41,4	

Auffällig sind die Differenzen zwischen Messwerten und Simulationsergebnissen. Die möglichen Ursachen hierfür wurden bereits unter Abbildung 133 und Abbildung 135 erläutert.

Wie auch schon bei der Anlage in Neuhaus dargelegt fällt der Zapfverbrauch, obwohl dieser vorgegeben wurde, bei der Simulation um etwa 0,7% geringer aus. Für den Unterschied zwischen Kollektorkreisnutzungsgrad und Systemnutzungsgrad der Messung wird, wie bei Neuhaus auch, wahrscheinlich eine unkorrekte Eichung des Zählers und damit ungenaue Berechnung der Nutzungsgrade verantwortlich sein.

Die Differenz der beiden Strahlungswerte ist relativ gesehen ähnlich hoch wie es für die Simulation von Neuhaus der Fall war, die Simulation fällt jeweils etwa 6% höher aus. Scheinbar berechnet T\*SOL tendenziell eine höhere Strahlung auf die geneigte Fläche, als zu messen ist.

Die Differenzen bei den Nutzungsgraden und dem Solarertrag kommen durch Störungen im realen Betrieb (siehe Abbildung 133) während der Auswertungsperiode zustande sodass die Simulation ohne diese Störungen ein deutlich besseres Ergebnis liefert (siehe Abbildung 136).

Tabelle 47 zeigt die Ergebnisse von Vergleichssimulationen mit schlechter Beladeregulation (BR) mit einer Einschaltswelle von TKV - TPS12 > 20 K, schlechtem Beladewärmeübertrager (WÜ) mit einer logarithmischen Temperaturdifferenz<sup>18</sup> von 12 K sowie eine Kombination aus beiden.

Tabelle 47: Vergleich der Ergebnisse der Simulationen mit verschlechterter Beladeregulation und schlechtem Beladewärmeübertrager

	WÜ + BR	Nur WÜ	Nur BR	Simulation Optimum
<b>abgegebene Energie Kollektorkreis in MWh</b>	69,2	70,6	71,8	73,4
<b>Solarertrag in MWh</b>	65,1	65,8	67,3	68,1
<b>Systemnutzungsgrad Brutto in%</b>	43,4	43,8	44,9	45,0

Diese Änderungen haben eine Verringerung des Solarertrages von ca. 3 MWh und des Systemnutzungsgrades von etwa 1,6% zur Folge. Weiterhin zeigen die Simulationen, dass ein schlechter Beladewärmeübertrager einen größeren Einfluss auf den Solarertrag hat, als eine schlecht eingestellte Beladeregulation.

Bei Betrachtung des gesamten Auswertungsjahres ist abschließend zu sagen, dass die Anlage in Weimar, aufgrund mehrfacher Störung im Anlagenbetrieb, nicht die zu erwartenden Erträge lieferte. Obwohl gemeldete Störungen anfangs schnell behoben wurden, hat sich an dem Anlagenzustand ausgehend von den Messwerten seit Anfang November nichts gebessert. In den störungsfreien Zeiten hingegen lieferte die Anlage die zu erwartenden Erträge, wie durch die Simulation bestätigt werden konnte.

Für die Anlage in Weimar gab der Bieter damals einen garantierten Solarertrag von 60.882 kWh/a bei einer Einstrahlung von 129.001 kWh/a an. Die Einstrahlung auf Kollektorebene für diese Messperiode überschreitet mit 141.107 kWh/a die Angaben des Bieters. Weiterhin ist der Warmwasserverbrauch mit 3.892 m<sup>3</sup> deutlich höher als die Bieterangabe von 3.008 m<sup>3</sup>. Unter diesen Bedingungen wurde mit dem erreichten Wert von 62.308 kWh/a der vom Bieter garantierte Ertrag überschritten. Dieser Wert bezieht sich auf den korrigierten Wert des Solarertrages, siehe oben.

Obwohl die Anlage den vom Bieter garantierten Betrag erreicht, erfüllt diese Anlage für die aktuelle Messperiode nicht die Garantie, da Auslastung und Einstrahlung in diesem Messjahr deutlich über den Vorgaben liegen, die dem vom Bieter angegeben Solarertrag zugrunde liegen. Die Garantie für den Solarertrag wird nur mit 82,29% und

<sup>18</sup> Mittlere logarithmische Temperaturdifferenz bezogen auf die maximale Übertragungsleistung, welche sich aus der tatsächlichen Kollektorfläche und/oder dem definierten Warmwasserbedarf ergibt.

die Garantie für den Systemnutzungsgrad wird nur mit 84,58% erfüllt. Eine Erfüllung der Garantie ist erst gegeben, wenn einer der beiden Werte min. 90% erreicht. Allerdings schaffte die Anlage im ersten Betriebsjahr die Garantieerfüllung auch nur knapp (86% bzw. 90%). Die Änderung vom ersten Betriebsjahr bis 2015/16 (14 Jahre) sind also nur gering, deuten aber auf erste Alterungserscheinungen hin. Ursachen könnten der bereits in den ersten Jahren gesunkene Kollektorkreiswirkungsgrad oder die nicht funktionierenden Speicherlanzen sein.

Tabelle 48: Berechnungsblatt zum Garantieverfahren

<b>Berechnung zum Garantiertrag</b>					
<b>Objekt: Wohngebäude Warschauer Straße Weimar</b>					
<b>Meßperiode: 30.04.2015 bis 29.04.2016</b>					
<b>Berechnungen durchgeführt von:</b>					
	Einheit	A Wert	Anmerkungen	Abweich.	
<b>Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen vorgegebenen Werte</b>					
1	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	3.008	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal (nach damaliger Vorgabe)	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	964,3	vorgegeben (T*SOL Erfurt)	
3	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	129.001	vom Bieter angegeben	
4	garantierter Ertrag	kWh/a	60.882	vom Bieter garantiert	
5	garantiertes eta	%	47,19	gar. eta=(A4/A3)*100%	
6					
<b>7 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte)</b>					
8	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	3.008	vorgegeben	
9	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.011,5	vorgegeben (T*SOL Erfurt)	
10	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	133.437	mit T*SOL berechnet	
11	Ertrag	kWh/a	54.761	mit T*SOL berechnet	
12	eta	%	41,04	eta=(A11/A10)*100%	
13	Faktor Ertrag		1,1118	Faktor Ertrag=A4/A11	
14	Faktor eta		1,1500	Faktor eta=A5/A12	
15	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktor von der T*SOL-				
16	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
17	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
18					
<b>19 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Meßwerte)</b>					
20	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	3.892	gemessen	29,39%
21	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.086,5	gemessen	7,41%
22	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	150.026	mit T*SOL berechnet	12,43%
23	Ertrag	kWh/a	68.108	mit T*SOL berechnet	
24	eta	%	45,40	eta = (A23/A22)*100%	
25					
<b>26 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren</b>					
27	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	75.721	korr. Ertrag=A23*A13	
28	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	52,21	korr. eta=A24*A14	
29	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
30	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
31	bedingungen in die Bewertung der Meßergebnisse einfließen lassen zu können.				
32					
<b>33 Meßergebnisse unter realen Betriebsbedingungen</b>					
34	Verbrauch WW (durch Sol.-Sp. bzw. WT)	m <sup>3</sup> /a	3.892	gemessen	
35	Strahlung horizontal	kWh/(m <sup>2</sup> *a)	1.086,5	gemessen	
36	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	141.107	gemessen	
37	gemessener Ertrag (korrigiert)	kWh/a	62.308	gemessen	
38	gemessenes eta	%	44,16	gem. eta=(A37/A36)*100%	
39					
40					
<b>41 Ergebnis:</b>					
42	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	82,29	erreich. Energie=(A37/A27)*100%	
43	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	84,58	erreich. eta=(A38/A28)*100%	
44	<b>Garantie</b>		<b>nicht erfüllt</b>		
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 42,43) 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 22,36).					
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90%, so gilt die Garantie als erbracht.					

## Kollektorwirkungsgrad und Wärmeübertrager

Abbildung 137 zeigt den gemessenen (Punktwolke) Kollektorkreiswirkungsgrad im Vergleich zum theoretischen, im Labor ermittelten (rote Linie) Wirkungsgrad eines Einzelkollektors. Die Randbedingungen der Messwertauswahl sind unter 2.1.2.1 benannt. Darüber hinaus liegen Daten aus den ersten drei Garantiejahre (gelb, grün und violett) vor.

