

Solarthermie-2000, Teilprogramm 2

Wissenschaftlich-technische Begleitung von solarthermischen Demonstrationsanlagen in den südwestlichen Bundesländern

BERICHT



Solaranlage Hegau Klinikum Singen

Förderkennzeichen: 032 9652 H

Berichtszeitraum: 10.11.1999 – 17.04.2004

Hochschule Offenburg

Prof. Elmar Bollin

Dipl.-Ing. (FH) Sascha Himmelsbach

Dipl.-Ing. (FH) Uta-Maria Klingenberger, M.Sc.

Offenburg, September 2004

INHALTSVERZEICHNIS

- 1 Einleitung**
 - 1.1 Solarthermie-2000, Teilprogramm 2
 - 1.2 Förder- und Auswahlkriterien
- 2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems**
- 3 Objektbeschreibung**
 - 3.1 Allgemeine Beschreibung des Objektes
 - 3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage
 - 3.3 Ablauf der Ausschreibung
- 4 Beschreibung der technischen Systeme**
 - 4.1 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems
 - 4.2 Regelung
- 5 Messtechnik**
 - 5.1 Messstellen im Solarsystem
 - 5.2 Definition der Kennzahlen des Solarsystems
- 6 Betriebserfahrungen und Messergebnisse**
 - 6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung
 - 6.2 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen
 - 6.2.1 *Warmwasserverbrauch und Auslastung*
 - 6.2.2 *Energien und Nutzungsgrade*
- 7 Systemkosten und garantierter Energieertrag**
 - 7.1 Systemkosten und NutzwärmeKosten
 - 7.2 Garantierter Energieertrag
- 8 Projektbeteiligte**
- 9 Internet**
- 10 Literatur**

1 Einleitung

1.1 Solarthermie-2000, Teilprogramm 2

Im Rahmen des Förderkonzeptes Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 sollen in ganz Deutschland 100 solarthermische Großanlagen zur Trinkwassererwärmung errichtet werden. Durch die Förderung dieser Demonstrations- und Forschungsanlagen soll eine umfassende Erprobung und Optimierung von Systemen zur aktiven thermischen Solarenergienutzung bei unterschiedlichen Anwendungsfällen erfolgen. Mit diesem Teilprogramm sollen die technischen Voraussetzungen für einen künftigen wirksamen Beitrag der Solarthermie zur Energieversorgung geschaffen und gleichzeitig durch Systemstandardisierung die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit dieser Anlagen verbessert werden. Ausreichende Erfahrungen mit den unterschiedlichsten Systemkombinationen können nur dann gesammelt werden, wenn eine repräsentative Anzahl der diversen Anlagenvarianten errichtet, über einen längeren Zeitraum betrieben und gleichzeitig intensiv beobachtet und analysiert werden kann.

In Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 soll anhand von Beispiellösungen für größere solarthermische Anlagen mit einer Mindestkollektorfläche von 100 m² an unterschiedlich genutzten Gebäuden nachgewiesen werden, dass im Bereich der thermischen Solarenergienutzung technisch gute Lösungen zur Verfügung gestellt werden können. Diese Systemlösungen sollen weiter verbessert und angepasst werden. Zugleich soll erreicht werden, dass die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit gesteigert wird, indem durch Reduzierung der spezifischen Systemkosten und Erhöhung des spezifischen Nutzenergieertrages die solaren Nutzwärmekosten gesenkt werden.

Dazu wird im Programm gefordert, dass die Kosten der solaren Nutzwärme einen oberen Grenzwert von 0,13 €/kWh nicht überschreiten. Dieser Grenzwert basiert auf einer angenommenen Lebensdauer der Solaranlage von 20 Jahren und einem Zinssatz von 6%. Erklärtes Ziel des Programmes ist es, diesen Grenzwert zu unterbieten, um die Konkurrenzfähigkeit der Solarenergienutzung gegenüber konventionellen Energieträgern weiter zu verbessern.

Das Programm hat darüber hinaus folgende Ziele:

- Stärkung der Vorbild- und Multiplikatorwirkung des öffentlichen Bereiches für den Einsatz neuer, umweltfreundlicher Energietechniken
- Erweiterung des Erkenntnisstandes durch Einbindung in die Technologieverbreitung bei
 - den beteiligten Bundes-, Landes- und kommunalen Behörden sowie deren Einrichtungen
 - den lokalen Energieversorgungsunternehmen
 - den regionalen Handwerkskammern
 - dem produzierenden Gewerbe (Kollektor-, Speicherhersteller, etc.)

- den Installationsfirmen (Sanitär, Heizung, etc.)
 - den planenden Architekten und Fachingenieuren
 - den Hochschulen und sonstigen wissenschaftlichen Einrichtungen
- Erarbeitung von Beispiellösungen zum Aufbau von Solarsystemen für die diversen Einsatzfälle und zu ihrer Integration in die konventionelle Energieversorgungstechnik
 - Intensive Informationsvermittlung über die Möglichkeiten der Solartechnik an die breite Öffentlichkeit

Ein wissenschaftliches Begleitprogramm soll durch kontinuierliche Messwerterfassung und –auswertung sowie Systemanalyse insbesondere Aussagen zum Energieertrag, zum Langzeitverhalten, zur Betriebssicherheit, zum Wartungsaufwand und damit zur Wirtschaftlichkeit der Solaranlage liefern.

Durch zweckmäßige Optimierungsmaßnahmen an den einzelnen Systemen sollen die günstigsten System- und Anbindungsvarianten ermittelt werden.