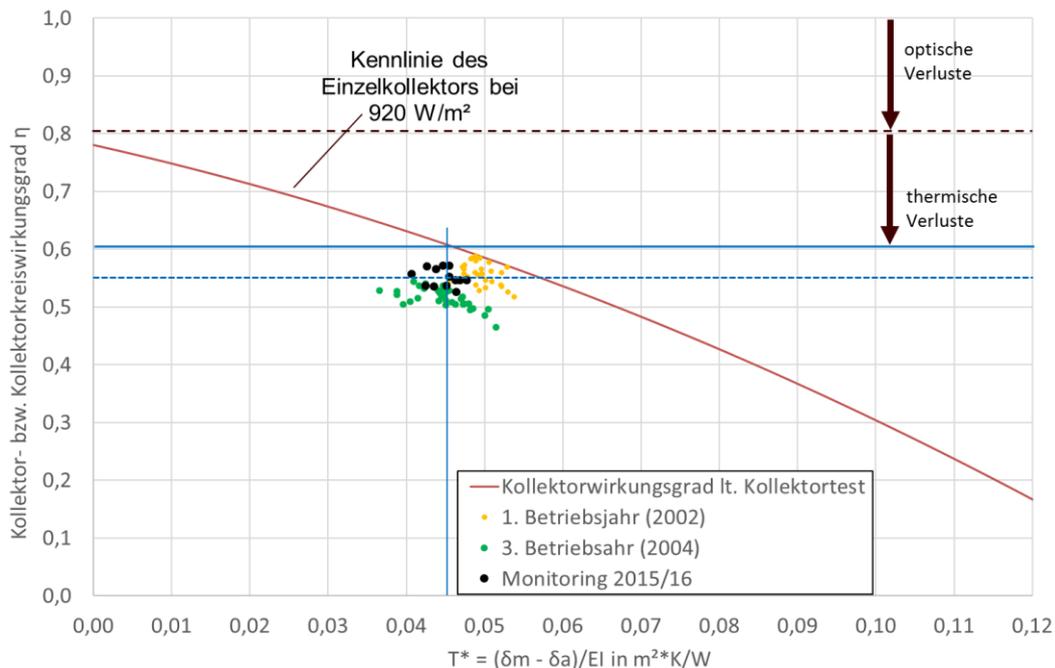


Abbildung 137 Wirkungsgrad eines Kollektors unter Laborbedingungen und 15-Minuten-Mittelwerte des Kollektorfeldes aus dem aktuellen Monitoring

Mit knapp 55% liegt der Wirkungsgrad des Kollektorfeldes im Jahr 2015/16 durchschnittlich circa 5%-Punkte unter dem theoretischen Laborwert. Grund hierfür ist die Windexponierte Lage auf dem Hochhaus, weit über den Dächern der umliegenden Bebauung. Im Vergleich zu den ersten drei Garantie Jahren liegen die Werte zwischen dem ersten und zweiten Garantiejahr. Nach 14 Jahren Betrieb sind keine Alterungserscheinungen im Kollektorwirkungsgrad erkennbar.

Mangels bekannter Auslegungsdaten des Beladewärmeübertragers blieb für die Überprüfung der Leistungsfähigkeit nur der Vergleich mit Daten der ersten drei Garantie Jahren. Während eine konstante Übertragungsleistung von ca. 62 kW und gleiche Volumenströme kollektorseitig von ca. 1,3 m³/h für die Auswertung gewährleistet werden konnte, blieb ein nennenswerter Unterschied von 0,6 m³/h im Beladekreisvolumenstrom bestehen. Denn im März 2007 fand eine Absenkung des speicherseitigen Beladekreisvolumenstroms um 32% von ca. 1,9 m³/h auf 1,3 m³/h statt, wodurch der Vergleich nur eingeschränkt verwendbar ist.

Die Leistungsfähigkeit des Kollektorkreis-Wärmeübertragers weist an diesem Betriebspunkt in den ersten Jahren keine signifikanten Einbußen auf. In 2015/16 hingegen liegt das logarithmische dT 4 bis 5 K höher als in den ersten Jahren. Der Vergleich mit den ersten drei Garantie Jahren zeigt Abbildung 138.

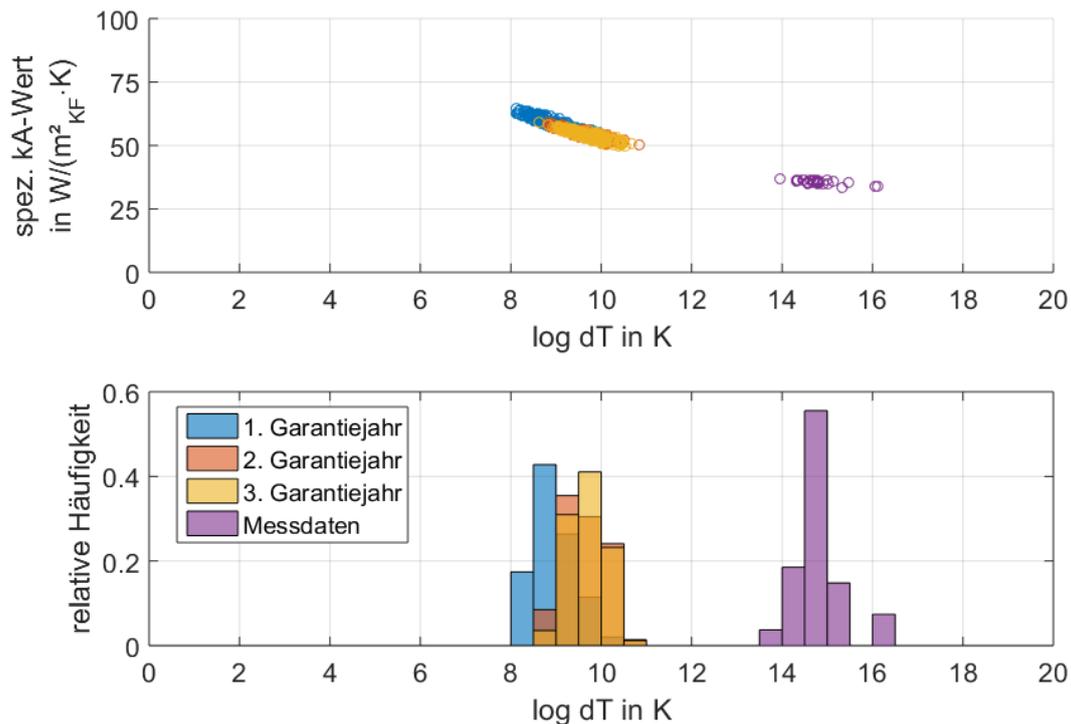


Abbildung 138 Beladewärmeübertrager in Sonneberg - oben: spezifischer kA-Wert über log dT, unten: relative Häufigkeit von log dT

Dieser Drift muss nicht zwingend durch z.B. Verschmutzung des Wärmeübertragers zustande kommen, sondern kann auch das Resultat des geänderten speicherseitigen Beladevolumenstroms sein, siehe Ausführungen oben. Eine Überprüfung des Wärmeübertragers erscheint dennoch sinnvoll, so könnten die bei dieser Anlage bereits häufiger aufgetretenen Stagnationen zur Degeneration des Wärmeträgers und somit Verschlammung des Wärmeübertragers geführt haben. Die beiden Entladewärmeübertrager können wegen der nicht vorhandenen Messtechnik im speicherseitigen Entladekreis nicht überprüft werden. Zwar existiert ein Volumenzähler (SS) und Temperatursensoren (TSS1 und TSS2) in der Sammelleitung des Entladekreises, aber weder die Volumenstromaufteilung noch die einzelnen Rücklauftemperaturen von den einzelnen Wärmeübertragern zum Speicher sind identifizierbar. Eine verlässliche Berechnung von logarithmischen Temperaturdifferenz also unmöglich.

### Wirtschaftlichkeit

Das Ziel waren seinerzeit Nutzwärmekosten von weniger als 13 ct/kWh, bei 20 Jahren Laufzeit, einer Annuität von 8,72% und Investitionskosten von 85.700, zu erreichen. Das günstigste Bieter garantierte damals einen jährlichen Ertrag von 61 MWh/a was Nutzwärmekosten von 12,3 ct/kWh entspricht. In den 14 Jahren erreichte die Anlage allerdings nur im Mittel 56 MWh pro Jahr, also 13,3 ct/kWh. Damit liegen die erreichten Nutzwärmekosten nur 1 ct/kWh über den garantierten Ziel- und nur knapp über die zu unterbietenden Grenzkosten.

Tabelle 49 Wirtschaftlichkeit

<b>Kosten(2002)</b> auf volle 100 € gerundet, ohne Förderung		
- Solarsystem ohne MwSt.		N/A €
- Planung ohne MwSt.		N/A €
- Solarsystem inkl. Planung, ohne MwSt.		73.900 €
<b>- Solarsystem inkl. Planung, inkl. MwSt.<sup>19</sup></b>		<b>85.700 €</b>
<b>Jährliche Kapitalkosten</b> bei 20 Jahre Lebensdauer und 6% Zins (8,72% Annuität)		7.500 €
	pro Jahr	14-Jahressumme
<b>Energieerträge</b>		
- Garantierter Energieertrag	61 MWh	854 MWh (7.237 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
- Tatsächlicher Energieertrag 2015/16	48 MWh	
- Tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre	50..60MWh	784 MWh (6.644 kWh/m <sup>2</sup> <sub>Abs</sub> )
<b>Relation</b> tatsächlicher Energieertrag alle Messjahre/garantierter Energieertrag		92%
<b>Wärmepreis</b> bei 8,72% Annuität inkl. Planung, inkl. MwSt. für		
- Tatsächl. Kosten und garantierten Ertrag		0,123 €/kWh
- Tatsächl. Kosten 2015/16		0,156 €/kWh
- Tatsächl. Kosten und tatsächl. Ertrag (14-Jahresmittel)		0,133 €/kWh

Da Daten der Jahre 2011 bis 2014 komplett fehlen sind die berechneten Nutzwärmekosten mit einer Unsicherheit behaftet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass weder ein jahrelanger Betriebsausfall stattgefunden noch ein über das normale Maß hinausgehender Ertrag erreicht wurde. Darüber hinaus bleiben die Kosten für den Strombezug in der Kalkulation unberücksichtigt. Mit rund 582 kWh pro Jahr summieren sich diese auf geschätzte 75 €/a<sup>20</sup>, ohne Berücksichtigung der Strompreisänderung über die Laufzeit. Wird der Strombezug einberechnet, steigt der aktuelle Wärmepreis nach 14 Jahren auf rund 13,5 ct/kWh.