1.2 Förder- und Auswahlkriterien

1. Gefördert werden solarthermische Demonstrationsanlagen für bestehende oder neu zu errichtende Gebäude des Bundes und der Länder einschließlich ihrer nachgeordneten Einrichtungen, der Kommunen einschließlich kommunaler Betreibergesellschaften und kommunaler Wohnungsgesellschaften sowie Wohnungsbaugenossenschaften und anderer Körperschaften, Anstalten und Stiftungen des öffentlichen Rechts sowie Körperschaften privaten Rechts, die gemeinnützigen Zwecken dienen und deren Gebäude überwiegend mit öffentlichen Mitteln finanziert werden.
2. Antragsberechtigt sind die Eigentümer der Liegenschaften gemäß 1 sowie in besonderen Fällen lokale Energieversorger dieser Gebäude (Wärmelieferungsmodelle).
3. Die Bausubstanz, die konventionelle Energieversorgungstechnik sowie der Wärme- bzw. Warmwasserbedarf müssen gute Voraussetzungen für die Nutzung der Solartechnik bieten.
4. Bei bestehenden Gebäuden wird davon ausgegangen, dass eine evtl. notwendige energie- bzw. haustechnische Anlagensanierung als Eigenleistung durch den Antragsteller vorlaufend oder zeitgleich erbracht wird.
5. Der Wärmebedarf muss die Errichtung einer Solaranlage mit einer Größe von mindestens 100 m² Kollektorfläche rechtfertigen; in der Regel muss dazu der tägliche Warmwasserverbrauch ganzjährig bei ca. 7 m³/d oder mehr liegen. Eine geeignete Fläche für die Aufstellung der Kollektoren muss vorhanden sein.

6. Maßgebend für die Projektauswahl sind die zu erwartenden Nutzwärmekosten der mit der Anlage bereitgestellten Wärme. Sie sollen 0,13 €/kWh nicht überschreiten. Die Ermittlung der Nutzwärmekosten erfolgt nach einem einheitlichen und vorgegebenen Verfahren; die Einzelheiten zum Berechnungsverfahren sind in einem Erläuterungsblatt für Antragsteller, das über das Forschungszentrum Jülich GmbH (BEO) erhältlich ist, näher aufgeführt.
7. Zur Sicherung eines breiten Demonstrationseffektes wird außerdem die Vielfalt unterschiedlicher Standorte, Anlagengrößen, technischer Systemlösungen, Hersteller, Gebäudearten und Betreiber berücksichtigt. Die wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen müssen jedoch in jedem Fall erfüllt sein.
8. Die geförderten Anlagen müssen eine hohe Demonstrationswirkung für die Öffentlichkeit haben und als Anschauungs- und Lernobjekte geeignet sein.
9. Der Betreiber muss sich zur Teilnahme an dem begleitenden Mess- und Auswertungsprogramm über einen Zeitraum von ca. 3 Jahren in Zusammenarbeit mit dafür ausgewählten wissenschaftlichen Einrichtungen bereit erklären.

2 Technisches Datenblatt der Hauptkomponenten des Solarsystems

Kollektoren

Kollektorhersteller, Typ	Wagner & Co, Solar Roof
Bauartzulassung	06-328-022
Absorbermaterial	Kupfer
Wärmedämmung, Dicke	70 mm
Material Kollektorkasten	Aluminium
Zul. Betriebsüberdruck	10 bar
Stillstandstemperatur	202 °C
Konversionsfaktor η_0	0,805
linearer Wärmeverlustkoeffizient	4,138 W/(m ² ·K)
quadratischer Wärmeverlustkoeffizient	0,009 W/(m ² ·K ²)
Winkelkorrekturfaktor	0,92
Wärmeträgerinhalt pro Kollektor	6 l / Modul
Wärmeträgerinhalt ges. Koll.-feld	180 l
Prüfinstitut und Test Nr.	ITW 96 Col 53
Höhe Koll.-oberkante über SV	9 m
Ausrichtung (Azimut) (Süd = 0°, Ost = -90°, West = +90°)	-52 °
Neigung	30 °
Anzahl Kollektormodule	20; 4 parallele Teilfelder mit jeweils 5 Modulen in Reihe
aktive Kollektorfläche (Absorberfläche)	263,6 m ² ; 20 x 13,18 m ²
Volumenstrom durch Kollektorfeld	3.000 l/h = 11,4 l/(hm ²)

Rohrleitung vom Gesamt-Kollektorfeld zum Wärmetauscher

	Außenbereich	Innenbereich
Rohrmaterial	-	Stahl, geschweißt
Material der Wärmedämmung	-	Mineralwolle, verzinkter Blechmantel
Dicke der Wärmedämmung	30 mm	
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,04 W/(m·K)	
Stat. Überdruck am Kollektorfeld	ca. 3,1 bar	
Stat. Überdruck am Wärmetauscher	ca. 4,0 bar	
Einfache Länge	-	10 m
Außendurchmesser d_a	-	35 mm
Innendurchmesser d_i	-	32 mm

Wärmeträger im Kollektorkreis

Hersteller	Dowcal (Wagner & Co)
Markenname	DC 20
Volumenverhältnis Wärmeträger/Wasser	37 %
Frostsicherheit	- 19,5 °C
Basisstoff	Propylenglykol

Wärmetauscher Kollektorkreis/Speicherladekreis

Hersteller	Cetetherm
Typ	Ceteplate CT-GP/116
Verbindungsart	geschraubt
Volumen	34,2 l
Leistung	200 kW
Material	AISI 316

Pufferspeicher

Hersteller	Fröling
Baujahr	1968
Anzahl	3
Volumen je Speicher	5.000 Liter
Material Behälterwand	Stahl
Material Wärmedämmung	Steinwolle
Dicke der Wärmedämmung	60 mm
Wärmeleitfähigkeit λ der Wärmedämmung	0,045 W/(mK)
Material Ummantelung	verzinktes Blech

Wärmetauscher Speicherentladekreis/Trinkwasser

Hersteller	Cetetherm
Typ	CT 110-MP 51
Volumen	14,7 Liter
Leistung	200 kW
Material	AISI 316

Regelung Solaranlage

	Hersteller	Typ
Pufferspeicher-Beladung und Entladung	Honeywell	DDC

3 Objektbeschreibung

3.1 Allgemeine Beschreibung des Objektes

Das Hegau-Klinikum Singen als GmbH befindet sich zu 100 % im Eigentum der Stadt Singen. Es verfügt zur Zeit über 534 Betten. Das Klinikgebäude besteht aus einem Altbau (1928) mit Erweiterung (1957), dem Ostbau (1994) und dem Westbau (saniert und seit Mai 1997 in Betrieb). Das Hauptgebäude wird seit 1998 saniert. Der Abschluss der Bauarbeiten ist für 2010 anvisiert.

Bild 1 zeigt das 263,6 m² große Kollektorfeld der Solaranlage Hegau-Klinikum GmbH Singen, das als „Solar Roof“ in das Dach des sanierten Technikgebäudes integriert ist. Die „Solar Roof“-Kollektoren sind auf Stahlträgern aufgelegt und ersetzen einen Großteil der herkömmlichen Dacheindeckung. Die Kollektoren haben eine Neigung von 30° und weichen aus der Südrichtung um 52° nach Osten ab.