### Fazit

Technisch betrachtet ist die Anlage nach 14 Jahren Betrieb in mittelmäßigem Zustand. Die Kollektoren weisen zwar einen hohen Wirkungsgrad auf, allerdings bedarf der Kollektorkreis einer intensiven Wartung. Neben einer Reinigung/Überprüfung des Kollektorkreis-Wärmeübertragers sollte ebenfalls eine dauerhafte Lösung für die häufig auftretenden Undichtigkeiten gefunden werden. Eine Überprüfung der Durchströmung des Kollektorfeldes wird angeraten. Die

<sup>19</sup> 16% MwSt. zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe

<sup>20</sup> Angenommener Arbeitspreis Strom BRD MIX: 0,25 €/kWh

gestiegene Auslastung wird sich in Zukunft positiv auf die Nutzungsgrade auswirken. Zum Schluss bietet gegebenenfalls sich ein Austausch der 14 Jahre alten Pumpen durch Hocheffizienzpumpen an. Erfreulich ist, dass die Anlage trotz der technischen Schwächen den Garantieertrag mit 85% (Ziel sind 90%) für dieses Jahr fast erfüllen konnte. Im Vergleich zum ersten Betriebsjahr (90%) ein gutes Ergebnis, zeigt es doch, dass Alterungserscheinungen nach 14 Jahren bislang nur einen kleinen Teil ausmachen.

### 2.1.3 Zusammenfassung

#### Bestandsaufnahme

Im ersten Projektteil wurde ein ausführlicher Fragebogen entwickelt und an die Eigentümer bzw. Betreiber aller Anlagen verschickt. Die Rücklaufquote erreichte zufriedenstellende 55% (42 von 76 Anlagen). Telefonate ergänzten die Fragebogeninformationen.

Demnach sind noch 63 (83%) der 76 Anlagen in Betrieb, mit einem Durchschnittsalter von 14,5 Jahren (Stand Januar 2017). Neun Anlagen wurden aufgrund von technischen Problemen (Undichtigkeit des Kollektorfeldes, lose Glasscheiben) oder Laständerungen (Wegfall der Warmwasserlast) stillgelegt. Bei zwei weiteren standen wirtschaftliche Aspekte (Insolvenz; Solarthermie konkurriert mit BHKW-Betrieb) einem Anlagenbetrieb entgegen. Die Betreiber der anderen beiden Anlagen gaben keine Auskunft zu den Stilllegungsgründen.

Die folgenden Ergebnisse zu Anlagentechnik und Betrieb beziehen sich, wenn nicht anders angegeben, auf 38 der in Betrieb befindlichen Anlagen.

Bei acht Anlagen liegen nennenswerte Änderungen der Verbraucher vor und bei drei dieser Anlagen erfolgte eine entsprechende Systemanpassung. Erfreuliche 79% der Anlagen werden regelmäßig gewartet. Die jährlichen Kosten für Wartung, Reparatur und Umbauten sind unabhängig von der Anlagengröße und variieren stark, siehe Tabelle 50.

Tabelle 50 Wartungs-, Reparatur- und Umbaukosten  
(basierend auf Angaben von 14 Anlagen)

	Min	Max	Durchschnitt
<b>Eigener Aufwand</b>	236 €/a	2000 €/a	824 €/a
<b>Wartungskosten Fremdfirma</b>	200 €/a	1700 €/a	650 €/a
<b>Reparaturen</b>	100 €/a	3400 €/a	861 €/a
<b>Umbauten</b>	500 €	9.500 €	2.772 €

So haben große Netzanlagen teils geringere Instandhaltungskosten als einzelne Trinkwasservorwärmesysteme mit deutlich kleineren Kollektorflächen. Im Schnitt geben die Betreiber für die Fremdwartung und den Eigenaufwand an ihrer Solaranlage rund 1.200 €<sup>21</sup> pro Jahr aus. Allerdings scheint eine regelmäßige

<sup>21</sup> Da manche Betreiber z.B. die Wartung ihrer Anlagen selber durchführen weicht der Mittelwert von 1.200 €/a von den in Tabelle 50 angegebenen Durchschnittswerten ab

Wartung keinen Schutz vor Betriebsstörungen (zeitlich begrenzter Ausfall der Solaranlage oder nennenswerte Ertragsminderung) zu bieten. Bei 48% der Anlagen treten ein- oder mehrmals jährlich solche Störungen auf und prozentual gesehen gibt es keinen Unterschied zwischen gewarteten und nicht gewarteten Anlagen, siehe Abbildung 139. Die am häufigsten genannten Störungen betreffen den konventionellen Anlagenteil: Expansionsgefäße, Verschraubungen und Entlüftergruppen (Ventil + Entlüfter) im Kollektorkreis. Pumpendefekte treten zwar auf, aber in 75% der Anlagen laufen die Pumpen seit der Inbetriebnahme zuverlässig. Ein Wechsel zu Hocheffizienzpumpen ist hier oft sinnvoll und würde sich bei den oft hohen jährlichen Betriebsstunden schnell amortisieren. Bei den Kollektoren kommt es nur in Einzelfällen zu gravierenden Mängeln. Die besichtigten Kollektoren in sieben Anlagen (alle älter als 12 Jahre) waren in einem guten Zustand und lassen auf eine lange Lebensdauer schließen.



Abbildung 139 Wartungs- und Betriebsstörungsstatistik

Bei der Befragung gaben 8 Betreiber an, nicht zu wissen, ob ihre Anlage mit der Zeit Leistung eingebüßt hat. Nur sieben Anlagen besitzen ein automatisiertes System zur Fehler- und Leistungsüberwachung. Ansonsten werden Störungen ggf. bei Kontrollen oder zufällig entdeckt, vornehmlich gravierende und auffällige Fehler. Fehler, die lediglich die Effizienz des Systems negativ beeinflussen, bleiben überwiegend unerkannt, da das nachgeschaltete konventionelle System die Wärmeversorgung unabhängig von der Solaranlage sicherstellt. Das deckt sich mit den Erfahrungen im Programm ST2000 [3] und auch des Monitorings im laufenden Projekt.

Die Zufriedenheit mit der Solaranlage wurde in 71% der Antworten mit gut oder sehr gut bewertet (s. Abbildung 140). Nur zwei Betreiber vergaben die Note mangelhaft, einer davon wegen ständig auslösendem Sicherheitstemperaturbegrenzer. Nach einem Umbau in 2008 vergab er die Note 2. Als Gründe für die Zufriedenheit werden genannt:

- Funktioniert wie geplant!
- Schont die Umwelt!
- Spart Kosten ein!
- Ist gut für das Image!

### Vergabe von Schulnoten

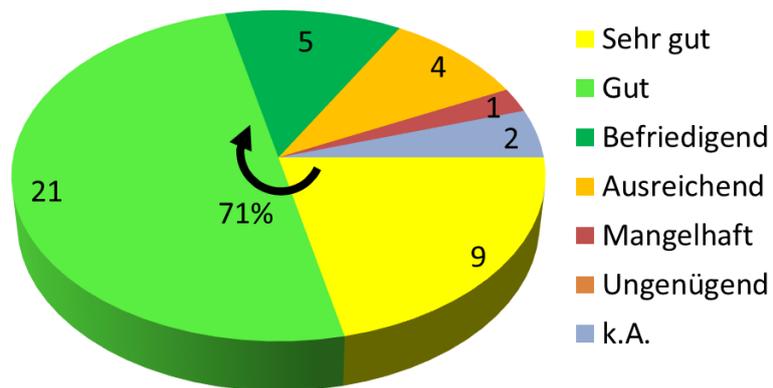


Abbildung 140: Betreiberzufriedenheit

Aus dem Langfragebogen ergibt sich jedoch, dass nur 42% der Antwortenden die thermische Solartechnik weiterempfehlen würden. Das ist erstaunlich, weil man davon ausgehen sollte, dass ein zufriedener Anlagenbetreiber die Technik auch weiterempfehlen würde. Das ist aber nicht immer der Fall. Genannte Gründe hierfür sind:

- schlechtes Kosten-/Nutzenverhältnis (wirtschaftlich nur bei Förderung)
- kein Kosten-/Nutzenvergleich möglich, da Ertrag nicht durchgängig bekannt
- hoher Wartungsaufwand
- Qualitätsmängel

## Monitoring

Es nahmen insgesamt zehn Anlagen am Monitoring teil und wurden regelmäßig ausgelesen. Darunter die Anlagen in Jena-Lobeda, Kirchberg, Neuhaus, Mindelheim, München (Baumgartnerstraße), Pirna, Pößneck, Sonneberg, Speyer (Wohngebiet „ehemaliger Schlachthof“) und Weimar. Diese teilen sich in folgende Verbrauchs- und Objektarten auf:

- 6 Trinkwarmwasser-, 1 Netz- und 3 Trinkwarmwasser- und Zirkulationsdeckungsanlage(n)
- 4 Krankenhäuser, 3 Wohngebäude bzw. –gebiete, 2 Seniorenheime und ein Schwimmbad

Diese Auswahl entspricht in etwa dem Schnitt durch alle Anlagen des ST2000(plus)-Programms.

Zur Prüfung und Inbetriebnahme der Messtechnik fanden Ortstermine an den Anlagenstandorten Jena-Lobeda, Kirchberg, München, Neuhaus, Pirna, Pößneck, Solingen, Sonneberg und Weimar statt. Eine Inbetriebnahme der Messtechnik dieser Anlagen war durch kleinere Reparaturen erfolgreich. Bei den Anlagen in Mindelheim und Speyer war kein Ortstermin zur Inbetriebnahme nötig. Die Anzeigetafeln für das Publikum gibt es noch in 7 der 10 Anlagen. In Jena, Solingen und München ist die Anzeigetafel durch den Betreiber entfernt worden.