Bild 1 Ansicht der Heizzentrale des Hegau-Klinikums Singen mit in das Dach integriertem Kollektorfeld

Hauptgründe für die Auswahl des Klinikums für das Programm Solarthermie-2000 waren ein hoher Warmwasserverbrauch, die günstigen Montagebedingungen eines „Solar Roof“ und die Verwendbarkeit der vorhandenen Warmwasserspeicher als Solar-Pufferspeicher, so dass Wärmegestehungskosten von unter 0,13 €/kWh zu erwarten waren. Durch die Sanierung der Heizzentrale und der bestehenden Technik stand für die Solaranlage mit allen ihren Komponenten ausreichend Platz zur Verfügung. Auch das vorhandene BHKW sprach nicht gegen den Bau einer Solaranlage, da die relativ geringe Abwärme des BHKW im Sommer nur ca. 1/3 des Heizwärmebedarfs abdeckt und somit für die Trinkwassererwärmung kein Wärmeüberschuss anfällt.

3.2 Auslegungswerte für die Solaranlage

Die wichtigsten Kenngrößen für die Auslegung von Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung sind der tatsächliche Warmwasserverbrauch und das Verbrauchsprofil, d.h. die zeitliche Verteilung der Warmwasserentnahme. Diese sind oftmals nicht bekannt. Deshalb ist es in vielen Fällen unumgänglich, den tatsächlichen Verbrauch zu messen und daraus ein Zapfprofil zu erstellen. Dieses Zapfprofil ist Grundlage für die Anlagensimulation mit einem Computersimulationsprogramm.

Im Hegau-Klinikum Singen wurde vom 01.07.1997 bis 30.07.1997 der tatsächliche Warmwasserverbrauch gemessen und aufgezeichnet. Zusätzlich wurden die Kalt- und Warmwassertemperatur erfasst, um die Umrechnung der Verbrauchswerte auf eine Warmwassertemperatur von 60°C zu ermöglichen. Der unterschiedliche Verbrauch über das Jahr wurde anhand der typischen Jahresverläufe für Krankenhäuser ergänzt.

Der tägliche Warmwasserverbrauch lag an Werktagen bei durchschnittlich ca. 20.000 Liter, d.h. ca. 50 Liter pro Person. Am Wochenende reduzierte sich der Verbrauch um etwa 10 % auf 18.000 Liter/Tag. Als Standard-Warmwasserverbrauch für die Dimensionierung der Solaranlage wurden 20.000 Liter/Tag vorgegeben, woraus sich bei einer empfohlenen Auslastung von 76 Litern zu erwärmendem Wasser pro Tag und pro 1 m² Kollektorfläche eine Standard-Kollektorfläche (aktive Fläche) von insgesamt 260 m² ergab. Installiert wurden 263,6 m².

Das Standard-Solarspeichervolumen lag bei 15.000 Litern. Hier konnten die drei vorhandenen Warmwasserspeicher (jeweils 5.000 Liter Inhalt) verwendet werden, da diese Speicher durch vier neue Trinkwasserspeicher (jeweils 1.000 Litern Inhalt) ersetzt werden sollten und deren Zustand nach einer Inspektion für einwandfrei befunden wurde.

Bild 2, Bild 3 und Tabelle 1 zeigen die auf Basis des gemessenen Verbrauchs angenommenen Tages- und Jahresverbrauchsprofile, die Grundlage der Anlagensimulation mit dem Computersimulationsprogramm T°Sol waren.

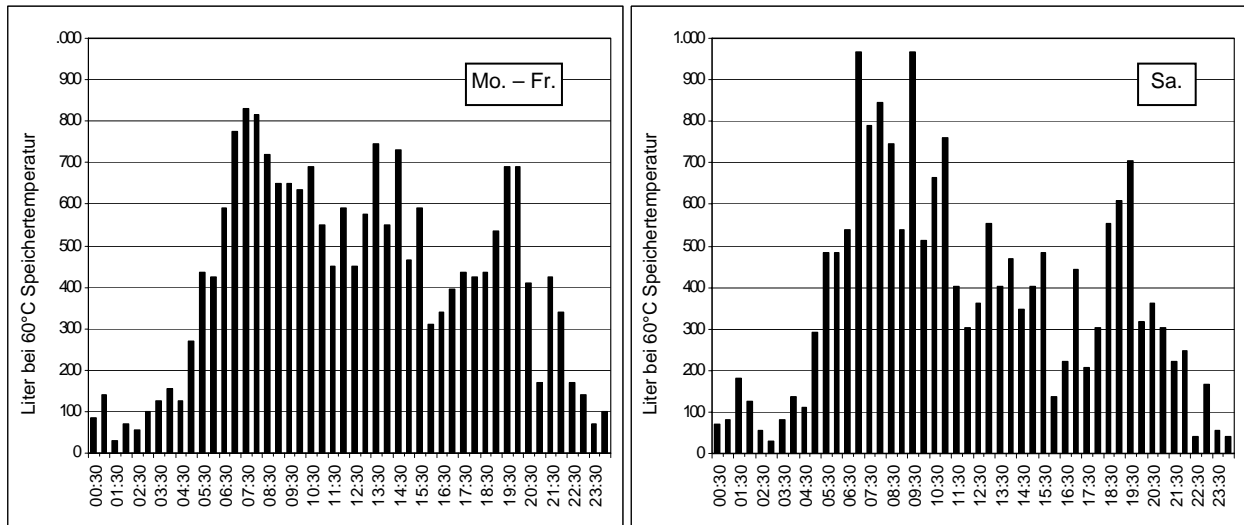


Bild 2 Halbstundensummen (Tagesprofil) des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs an Werktagen Mo. – Fr. (links) und Samstagen (rechts) für das Hegau-Klinikum Singen