Die Kollektorfelder waren bei den meisten Anlagen optisch in einem dem Alter entsprechend guten Zustand, vgl. Abbildung 141 links. Eine feststehende Verschmutzung auf dem unteren Teil der Glasabdeckung wurde bei zwei Anlagen festgestellt, daneben trat vereinzelt Tierfraß an der rückseitigen Dämmung auf. Leichte Beschädigungen der Verrohrung (z.B. weggerostete Halterung) oder offene Isolierungen kamen ebenfalls vereinzelt vor. An der konventionellen Technik waren oft kleinere Fehler feststellbar, wie defekte Ventile, Pumpen oder offene Isolierungen bis hin zum bis dato unerkannten Komplettausfall eines ganzen Entladekreises. Derartige betriebsbeeinträchtigende Fehler betrafen vor allem drei Anlagen, die anderen wiesen nur leichte Unzulänglichkeiten oder überhaupt keine Fehler auf. Ein direkter Zusammenhang zwischen Anlagenzustand und regelmäßiger Wartung kann nicht gezogen werden, da sowohl fehlerfreie Anlagen als auch zwei der drei Anlagen mit den größeren Fehlern regelmäßig gewartet werden. Vor dem Monitoring wurden die erkannten Fehler den Betreibern angezeigt, aber nur teilweise behoben. Insgesamt zeigten sich die Anlagen aber in einem dem Alter entsprechend guten Zustand, wie Abbildung 141 rechts zeigt.

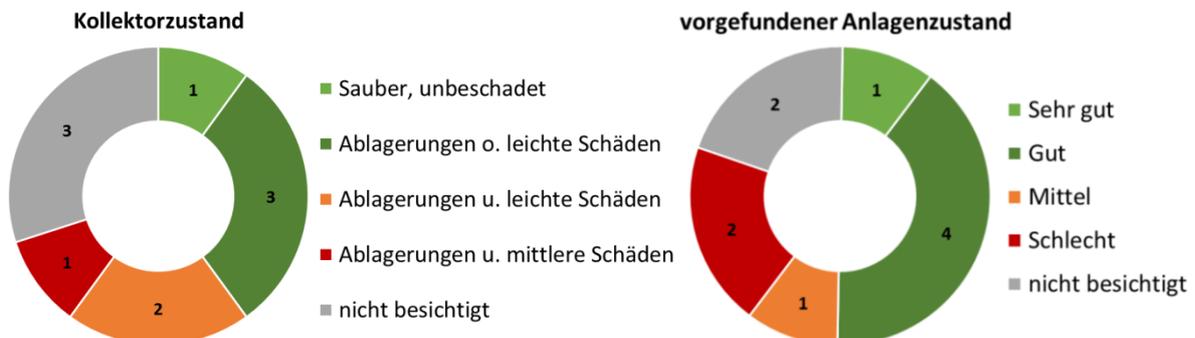


Abbildung 141 Zusammenfassung der vorgefundenen Anlagen- und Kollektorzustände an den jeweiligen Ortsterminen

Den größten Teil der während des Monitorings aufgetretenen Betriebsfehler betrafen den Entladekreis. Fünfmal war es ein technischer Defekt (defekte Pumpe, Ventil, MAG oder Lufteinschlüsse), dreimal waren es ungünstig eingestellte Entladeregelnungen oder fehlende Regelungssensoren die zu schlechten Entladeleistungen führten. Am zweithäufigsten (5-mal) führten Undichtigkeiten am Kollektorkreis (Entlüftergruppe, Wellrohr, Verschraubungen) und dem damit einhergehenden Druckabfall zu Ertragseinbußen und Betriebsausfällen. Am speicherseitigen Beladekreis traten vorwiegend Einstellungsfehler wie nennenswerte Abweichungen vom Nennvolumenstrom auf. Zwei Fehler im Zirkulationskreislauf (defektes Magnetventil, offener Bypass) führten zu ungewollten Strömungen des Zirkulationsrücklaufs über die Entladeseite. Alle Fehler wurden bei bekannt werden dem Betreiber angezeigt aber nur teilweise behoben.

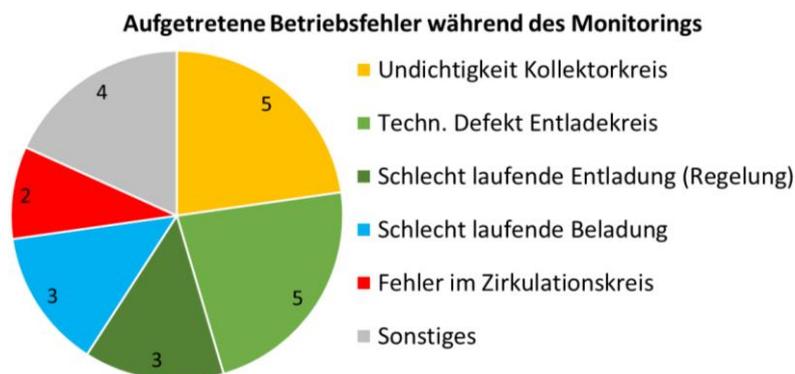


Abbildung 142 Aufteilung der während des Monitorings aufgetretenen Betriebsfehler

Tabelle 51 stellt die Betriebsergebnisse für alle 10 untersuchten Anlagen dar. Die Auslastung, bezogen auf die aktive Kollektorfläche lag 2015/16 zwischen 28 l/(d·m<sup>2</sup>) und 90 l/(d·m<sup>2</sup>). In fünf Fällen ist die Auslastung seit der Inbetriebnahme gesunken. Im Extremfall 55%, sonst zwischen 23% und 38%. Ursächlich waren in zwei Fällen (zwei Krankenhäuser) Laständerungen durch Umbindungen im Wärmeverteilnetz oder Fachbereichsänderungen. An vier der übrigen fünf Anlagen blieb die Auslastung unter Schwankungen relativ konstant (Änderung <10%). An der letzten Anlage wuchs die Auslastung aus unbekanntem Gründen auf 128% an.

Der Kollektorkreisnutzungsgrad variiert zwischen 21% und 41%, der Systemnutzungsgrad umfasst eine Bandbreite von 16% bis 39%. Drei der vier Anlagen mit konstanter Auslastung erzielten während ihrer Betriebszeit auch einen konstanten Nutzungsgrad. Bei der vierten Anlage nimmt der Nutzungsgrad trotz konstanter Auslastung unter Schwankungen seit Inbetriebnahme kontinuierlich ab. Als Gründe sind häufig auftretende und länger andauernde Betriebsfehler vor allem im Kollektorkreis (Druckabfall) und der Entladeregelnung zu nennen. Darüber hinaus sind vor allem an dieser Anlage großflächig festsitzende Verschmutzungen an den Kollektoren anzutreffen, was ein Resultat des geringen Aufstellwinkels von 15° und den damit einhergehenden unzureichenden Selbstreinigungseffekten. Alle anderen Anlagen mit abnehmenden Nutzungsgraden weisen auch eine sinkende Auslastung auf. Dies muss aber nicht die alleinige Ursache sein, wie die Anlage in Pößneck beweist. Auch unsachgemäße Umbauten und vor allem nicht erkannte und bei Erkennung nicht behobene Betriebsfehler führen zu geringen Erträgen. So zu sehen in den für alle 10 Anlagen gemessenen und über die Betriebszeit der jeweiligen Anlage gemittelten jährlichen Solarertrag („Mittelwert ü. alle Jahre“), den gemessenen Solarertrag im ersten Betriebsjahr („im 1. Betriebsjahr“) und den Quotienten aus beiden Werten („Relation“). Sechs Anlagen erreichen relative Werte

von über 90%. Die „Best-Case“-Anlage übertrifft mit einem Mittelwert von 112% sogar den Ertragswert im 1. Betriebsjahr über mehrere Jahre, siehe auch Abbildung 143. Dabei handelt es sich um eine Anlage, die von einem Stadtwerk betrieben wird, welches die Wärme an die angeschlossenen Kunden verkauft und die Anlage deshalb dauerhaft überwacht und auf optimalen Betrieb achtet.

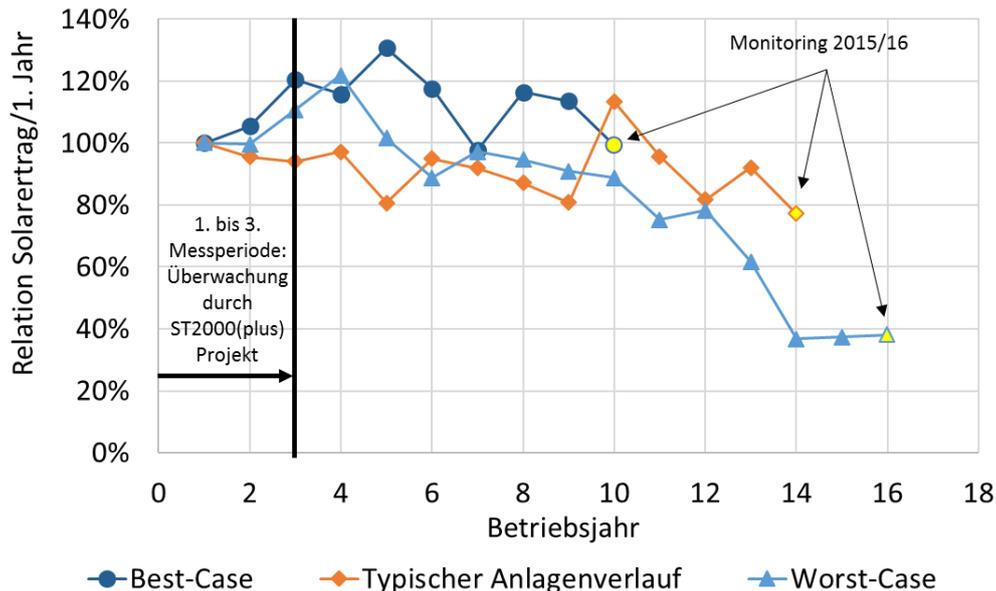


Abbildung 143 Jährlicher Solarertrag der besten, der schlechtesten und einer typischen Anlage im Verhältnis zum Ertrag im 1. Betriebsjahr