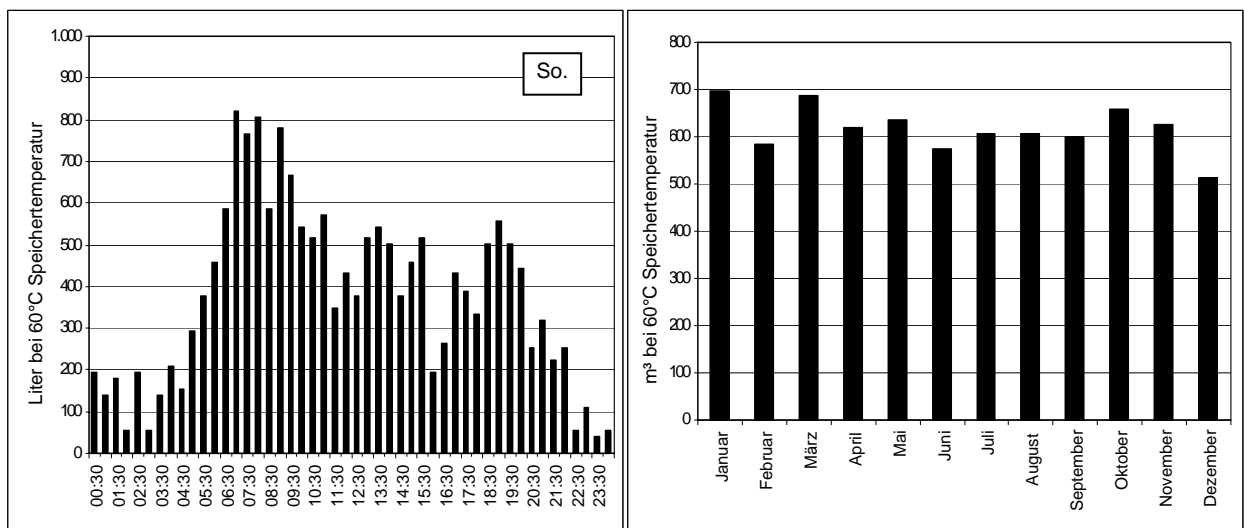


Bild 3 Halbstundensummen (Tagesprofil) an Sonn- und Feiertagen (links) und Monatssummen (Jahresprofil) (rechts) des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs für das Hegau-Klinikum Singen

Tabelle 1 Gemessenes Tages- und Jahresprofil des Auslegungs-Warmwasserverbrauchs im Hegau-Klinikum Singen

Uhrzeit	Auslegungs-Werntag		Auslegungs-Samstag		Auslegungs-Sonntag	
	Liter	%	Liter	%	Liter	%
00:00						
00:30	85	0,42	69	0,35	195	0,97
01:00	141	0,70	83	0,41	139	0,69
01:30	28	0,14	180	0,90	181	0,90
02:00	70	0,35	125	0,62	56	0,28
02:30	56	0,28	55	0,28	195	0,97
03:00	99	0,49	28	0,14	56	0,28
03:30	127	0,63	83	0,41	139	0,69
04:00	155	0,77	138	0,69	209	1,40
04:30	127	0,63	111	0,55	153	0,79
05:00	268	1,34	291	1,45	292	1,46
05:30	437	2,18	484	2,42	376	1,87
06:00	423	2,11	484	2,42	459	2,29
06:30	592	2,95	540	2,69	585	2,92
07:00	775	3,86	968	4,83	821	4,10
07:30	831	4,15	789	3,93	765	3,82
08:00	817	4,08	844	4,21	807	4,03
08:30	718	3,58	747	3,73	585	2,92
09:00	648	3,23	540	2,69	779	3,89
09:30	648	3,23	968	4,83	668	3,33
10:00	634	3,16	512	2,55	543	2,71
10:30	690	3,44	664	3,31	515	2,57
11:00	549	2,74	761	3,80	571	2,85
11:30	451	2,25	401	2,00	348	1,74
12:00	592	2,95	304	1,52	431	2,15
12:30	451	2,25	360	1,79	376	1,87
13:00	577	2,88	553	2,76	515	2,57
13:30	746	3,72	401	2,00	543	2,71
14:00	549	2,74	470	2,35	501	2,50
14:30	732	3,65	346	1,73	376	1,87
15:00	465	2,32	401	2,00	459	2,29
15:30	592	2,95	484	2,42	515	2,57
16:00	310	1,55	138	0,69	195	0,97
16:30	338	1,69	221	1,10	264	1,32
17:00	394	1,97	443	2,21	431	2,15
17:30	437	2,18	208	1,04	390	1,94
18:00	423	2,11	304	1,52	334	1,67
18:30	437	2,18	553	2,76	501	2,50
19:00	535	2,67	609	3,04	557	2,78
19:30	690	3,44	706	3,52	501	2,50
20:00	690	3,44	318	1,59	445	2,22
20:30	408	2,04	360	1,79	251	1,25
21:00	169	0,84	304	1,52	320	1,60
21:30	423	2,11	221	1,10	223	1,11
22:00	338	1,69	249	1,24	251	1,25
22:30	169	0,84	42	0,21	56	0,28
23:00	141	0,70	166	0,83	111	0,56
23:30	70	0,35	55	0,28	42	0,21
00:00	99	0,49	42	0,21	56	0,28
Tagessummen	20.041	100	18.080	90	18.022	90
Speichertemp.	60		60		60	

Monat	Verbrauch Summe m³
Januar	699
Februar	582
März	681
April	618
Mai	638
Juni	571
Juli	602
August	602
September	595
Oktober	657
November	624
Dezember	512
Jahressumme	7.381

Monat	Verbrauch Auslegung %
Januar	116
Februar	107
März	113
April	106
Mai	106
Juni	98
Juli	100
August	100
September	102
Oktober	109
November	107
Dezember	85

3.3 Ablauf der Ausschreibung

Die Veröffentlichung der Ausschreibung erfolgte im Mai 1998, die Submission war am 3. Juni 1998. Es sind drei technisch identische Angebote mit dem von Wagner und Solvis entwickelten Solar-Roof-Kollektor eingegangen. Bei einem Angebot fehlte die Energiegarantie, die anderen Bieter gaben zunächst nur Garantien für den Kollektorkreis ab, nicht jedoch wie gefordert für den Systemertrag. Der Grund dafür lag darin, dass bestehende Speicher benutzt werden sollten. Nur ein Bieter ist der Aufforderung nachgekommen und hat mit einer Annahme von 6 % Speicherverlust die erforderliche Garantie abgegeben. Das teuerste Angebot konnte wegen fehlender Garantie nicht gewertet werden und das zweite Angebot nur bedingt, da nach wie vor nur eine Garantie für den Kollektorkreis vorlag.