Abbildung 143 zeigt für drei der zehn Anlagen den Verlauf der „Relationen“ ab Betriebsbeginn bis heute, in denen sich neben Alterungserscheinungen auch Änderungen der Nutzlasten und der Witterung, Reparaturen, Umbauten etc. widerspiegeln. Neben der „Best-Case“-Anlage laufen zwei weitere Anlagen durchgängig gut. Der „typische Anlagenverlauf“ steht repräsentativ für sechs der zehn Anlagen bei denen der Solarertrag über die Jahre unter Schwankungen z.B. aufgrund von Laständerungen etwas abnimmt. Die Schwankungen entstanden in der Regel durch schleichend auftretende Betriebsfehler (z.B. Druckabfall im Kollektorkreis) mit anschließender Reparatur. Die „Worst-Case“-Anlage weist nach dem 4. Betriebsjahr nahezu durchgängig zurückgehende Anlagenenerträge auf, unter anderem aufgrund einer Umbaumaßnahme (Ausbau des Vorwärmerspeichers) und einer um 32% gesunkenen Auslastung. Betrachtet man die Jahres-Einzelwerte allgemein, so zeigt die Hälfte der 10 Anlagen nach dem dritten Betriebsjahr einen Abwärtstrend im Solarertrag. Ein Zusammenhang mit dem gleichzeitigen Ende der Anlagenbetreuung im Rahmen der ST2000(plus)-Projekte ist naheliegend.

Fazit aus diesen Langzeitbetrachtungen ist, dass gravierende Leistungseinbußen an den Solaranlagen dann entstanden, wenn unsachgemäße Umbauten vorgenommen wurden, Lasten wegfielen oder nennenswerte Alterungserscheinungen und Betriebsfehler nicht erkannt oder nach Erkennung nicht behoben wurden.

Um bei Langzeitbetrachtungen den Einfluss von Nutzlast und Witterung auf den Solarertrag rechnerisch zu eliminieren, wurde für 3 Anlagen für das Messjahr 2015/16 nochmals die Garantierechnung nach dem im ST2000-Programm entwickelten Verfahren durchgeführt [1], [24]. Dabei erfolgt eine T\*SOL-Simulation für die Anlage mit den gemessenen Klima- und Lastprofilen als Input sowie den technischen Daten der Anlage (Kollektorkenngrößen laut Hersteller, Speichervolumina etc.). Das Ergebnis der Garantieberechnung, der Quotient aus

gemessenem und simuliertem Ertrag (normiert auf den Prognosewert des Anlagenbauers), ist in Tabelle 51 für das 1. Betriebsjahr und das Monitoring 2015/16 dargestellt (siehe „Ertragsbewertung“). Zwei der drei simulierten Anlagen erzielen für 2015/16 sehr gute Ergebnisse von 96% (19 Jahre alt) und 102% (20 Jahre alt), die dritte zufriedenstellende 85% (14 Jahre alt). Noch interessanter als die absoluten Werte ist der Vergleich mit dem 1. Betriebsjahr. Bei zwei Anlagen ist das Ergebnis nach 19 bzw. 20 Betriebsjahren gleich hoch bzw. etwas besser, bei einer der Anlagen verschlechtert es sich nach 14 Jahren von 90% auf 85%. Fazit dieser Betrachtung: Bei den analysierten drei Anlagen spielt ein Leistungsabfall aufgrund von Alterungserscheinungen auch nach 14 bis 20 Jahren keine bzw. eine untergeordnete Rolle.

Eine Korrelation von gut laufenden Anlagen und einer regelmäßigen Wartung aber existiert nicht. So befindet sich, laut Aussage des Betreibers eine nicht regelmäßig gewartete Anlage, in einem ausgezeichneten technischen und ertragreichen Zustand. Gleichsam finden an drei der ertragsschwachen Anlagen im Monitoring jährlich eine Wartung durch eine Fachfirma statt. Unterschiede in der Wartungsqualität der durchführenden Firmen könnten eine Ursache sein. Dies wird durch die Aussage eines Betreibers gestärkt, welcher die Fachfirma aufgrund von „geringer Wartungsqualität“ wechselte. Untermauert wird dies auch von den 17 Jahren Erfahrung eines Sachverständigen [25]: *„Insbesondere dem Handwerk ist dringend anzuraten, den genannten Problemfeldern [Anm.: Gemeint sind Standardmängel wie Luft im Solarkreis, fehlerhafter Anschluss des Solarkreises an den Speicher] mehr Aufmerksamkeit zu schenken. [...] Die Struktur der Mängel hat sich kaum verändert. Es dominieren die Planungs- und Handwerksmängel mit seit Jahren konstant über 70%.“* Ein weiterer Grund könnte das Fehlen einer einheitlichen Wartungs-/Inspektionsprozedur sein. Anders als bei Heizungsanlagen gibt es für die Wartung von solarthermischen Anlagen keine gesetzliche Regelung. Neben einzelnen Herstellern hat aber der Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie (BDH) bereits im März 2011 ein Informationsblatt [26] zu diesem Thema herausgegeben.

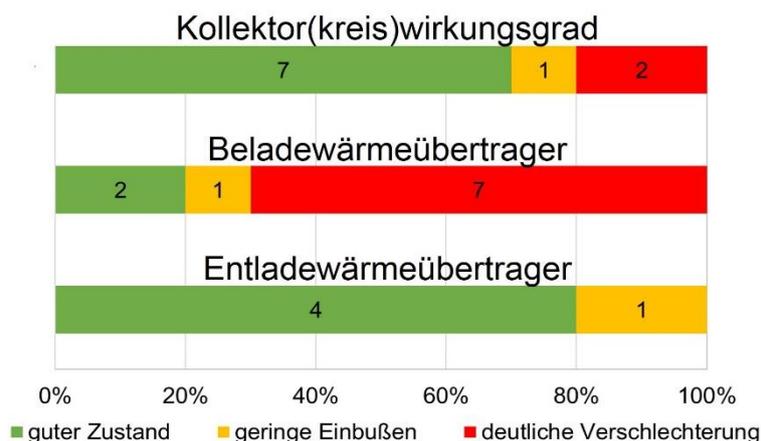


Abbildung 144 Änderungen im Wirkungsgrad respektive in der Leistungsfähigkeit seit Inbetriebnahme

Der Vergleich der Wärmeübertragerleistung bei Inbetriebnahme mit Daten aus 2016 zeigt, dass dem Kollektorkreis eine besondere Aufmerksamkeit bei der Wartung bedarf. Denn in acht von zehn Fällen hat der Beladewärmeübertrager seit Inbetriebnahme hauptsächlich aufgrund von Verschmutzung an Leistungsfähigkeit

eingebüßt, vgl. Abbildung 144. Das ist erkennbar an einem über die Jahre hinweg sinkenden kA-Wert bzw. an einer steigenden logarithmischen Temperaturdifferenz bei gleichen übertragenen Leistungen und Volumenströmen. Ein Beispiel hierfür zeigt Abbildung 145.

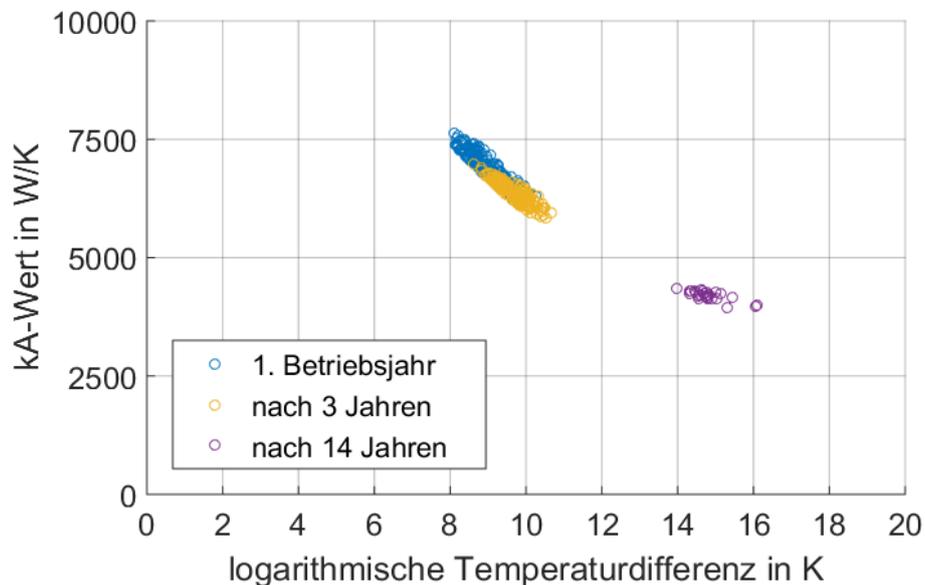


Abbildung 145 kA-Wert über der logarithmischen Temperaturdifferenz am Beladewärmeübertrager von Weimar (bei gleicher Übertragungsleistung und gleichen Volumenströmen gemessen)

Hauptverursacher bei der Verschmutzung eines Beladewärmeübertragers ist oft ein degenerierter Wärmeträger. Bei häufiger und langanhaltender Stagnation degeneriert der Wärmeträger und kann im Extremfall eine teerartige Konsistenz annehmen, welche sich dann in den Kanälen des Wärmeübertragers festsetzen kann. Eine Prüfung der Wärmeträgerqualität bei jeder Wartung ist sinnvoll und eine frühzeitige Erneuerung eines degenerierten Wärmeträgers hilft Folgekosten bzgl. der Reinigung des Wärmeübertragers zu vermeiden.