Der Zuschlag wurde der einzig möglichen Firma erteilt, die auch schon die konventionelle Heizung und Warmwasserbereitung installierte und so die Schnittstellen zwischen den verschiedenen Systemen in einer Hand lagen. Das Angebot der beauftragten Firma lag auch nur ca. 0,8 % über dem günstigsten Angebot.

Die Angebotssummen für das Solarsystem (ohne Messtechnik, inkl. MwSt) lagen zwischen 142.796 € und 153.576 €. Mit dem garantierten Solarertrag von 133.584 kWh/a (507 kWh/m²a) und den Planungskosten für das Solarsystem von 22.859 € (inkl. MwSt) errechnete sich somit ein solarer Wärmepreis von 0,11 €/kWh.

Zeitlicher Ablauf seit Ausschreibung:

Veröffentlichung der Ausschreibung:	Mai 1998
Submission:	19. Mai 1998
Beginn der Installation:	August 1998
Inbetriebnahme und Probetrieb:	11. November 1999
Beginn Detailmessbetrieb:	18. April 2001
Erste Intensivmessphase:	18.04.2001 – 17.04.2002
Optimierungsmaßnahmen	Mai 2002
Zweite Intensivmessphase:	18.04.2002 – 17.04.2003

Der Beginn des Detailmessbetriebs verzögerte sich sehr stark, da während des Probetriebs an der Solaranlage gravierende Mängel festgestellt wurden. Diese Mängel wurden nur sehr langsam behoben, oftmals wegen nicht geklärter Zuständigkeiten, was zu der großen Verzögerung führte.

4. Beschreibung der technischen Systeme

4.1 Allgemeine Funktionsbeschreibung des Solarsystems

Bild 4 und 5 zeigen das Prinzipschaltbild der Solaranlage Hegau-Klinikum Singen mit Regelfühlern.

Das 264 m² große Kollektorfeld besteht aus 20 Kollektormodulen, unterteilt in 4 parallele Teilfelder mit jeweils 5 in Reihe geschalteten Kollektormodulen. Die Kollektoren sind nach Südosten ausgerichtet (-52°) und mit einer Neigung von 30° als Solar-Roof auf das Dach der Heizzentrale montiert.

Das Wasser-Glykol-Gemisch im Kollektorkreis wird durch die eingestrahlte Sonnenenergie erwärmt und mittels einer Umwälzpumpe (P1) zum Beladewärmetauscher (WT1) gefördert. Über den Beladekreis fördert die Beladepumpe (P2) die Energie in die drei Solar-Pufferspeicher (je 5.000 Liter Inhalt).

Die Pufferspeicher werden nacheinander beladen. Pufferspeicher 1 ist der Vorrangspeicher. Kann dieser Pufferspeicher auf Grund einer zu geringen Temperaturdifferenz nicht mehr beladen werden, schalten die Ventile auf Beladung Speicher 2. Speicher 3 wird als letztes beladen. Die Entnahme zum Wärmetauscher WT1 erfolgt immer aus dem Speicher 3 (kältester Speicher). So stellt sich eine gute Schichtung ein und es kann schnell ein hohes Temperaturprofil genutzt werden.

Die Entladung der Pufferspeicher, d.h. die Abgabe der gespeicherten Energie an das Trinkwasser, erfolgt über einen zweiten externen Plattenwärmetauscher (WT2). Bei ausreichender Temperaturdifferenz zwischen Pufferspeichern und Trinkwasserspeichern schaltet die Entladepumpe P3 ein. Dadurch wird dem Speicher 1 oben, wo sich die höchste Temperatur einstellt, solar erwärmtes Wasser entnommen. Der Rücklauf vom WT2 wird in den Speicher 3 geführt. Gleichzeitig mit P3 schaltet die trinkwasserseitige Umwälzpumpe P4 ein, die das Trinkwasser aus den Trinkwasser-Vorwärmern (Speicher 3 und 4 mit jeweils 1.000 Litern Inhalt) über den Entladewärmetauscher WT2 fördert. Dort wird das Trinkwasser solar erwärmt und anschließend wieder in die Speicher eingeladen.

Wird Warmwasser gezapft, strömt das erwärmte Trinkwasser aus den Vorwärmern in die zwei nachgeschalteten Nachheizspeicher (jeweils 1.000 Liter Inhalt), wo es bei Bedarf über die konventionelle Heiztechnik auf die geforderte Warmwasser-Solltemperatur erwärmt wird. Die konventionelle Heiztechnik besteht aus einer Folgeschaltung aus BHKW und Gas-Heizkessel. Reicht die Sonnenenergie nicht aus, schaltet sich zuerst das BHKW ein. Wenn auch dieses den Bedarf nicht decken kann, schaltet ein Gas-Heizkessel zu.

Zur Legionellendesinfektion wird 1 x pro Tag (um 23.00 Uhr) die Legionellenschaltung in Betrieb genommen. Dazu schaltet das Umschaltventil V5 auf Durchgang zu den Vorwärmern und alle vier Trinkwasserspeicher werden mit nachgeheiztem Trinkwasser durchströmt, bis in allen Speichern 70°C erreicht sind. Danach schaltet V5 wieder auf Durchgang zu den Nachheizspeichern, so dass die Vorwärmern nicht mit Nachheizwasser durchströmt werden können.