Um eine bedarfsorientierte Wartung eines Wärmeübertragers durchführen zu können, ist demnach eine entsprechende Mindestmesstechnik und Systemüberwachung notwendig. Im Zuge einer Revision des Kollektorkreises hätte sich in sechs der zehn untersuchten Anlagen ebenso eine Überprüfung der Entlüftergruppen (Entlüfter + Absperrventil im Kollektorkreis), der Rohrisolierung sowie eine Reinigung der Kollektoren empfohlen.

Beim Entladekreis verhielt es sich anders. Hier gab es nur vereinzelt Wartungsbedarf an den Komponenten (Wärmeübertrager, Rohre, Pumpen etc.), dafür aber häufigere Unzulänglichkeiten in der gewählten Regellogeik und an den Reglereinstellungen.

Schlussendlich spiegelt sich der erzielte Solarertrag jeder einzelnen Anlage auch im Wärmepreis wider. Für die vom ST2000-Programm geförderten Solaranlagen zur ausschließlichen Trinkwassererwärmung waren seinerzeit Grenzkosten von 13,0 ct/kWh vorgegeben. Bei den Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Raumheizungsunterstützung im Nachfolgeprogramm Solarthermie2000plus wurden unterschiedliche Dimensionierungsansätze, die zu niedrigeren oder höheren solaren Deckungsanteilen am Gesamtwärmebedarf führen können, zugelassen. Es wurden daher Grenzwertkurven erarbeitet, die sowohl den solaren Deckungsanteil als auch die Systemgröße (Kostendegression mit wachsender Systemgröße) berücksichtigten

[1]. Eine der „Best-Case“-Anlagen unterschreitet als Einzige im Feld den prognostizierten Wärmepreis (Grenzwert nach dem Verfahren in ST2000plus (s.o.) hier 18,0 ct/kWh). Die anderen Anlagen liegen im Mittel um bis zu 40% über den Prognosewert. Diese teils deutlichen Überschreitungen sind oft auf mehrere Gründe zurückzuführen: Häufig lag die erwartete/prognostizierte Auslastung, teils bis zu 200%, über dem tatsächlichen Wert. Hinzu kommt bei vielen Anlagen eine über die Zeit zurückgehende Auslastung, unsachgemäße Umbauten oder länger andauernde Betriebsfehler.

Im Gesamtergebnis zeigt das Projekt, dass Solaranlagen technisch in der Lage sind, 20 Jahre und länger einen konstant hohen Solarertrag zu liefern. Es konnte insbesondere die Zuverlässigkeit, hohe Haltbarkeit und das dauerhafte Leistungsvermögen von Solarkollektoren gezeigt werden. Analog zu den Erfahrungen aus dem ST2000-Programm wurde die eher konventionelle Technik als ein neuralgischer Punkt bestätigt, dem man Aufmerksamkeit widmen sollte. Grundsätzlich bedarf es für einen langfristig guten Betrieb und damit dauerhaft hohen Solarertrag vor allem zwei Dinge: Einen interessierten Betreiber/Techniker und eine Systemüberwachung zur frühzeitigen Fehlererkennung und Ertragskontrolle, oder alternativ eine qualitativ hochwertige, möglichst gezielte Wartung.



Abschließend lassen sich aus dem Projekt folgende Schlüsse ziehen:

63 der ehemals 76 Anlagen aus dem ST2000(plus) Programme sind noch in Betrieb und eine deutliche Mehrheit der befragten Betreiber (71%) bewerten die Solartechnik mit gut bis sehr gut, was für die Zuverlässigkeit und Akzeptanz der Solartechnik und den Erfolg der Förderprogramme steht. Wegen langer Amortisationszeiten und des hohen Wartungsaufwandes würden aber nur 42% diese weiterempfehlen.

Der von manchen Betreibern bemängelte hohe Wartungsaufwand kann nur bedingt nachvollzogen werden. Vielmehr scheint der benötigte Aufwand vom Einzelfall abzuhängen und kann nicht allgemein der Solartechnik angelastet werden, denn 78% der Anlagen werden regelmäßig gewartet, was aber laut Monitoring allein kein Garant für einen guten, ertragreichen Anlagenbetrieb ist. Denn entscheidend sind nicht nur ein guter technischer Zustand, welcher durch die Wartung gewährleistet sein sollte, sondern auch Laständerungen, Umbauten und die Betriebsparameter der Anlage. Änderung/Fehler in letzterem können aber, wie in diesem Projekt gezeigt, nur durch eine ausreichende Überwachung und Interpretation der Messwerte erkannt werden und so frühzeitig einen Minderertrag verhindern. Was an sechs der zehn Anlagen durch das Projekt nachweislich erreicht wurde. So konnten einige ertragsmindernde Betriebsfehler (geöffneter Bypass, Entladung funktionslos, druckloser Kollektorkreis etc.) durch das Monitoring schnell erkannt und frühzeitig abgestellt werden.

Der Überwiegende Teil der untersuchten Anlagen ist in einem technisch guten Zustand, gleichwohl erreichten nur drei der zehn Anlagen annähernd den anfänglich prognostizierten Ertrag bzw. Nutzwärmekosten. Zwei der drei Anlagen erreichten für 2015/16 sogar die Garantiewerte aus dem ersten Betriebsjahr. Die Dritte liegt mit 85% für 2015/16 auch nur knapp unterhalb vom ersten Betriebsjahr (90%). Die am häufigsten aufgetretenen Alterungserscheinungen betreffen den Beladekreis bzw. Kollektorkreis. Insbesondere die konventionelle Technik wie der Wärmeübertrager des Beladekreises sind hier hervorzuheben. Es gibt keine Anlage im Feld an die nicht mindestens eine Handlungsempfehlung für Verbesserung, sei es bezüglich Betriebsparameter oder Technik, besteht.

Insgesamt zeigt das Projekt zwei wesentliche Erkenntnisse: Auch nach 10 bis 20 Jahren Betrieb sind thermische Solaranlagen in einem technisch überwiegend guten Zustand und kommen bei Betreibern gut an. Gleichwohl erreichten nur zwei der zehn Anlagen annähernd den anfänglich prognostizierten Ertrag. Am häufigsten sind hierfür Betriebsausfälle durch Mängel der konventionellen Technik oder ein reduzierter Wärmedarf die Ursache.

#### **2.1.4 Wissenstransfer (AP 3)**

Auf der Solarthermie-2000-Internetseite <http://www.solarthermie2000plus.de/> wurde ein Hinweis auf das laufende ST2000-LangEff-Projekt eingestellt.

Auf den Internetseiten der HSD ist die Kurzbeschreibung und der Fragebogen zum Projekt unter: [http://zies.hs-duesseldorf.de/Forschung\\_und\\_Entwicklung/AG\\_Erneuerbare\\_Energien/Projekte\\_e2/](http://zies.hs-duesseldorf.de/Forschung_und_Entwicklung/AG_Erneuerbare_Energien/Projekte_e2/) abrufbar.

Die Hochschule Düsseldorf positionierte auf dem OTTI-Symposium für thermische Solarenergie 2016 ein Vortrag sowie Poster mit den Ergebnissen aus dem Projekt. Gleichsam wurde auf dem gleichen OTTI-Symposium in 2017 ein Poster vorgestellt.

Darüber hinaus veröffentlichte die Hochschule Düsseldorf in der Fachzeitschrift „Sonne, Wind und Wärme“ (kurz SWW) die Projektergebnisse. In Ausgabe 1/2017 waren es die Ergebnisse aus der Bestandsaufnahme im zweiten Teil in 4/2017 dann die Ergebnisse des Monitorings mit abschließendem Fazit.

Weitere geplante Veröffentlichungen: Eine Nachricht in der „Solarthemen“ unter der Rubrik „Forschung & Technik“ mit einem Hinweis zum Projekt sowie eine Darstellung der Projektergebnisse in der BINE-News.

Darüber hinaus fließen Teile der in diesem Projekt gewonnenen Ergebnisse in die Lehre in Form von Unterrichtsmaterial bei Vorlesungen/Übungen etc. zur Ausbildung von Jungingenieuren an der Hochschule Düsseldorf ein.

## 2.2 Zahlenmäßiger Nachweis der wichtigsten Positionen

Die folgenden Tabellen enthalten jeweils die tatsächlichen Kosten je Position und Jahr sowie die Summen des betrachteten Jahres. Ein jährlicher Vergleich mit der Zuwendung findet nicht statt.

Tabelle 52: Kostenübersicht der Jahre 2014 bis 2016

Pos.	Beschreibung Position	2014	2015	2016
812	Beschäftigte E12-15	28.920 €	95.738 €	85.426 €
817	Beschäftigte E1-11	0 €		8.697 €
822	Beschäftigungsentgelte	2.135 €	8.649 €	19.676 €
<b>824</b>	<b>Summe Personalausgaben</b>	<b>31.055 €</b>	<b>104.388 €</b>	<b>113.797 €</b>
831	Gegenstände bis 410€	0 €	302 €	0 €
835	Vergabe von Aufträgen	0 €	9.684 €	0 €
843	Sonstige allgemeine Verwaltungsausgaben	31 €	1.665 €	393 €
846	Dienstreisen	20 €	2.359 €	2.348 €
<b>847</b>	<b>Summe Sachausgaben</b>	<b>52 €</b>	<b>14.011 €</b>	<b>2.894 €</b>
<b>850</b>	<b>Gegenstände über 410€</b>	<b>0 €</b>	<b>570 €</b>	<b>1.146 €</b>
	<b>Gesamt</b>	<b>31.107 €</b>	<b>118.968 €</b>	<b>117.686 €</b>

### 2014:

Die für die FHD (HSD erst ab 1.5.2015) verausgabten Haushaltsmittel des Jahres 2014 lagen bei 31.107,17 €.

### 2015:

Die für die HSD verausgabten Haushaltsmittel des Jahres 2015 lagen bei 118.967,96 €.

## 2016:

Die für die HSD verausgabten Haushaltsmittel des Jahres 2016 lagen bei 117.685,81 €.

Im Jahr 2016 wurden innerhalb der Personalmittel Mittel von 36.000 € zugunsten der Position 812 und zulasten der Position 817 umgewidmet. Grund hierfür war, dass das vorhandene und bereits eingearbeitete Personal hauptsächlich in Entgeltgruppe E13 eingruppiert war, im Gegensatz zur Planung, die die Finanzierung von wissenschaftlichen Mitarbeitern in größerem Maße als geschehen über die Entgeltgruppe E11 vorsah. Aus diesem Grund gab es höhere Ausgaben in der Position 812 und es wurden Mittel in Position 817 frei.

Die folgende Tabelle enthält die Summe aller Positionen über die gesamte Projektlaufzeit, sowie die absoluten und relativen Differenzen zu den beantragten Zuwendungen.

Tabelle 53: Gesamtkostenübersicht über Projektzeitraum

Pos.	Beschreibung Position	Gesamtausgaben lt. Bescheid	tatsächliche Gesamtausgaben	Differenz	Relative Differenz
812	Beschäftigte E12-15	176.549 €	210.084 €	33.536 €	19%
817	Beschäftigte E1-11	8.077 €	8.697 €	620 €	8%
822	Beschäftigungsentgelte	27.320 €	30.460 €	3.141 €	11%
<b>824</b>	<b>Summe Personalausgaben</b>	<b>211.945 €</b>	<b>249.240 €</b>	<b>37.295 €</b>	<b>18%</b>
831	Gegenstände bis 410€	500 €	302 €	-198 €	-40%
835	Vergabe von Aufträgen	14.684 €	9.684 €	-5.000 €	-34%
843	Sonstige allgemeine Verwaltungsausgaben	5.540 €	2.090 €	-3.450 €	-62%
846	Dienstreisen	14.120 €	4.728 €	-9.392 €	-67%
<b>847</b>	<b>Summe Sachausgaben</b>	<b>29.844 €</b>	<b>16.957 €</b>	<b>-12.888 €</b>	<b>-43%</b>
<b>850</b>	<b>Gegenstände über 410€</b>	<b>25.302 €</b>	<b>1.716 €</b>	<b>-23.586 €</b>	<b>-93%</b>
	<b>Gesamt</b>	<b>272.091 €</b>	<b>267.761 €</b>	<b>-4.330 €</b>	<b>-2%</b>

Von der bewilligten Zuwendung in Höhe von 272.091 € wurden 267.091 € ausgezahlt. Die gesperrten Gelder in Höhe von 5.000 € aus Position 835 wurden nicht abgerufen. Eine Entsperrung wurde nicht beantragt, da die Vergabe eines Auftrags zur Instandsetzung eines Internetauftritts zur Veröffentlichung der Projektergebnisse nicht benötigt wurde.

Nach Abschluss des Projektes stehen Ausgaben von 267.761 € Einnahmen von 267.091 € gegenüber. Der Kassenbestand am 31.12.2016 liegt demnach bei -669,94 €.

Die Gesamtkosten der einzelnen Positionen unterschreiten teilweise deutlich die beantragten Kosten (s. Pos. 843, 846 und 850), dies wird durch Überschreitungen anderer Positionen ausgeglichen. Keine Position ist um mehr als 20 % überschritten.

### 2.3 *Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit*

Der geleistete Arbeitsumfang entspricht im Wesentlichen dem vorausgeplanten Umfang. Der Arbeitsumfang war notwendig, um die Ziele des Projektes zu erreichen. Die letzte Phase (Phase 4: Langzeituntersuchung) und Veröffentlichungen des ST2000 Teilprogramm 2 und ST2000plus-Programms lag zwar nur ca. 3 Jahre

zurück, jedoch hatte zu diesem Zeitpunkt noch keine Anlage die prognostizierte Lebensdauer erreicht. Als die ersten Anlagen 20 Jahre Betriebszeit erreichten war der richtige Zeitpunkt gekommen, um ein Fazit unter das ST2000(plus)-Programm zu ziehen.

Bislang standen im ST2000-Programm die technischen Aspekte im Vordergrund. Nach 15 bis 20 Jahren Betrieb wurde es Zeit auch die Anlagenbetreiber zu Wort kommen zu lassen. Außerdem war der aktuelle technische Stand zur Auswahl der für das Monitoring in Frage kommenden Anlagen notwendig. Dafür musste ein Fragebogen zur Ermittlung der Zufriedenheit bzw. Akzeptanz, sowie technische Fragen zur Vorbereitung des Monitorings erstellt, verschickt und die Antworten ausgewertet werden. Wegen der zunächst geringen Rücklaufquote musste ein Kurzfragebogen entwickelt und mit einem Motivationsschreiben erneut versendet werden. Anlagen zu denen kein Fragebogen zurückkam, mussten, sofern die Verantwortlichen bekannt waren, telefonisch abgefragt werden. Mit diesem Ergebnis ist nun der Betriebszustand von allen 76 Anlagen bekannt und von über der Hälfte auch der technische Zustand und die Zufriedenheit des Betreibers mit seiner Anlage. Diese Erkenntnisse waren notwendig um eine für AP2 notwendige Auswahl an Anlagen zu treffen.

Da im Fragebogen nicht alle für das Monitoring wichtigen Informationen enthalten sein konnten, mussten an den für das Monitoring in Frage kommenden Anlagen Vor-Orttermine stattfinden. So konnte einerseits ein genaues Bild des aktuellen Zustandes der Anlage und der notwendigen Messtechnik erfasst und in direkten Kontakt mit dem Betreiber für weitere Informationen getreten werden. Die gewonnenen Informationen waren für die Beurteilung der Anlagen und für die Auswertung der Messdaten unerlässlich. Zunächst unerklärliche Betriebscharakteristiken konnten so schnell geklärt und Handlungsempfehlungen zur Optimierung bereits vor dem Monitoring ausgesprochen bzw. angestoßen werden. Diese Vorarbeiten waren notwendig um den Weg für ein zuverlässiges und aussagekräftiges Monitoring zu ebnen.

Da sich während des Monitorings an einigen Anlagen unerwartet lange Betriebsausfälle ereigneten, musste die Projektlaufzeit (kostenneutral) um 5 Monate verlängert werden. Glücklicherweise blieben weitere Ausfälle aus, so dass nun für alle Anlagen ein vollständiges Messjahr vorliegt. Für diese große Anzahl an hochauflösenden Messwerten, teils Fünf-Minuten-Werte, musste zunächst ein Software-Tool zur Konvertierung der Daten in ein auswertbares Format (Tages-, Wochen- und Jahreswerte) entwickelt werden. Anschließend erfolgte die Auswertung jeder Anlage händisch und unter Zuhilfenahme von weiteren Tools. So zum Beispiel die Erstellung der Simulationsmodelle und Simulation für die Garantieberechnung von drei Anlagen unter T\*SOL oder die Berechnung des Kollektorwirkungsgrades und der verbliebenen Wärmeübertragerleistung mittels MATLAB.

## **2.4 Nutzung und Verwertung der Projektergebnisse**

Die Umfrage gibt einen einmaligen Überblick über den aktuellen Stand der solarthermischen Großanlagen aus dem ST2000- und ST2000plus-Programm und half die Zufriedenheit bzw. Akzeptanz der Nutzer zur Solarthermie zu ermitteln. Die Wartungspraxis und –kosten konnten ebenso für thermische Großanlagen an einer

Vielzahl von Anlagen eruiert werden und versetzen Planer in die Lage anfallende Betriebskosten für Neuanlagen besser zu prognostizieren.

Gleichwohl lieferte die Umfrage und das Monitoring Hinweise auf technische Defekte der einzelnen Anlagen und verhalf so zu einer Identifikation von häufig auftretenden Schwachstellen an thermischen Solaranlagen, wichtige Informationen für Industrie und Forschung. Wartungsfirmen profitieren ebenfalls von den Ergebnissen des Monitorings, so sollte die Wartung in jedem Fall auch den Beladewärmeübertrager und eine Prüfung des Wärmeträgers umfassen.

Die Kollektoren zeigten hingegen auch nach 20 Jahren keine signifikanten Alterungserscheinungen, was besonders für Kollektorhersteller ein sehr interessanter Aspekt ist. Eine ebenfalls wichtige Information ist, dass die Schwachstellen vorwiegend in der konventionellen Technik vorzufinden sind. Hier ist der Markt gefragt geeignete, für die hohe Belastung im Kollektorkreis ausgelegte, Produkte zu entwickeln. Das Monitoring konnte die besonders fehleranfälligen Elemente identifizieren.

Als einen weiteren wichtigen Aspekt für einen ertragsstarken Betrieb ist die intensive Systemüberwachung zu nennen. Diese komme nur in wenigen Fällen zum Einsatz, oftmals werden Fehler laut Umfrage nur per Zufall entdeckt. Diese Erkenntnis kann als Signal an den Markt verstanden werden, einfache aber wirkungsvolle Systemüberwachungen insbesondere für die Solarthermie zu entwickeln.