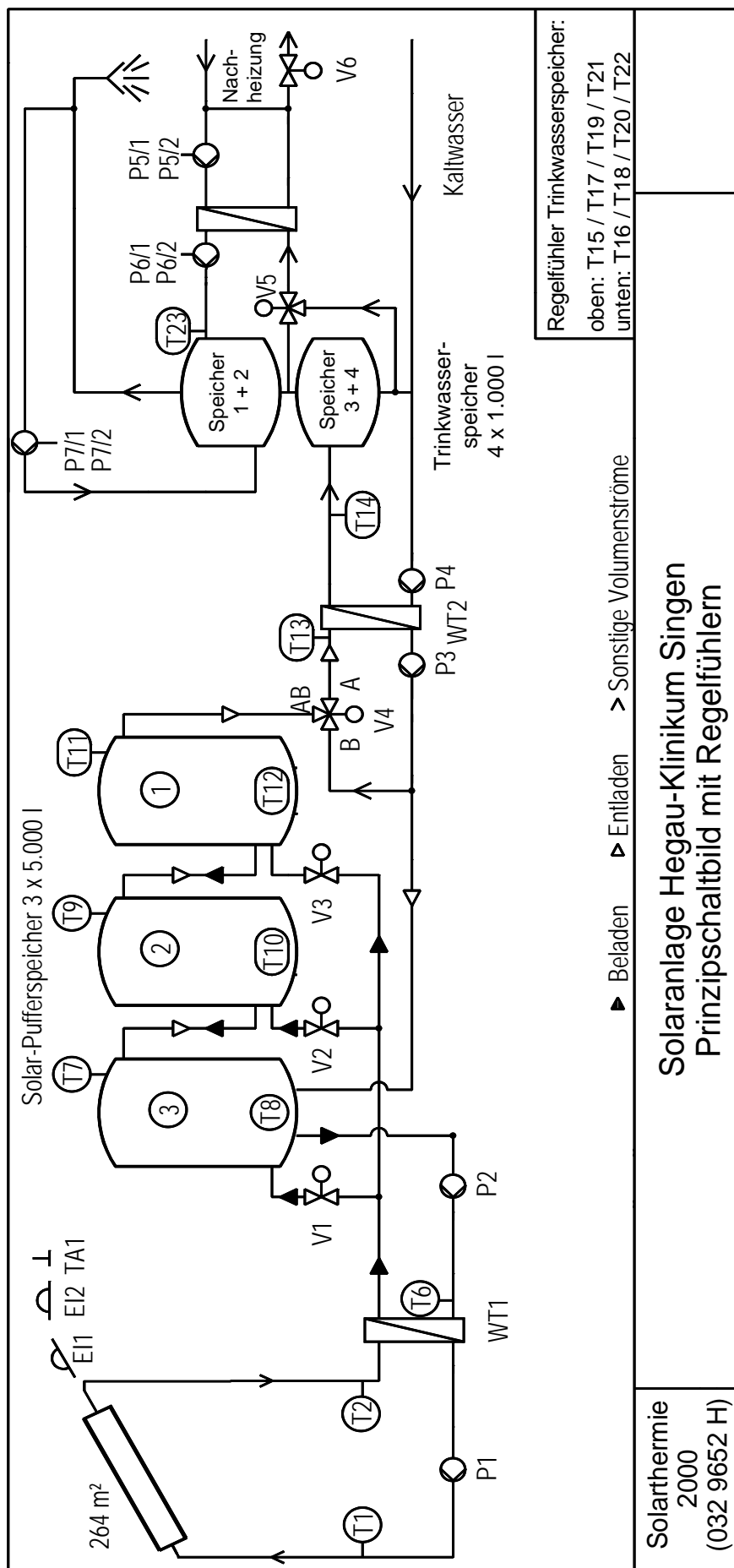


Bild 4 Prinzip Schaltbild der Solaranlage im Hegau-Klinikum Singen mit Regelfühlern

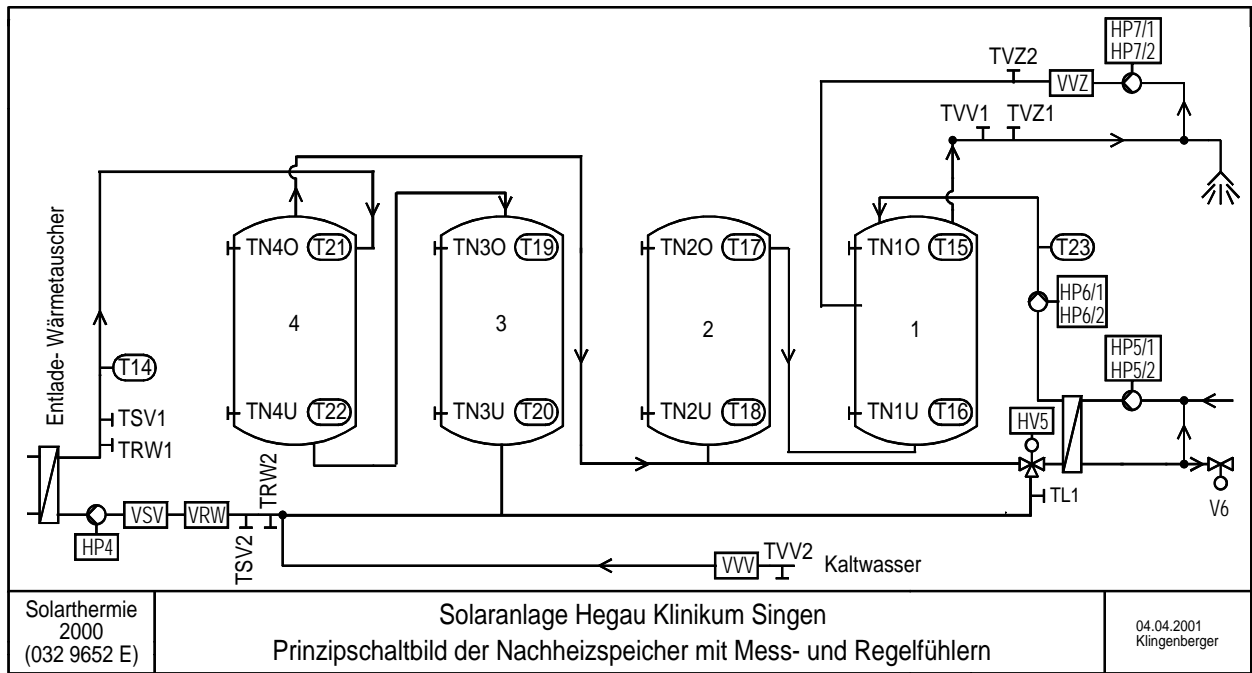


Bild 5 Prinzipschaltbild der Trinkwasserspeichergruppe mit Regel- und Messfühlern

Für die Solarspeicherbe- und entladung kommt eine frei programmierbare DDC Einheit der Firma Honeywell zum Einsatz.