Insgesamt betrachtet, zeichnen die Ergebnisse der Umfrage und des Monitorings ein optimistisches Bild für die Solarthermie, vor allem der mit den Mitteln der ST2000- und ST2000plus-Programme geförderten Anlagen. Das Projekt belegt den Nutzen der Solarthermie auch über die Lebenserwartung hinaus und ist als Erfolg für die Förderprogramme zu werten. Dies könnte als Bestärkung und Ansporn für Bund und Länder dienen die Förderung von Solarthermie weiterzuführen und zu verbessern. So wäre eine Empfehlung an die Förderpolitik, im Gegensatz zur gegenwärtigen reinen Vergabe von Investitionszuschüssen, finanzielle Anreize oder auch rechtliche Verpflichtungen zu schaffen, damit Eigentümer ihre Solaranlage auch langfristig effektiv und energetisch sinnvoll betreiben. Denn die derzeitige „ertragsabhängige“ Förderung im MAP beinhaltet nur theoretische Erträge auf Basis von Kollektorkennwerten über die Lebensdauer. Dass die Prognose in vielen Fällen nicht stimmt, beweist dieses Projekt.

Das Projekt hat die vorhandenen F&E-Kompetenzen der HSD ausgebaut.

Die Arbeitsgruppe der HSD erwarb spezifisches Fachwissen, welches in weiterführenden Projekten einsetzbar ist und sich unmittelbar in Lehre und Ausbildung von Jungingenieuren umsetzen lässt.

## **2.5 *Entwicklungen Dritter während der Projektlaufzeit***

Keine.

## 2.6 Veröffentlichungen der Projektergebnisse

Die Projektergebnisse sollten ursprünglich auf bekannten Internetseiten (z.B. [www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de), [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de), [www.solarwaerme-info.de](http://www.solarwaerme-info.de)) eingepflegt werden. Für das Einstellen und Aufbereiten der Informationen sollte ein entsprechender Unterauftrag an den Seitenbetreiber vergeben werden.

Die Seiten [www.solarthermie2000.de](http://www.solarthermie2000.de) und [www.solarthermie2000plus.de](http://www.solarthermie2000plus.de) werden seit längerer Zeit nicht mehr von der TU Chemnitz gepflegt, da keine Kapazität dafür zur Verfügung steht. Mittlerweile sind dort auch keine Projektberichte mehr zugänglich. D.h. die Anlagenberichte des Teilprogramms 2 unter [www.solarthermie2000.de/projekt2/projekt2.htm](http://www.solarthermie2000.de/projekt2/projekt2.htm) sind dort nicht mehr verfügbar. Eine Revitalisierung der Internetseite mit neuen Inhalten ist z.Zt. unter den gegebenen Umständen nicht möglich.

Eine Bereitstellung der Ergebnisse auf der Seite [www.solarwaerme-info.de](http://www.solarwaerme-info.de) muss geprüft werden, denn die Seite hat sich inzwischen komplett verändert, mit vollkommen neuem Layout. Die ZfS-Planungshinweise findet man z.B. erst auf unteren Seitenebenen. Auch die früheren Verlinkungen zu ZfS-Berichten sind verschwunden. Es gibt auf der Seite keinen direkt erkennbaren Zusammenhang zum ST2000-Programm.

Weiter wurden die Ergebnisse auf dem OTTI-Symposium Thermische Solarenergie in 2016 und 2017 sowie in der Fachzeitschrift Sonne – Wind – Wärme veröffentlicht. Neben dem Transfer der Projektergebnisse in die interessierte Fachöffentlichkeit hinaus ist umgekehrt noch vorhandenes Wissen von ehemals an den ST2000(plus)-Projekten beteiligten Akteuren in das Projekt eingeflossen, insbesondere von:

- Herrn Müller, TU Ilmenau
- Herrn Freitag, STZ Energie und Umwelttechnik, früher: TU Chemnitz
- Herrn Huber, HS-Offenbach
- Herrn Kranz, Ingenieurbüro D.E.U.T

## 3 Literaturverzeichnis

- [1] R. Croy, M. Mies, U. Rehrmann und H. Wirth, „Abschlussber. zum Projekt 032 9601 Qgefördert mit Mitteln des BMU, Teil 4: Organisationsstruktur und Ergebnisstatistik,“ Februar 2011.
- [2] F. Peuser, R. Croy, J. Schumacher und R. Weiß, „Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen, Abschlussbericht zum Teilprogramm 1 von Solarthermie-2000,“ 1997.
- [3] R. Croy, M. Mies, U. Rehrmann und H. P. Wirth, „Abschlussbericht zum Projekt 032 9601 Q, gefördert mit Mitteln des BMU, Teil 1: Stand der Technik und Langzeitverhalten von Solaranlagen,“ Hilden, März 2011.
- [4] J. Bühl und M. Müller, „Wissenschaftliche Programmbegleitung und Messprogramm : Solarthermie-2000/2000plus für Solaranlagen im Freistaat Thüringen (Projektphase 4),“ Ilmenau, 2012.
- [5] E. Bollin, K. Huber und E. Scheck, „Ergebnisse des Langzeitmonitorings an solarthermischen Großanlagen durch die Hochschule Offenburg in Südwestdeutschland,“ Offenburg, 2014.
- [6] U. Schirmer und M. Wutzler, „Förderprogramm Solarthermie2000plus: Anwendungsorientierte Grundlagenuntersuchung zur Monitoring-Messtechnik

- und wissenschaftliche Begleitung von Pilot- und Demonstrationsanlagen, ISBN 978-3-9812586-1-5,“ Chemnitz, 2013.
- [7] J. Bühl und M. Müller, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Zwischenbericht der Meßperiode 1998/99, Senioren- und Pflegeheim 'Käthe Kollwitz', Jena-Lobeda, FKZ 0329602C,“ Ilmenau, 2004.
- [8] R. Croy und H. Wirth, „Förderprogramm "Solarthermie2000plus", 4. Zwischenbericht für das Projekt Solaranlage im Wohngebiet ehemaliger Schlachthof in Speyer, FKZ: 0329604B,“ Hilden, 2003.
- [9] J. Bühl und M. Müller, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Zwischenbericht der 3. Meßperiode 2000, Krankenhaus Neuhaus am Rennweg, FKZ: 0329602G,“ Ilmenau, 2004.
- [10] U. Schirmer, T. Freitag und U. Niersmann, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Abschlussbericht für das Projekt Solarunterstützte Brauchwassererwärmung im Kreiskrankenhaus in Kirchberg, FKZ: 0329603H,“ Chemnitz, 2003.
- [11] E. Bollin, S. Himmelsbach und U. Klingenberger, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Schlussbericht Solaranlage Kreiskrankenhaus Mindelheim, FKZ: 0329652G,“ Offenburg, 2003.
- [12] R. Croy und H. Wirth, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Abschlussbericht für das Projekt Solaranlage im Mehrfamilienhaus Baumgartner-/Ganghoferstraße in München, FKZ 0329652A,“ Hilden, 2003.
- [13] R. Croy und H. Wirth, „Kurzbericht zum Langzeitverhalten Solaranlage im Mehrfamilienhaus Baumgartner-/Ganghoferstraße in München,“ Hilden, 2008.
- [14] Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), „Arbeitsblatt W 551,“ 2004.
- [15] F. Peuser, R. Croy, M. Mies, U. Rehrmann und H. Wirth, „Solarthermie-2000. Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3), Teil I und II Abschlussbericht Juni 2009 (Projektlaufzeit: 1.11.2000 bis 31.12.2006)“.
- [16] U. Schirmer, T. Freitag und U. Niersmann, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Abschlussbericht für das Projekt Solarunterstützte Brauchwassererwärmung in Pirna, FKZ: 0329603U,“ Chemnitz, 2005.
- [17] VDI 6002 Blatt 2, „Solare Trinkwassererwärmung Anwendungen in Studentenwohnheimen, Seniorenheimen, Krankenhäusern, Hallenbädern und auf Campingplätzen,“ Beuth-Verlag, 2009.
- [18] J. Bühl und M. Müller, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Zwischenbericht der 3. Meßperiode 1999, Senioren- und Pflegeheim Pößneck, FKZ: 0329602J,“ TU Ilmenau, Ilmenau, 2004.
- [19] J. Bühl und M. Müller, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Zwischenbericht der 3. Meßperiode Kreiskrankenhaus Sonneberg, FKZ: 0329603E,“ TU Ilmenau, Ilmenau, 2006.
- [20] M. Guigas, Nahwärmeversorgung Baugebiet Am Schlachthof in Speyer mit Solaranlagen und Mehrtagespeicher, Bad Staffelstein: OTTI, 2007.
- [21] R. W. H. Croy, „). Förderprogramm "Solarthermie 2000plus", 4. Zwischenbericht für das Projekt Solaranlage im Wohngebiet ehemaliger Schlachthof in Speyer, Förderkennzeichen 0329604B,“ ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH, Hilden, 2003.

- [22] U. Friedrich, „Solare Nahwärme Neubausiedlung Speyer,“ *BINE Projekt Info* 11/06, 2006.
- [23] J. Bühl und M. Müller, „Förderprogramm "Solarthermie2000" Teilprogramm 2, Zwischenbericht der 3. Meßperiode, Wohngebäude Warschauer Straße, Weimar, FKZ: 0329603W,“ Ilmenau, 2006.
- [24] VDI-Richtlinie 2169, „Funktionskontrolle und Ertragsbewertung an solarthermischen Anlagen,“ Beuth-Verlag, 2012.
- [25] C. Keilholz, „17 Jahre Sachverständiger (Alb)Traum Solarthermie?,“ in 27. *Symposium Thermische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017.
- [26] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V., „Informationsblatt Nr. 44: Thermische Solaranlagen – Dokumentation von Übergabe und Inspektion,“ 2011.