Beladeregulung

Die Kollektorkreispumpe P1 schaltet ein, sobald die Einstrahlung EI1 über 200 W/m² liegt und die Temperatur in den Pufferspeichern oben unter 90°C ist. Die Pumpe P1 schaltet aus, wenn die Pumpe P2 aus ist und die Einstrahlung unter 150 W/m² liegt oder die Temperatur in den Pufferspeichern 85°C überschreitet. Die Mindestlaufzeit beträgt 3 Minuten.

Die Pumpe P2 schaltet ein, sobald eine Temperaturdifferenz vor dem Wärmetauscher WT1 (T2) und dem Pufferspeicher unten (T8, T10 oder T12) von über 7 K vorhanden ist, aber nur wenn P1 auch in Betrieb ist. Sie schaltet aus, wenn die Temperaturdifferenz zwischen T8, T10 oder T12 und T6 auf 3 K gesunken ist oder wenn die Maximaltemperatur von 90°C in den Pufferspeichern überschritten wird.

Die Ventile V1, V2 und V3 werden, je nachdem welcher Pufferspeicher Beladen werden soll, geöffnet oder geschlossen. Zuerst wird die Temperaturdifferenz zwischen Speicher 1 (T12) und T2 überprüft. Ist T2 höher als T12, so öffnet V3; V1 und V2 schließen. Sinkt nun die Temperatur T2 unter T12, so kann der Speicher nicht mehr beladen werden und es wird die Temperaturdifferenz von T10 und T2 überprüft. Ist noch eine nutzbare Temperaturdifferenz vorhanden, so öffnet Ventil V2 und die Ventile V1 und V3 schließen. Mit Speicher 3 wird dann genauso verfahren.

Wenn/Dann-Kriterien der Beladeregelung:

Pumpe P1:

P1 ein wenn $E11 > 200 \text{ W}$ und $(T7 \text{ oder } T9 \text{ oder } T11) < 90 \text{ °C}$

P1 aus wenn $P2 \text{ aus}$ und $T2 - T6 < 6 \text{ K}$ und $E11 < 150 \text{ W}$ oder $T7$ und $T9$ und $T11 > 90 \text{ °C}$

Mindestlaufzeit von P1: 3 Minuten

Pumpe P2:

P2 ein wenn $T8 < T2 + 7 \text{ K}$

oder wenn $T10 < T2 + 7 \text{ K}$

oder wenn $T12 < T2 + 7 \text{ K}$

und wenn P1 ein

P2 aus wenn $T2 < T6 + 3 \text{ K}$

oder wenn $(T7 \text{ und } T9 \text{ und } T11) > 90 \text{ °C}$

Mindestlaufzeit von P2: 2 Minuten

Ventile V1, V2 und V3:

Wenn $T2 > T12$ und P2 ein dann: V3 auf
V2 zu
V1 zu

Wenn $T2 < T12$ und $T2 > T10$ und P2 ein dann: V3 zu
V2 auf
V1 zu

Wenn $T2 < T10$ und $T2 < T12$
und $T2 > T8$ und P2 ein dann: V3 zu
V2 zu
V1 auf

Wenn P2 aus dann: V3 zu
V2 zu
V1 zu

Entladeregulung

Sobald zwischen dem Pufferspeicher 1 oben (T11) und der Temperatur im Trinkwasserspeicher 3 unten (T20) eine Differenz von über 7 K erreicht ist, geht die Pumpe P3 in Betrieb. Sie schaltet aus, wenn die Temperaturdifferenz unter 2 K gesunken ist.

Die Pumpe P4 schaltet nach den gleichen Kriterien ein wie P3. Da jedoch eine lange Leitungsstrecke zwischen Pufferspeicher und Wärmetauscher liegt, wird nicht T11 als Bezugstemperatur genommen sondern T13, dessen Fühler kurz vorm Wärmetauscher sitzt.

Um auf der Trinkwasserseite am Entladewärmetauscher WT2 keine Temperaturen über 60 °C zu erhalten, wird ein Mischventil V4 eingesetzt. Wenn die Temperatur T13 über 67 °C steigt, wird dem Vorlauf zum WT2 kälteres Wasser aus dem Rücklauf beigemischt.

Wenn/Dann-Kriterien der Entladeregulung:Pumpe P3:

P3 ein wenn $T11 > T20 + 7K$

P3 aus wenn $T11 < T20 + 2K$

Mindestlaufzeit von P3: 3 Minuten

Pumpe P4:

P4 ein wenn $T13 > T20 + 7K$ und wenn P3 ein

P4 aus wenn $T13 > T20 + 2K$

Mindestlaufzeit von P4: 3 Minuten

Mischventil V4:

V4 regelt T13 auf maximal 67 °C

V_{max} V4 100 % auf AB – A wenn $T13 < 67\text{ °C}$

V_{min} V4 100 % auf AB – B wenn $T13 > 67\text{ °C}$

V_{opt} wenn $T13 = 67\text{ °C}$

Legionellenschaltung:

Zur thermischen Legionellendesinfektion wird einmal am Tag um 23 Uhr das Umschaltventil V5 umgeschaltet und die vier Trinkwasserspeicher werden vollständig auf 70 °C erwärmt.

23 Uhr: V5 auf Stellung zu Speicher 4

 und V6 regelt T23 auf 70 °C

 und P5 und P6 ein

5 Messtechnik

5.1 Messstellen im Solarsystem

Die im folgenden beschriebenen Messgrößen werden alle 10 Sekunden vom Datenerfassungsgerät (Fabrikat: Schuehle, MAC 19) erfasst und im Standardfall zu Halbstunden-Mittelwerten gespeichert. Kürzere Speicherintervalle (< 30 min) sind möglich und werden zur Kontrolle des dynamischen Anlagenverhaltens über begrenzte Zeiträume durchgeführt. Bei den meisten Messwerten werden zusätzlich die Maximum- und/oder Minimumwerte innerhalb des Halbstunden-Speicherintervalls gespeichert. Diese geben zusätzliche Informationen zum Anlagenverhalten. Durch Kontrolle der Maximal- und/oder Minimalwerte lassen sich Messfehler durch z.B. fehlerhafte Messsensoren feststellen, wodurch letztendlich fehlerhafte Mittelwerte erkannt werden können.

Bild 6 und Tabelle 2a und 2b zeigen eine Übersicht der erfassten Messgrößen. Im Datenlogger werden Leistungen (in kW), Volumenströme (in m³/h) und Temperaturen (in °C) alle 10 Sekunden, die Betriebsstunden alle 2 Sekunden erfasst und diese Werte in der Regel alle 30-Minuten abgespeichert.

Zusätzlich zur elektronischen Datenerfassung werden in der Intensivmessphase einmal pro Woche die Messgeräte abgelesen, an denen Zählwerke vorhanden sind. In Tabelle 2a und 2b sind diese Werte mit *) gekennzeichnet. Außerdem werden noch die Druckanzeigen im Kollektor- und Pufferspeicherkreis abgelesen.

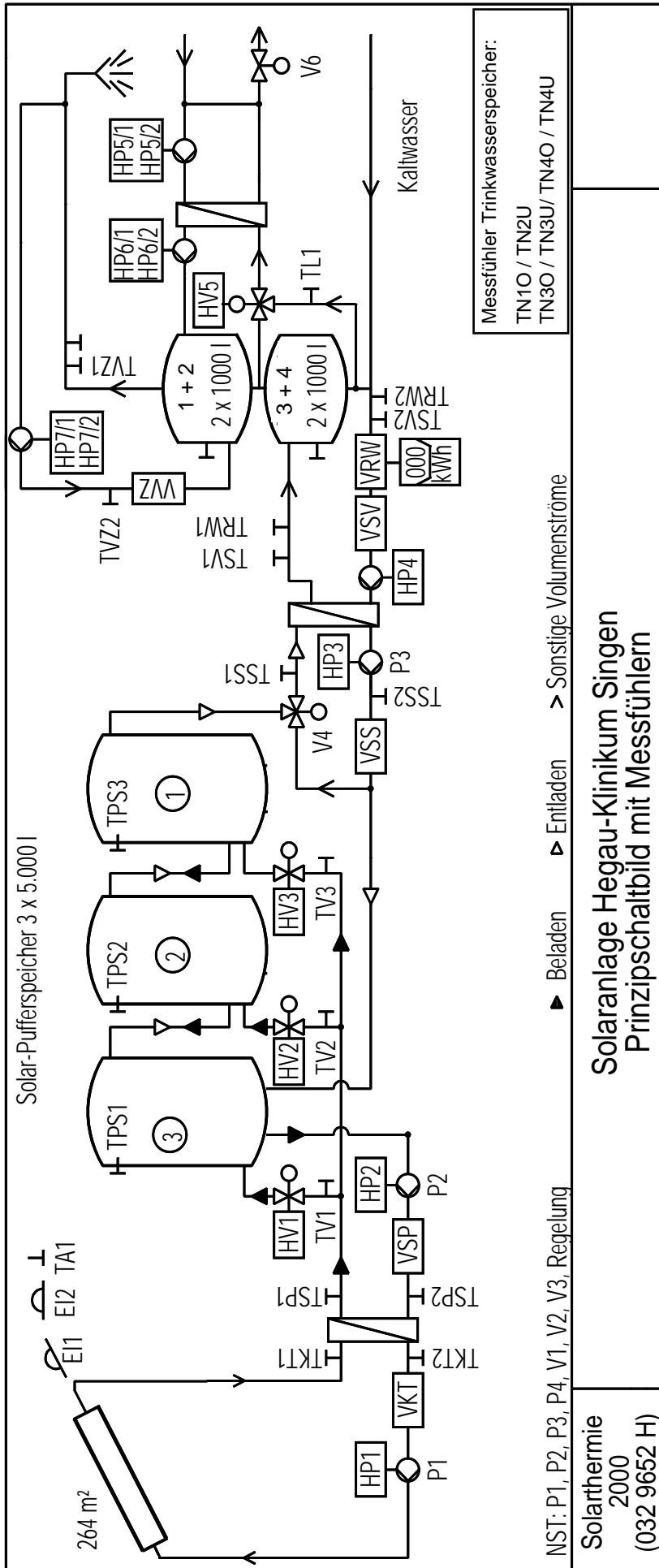


Bild 6 Prinzip Schaltbild der Solaranlage Hegau Klinikum Singen mit Messstellen

Tabelle 2a Vom Datenlogger erfasste Messgrößen

Strahlungsleistung (W/m²)

- EI1 spezifische Strahlungsleistung in Kollektorebene
- EI2 spezifische Strahlungsleistung horizontal

Leistung (kW)

- PST elektrische Leistung Strombedarf Solarsystem (P1 - P4, V1 - V3)

Volumenstrom (m³/h)

- VKT Volumenstrom Kollektorkreis
- VSP Volumenstrom Beladung Pufferspeicher
- VSS Volumenstrom Entladung Pufferspeicher
- VSV Volumenstrom Solarsystem an Nachheizspeicher
- VVV Volumenstrom Warmwasserverbrauch
- VVZ Volumenstrom Zirkulation m³/h

Betriebsstunden (h)

- HP1 Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis
- HP2 Betriebsstunden Pumpe Beladung Pufferspeicher
- HP3 Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher
- HP4 Betriebsstunden Pumpe Solarsystem an Nachheizspeicher
- HP5/1 Betriebsstunden Pumpe Nachheizung (Wärmetauscher-Primärseite)
- HP5/2 Betriebsstunden Pumpe Nachheizung (Wärmetauscher-Primärseite)
- HP6 Betriebsstunden Pumpe Nachheizung (Wärmetauscher Sekundärseite)
- HP7/1 Betriebsstunden Pumpe Zirkulation
- HP7/2 Betriebsstunden Pumpe Zirkulation
- HV1 Betriebsstunden Durchgangsventil V1 in Stellung "auf"
- HV2 Betriebsstunden Durchgangsventil V2 in Stellung "auf"
- HV3 Betriebsstunden Durchgangsventil V3 in Stellung "auf"
- HV5 Betriebsstunden 3-Wegeventil V5 in Stellung "Legionellenschaltung ein"

Temperatur (°C)

- TKT1 Temperatur Kollektorkreis Warmseite
- TKT2 Temperatur Kollektorkreis Kaltseite
- TSP1 Temperatur Beladung Pufferspeicher Warmseite
- TSP2 Temperatur Beladung Pufferspeicher Kaltseite
- TSS1 Temperatur Entladung Pufferspeicher Warmseite
- TSS2 Temperatur Entladung Pufferspeicher Kaltseite
- TSV1 Temperatur Solarsystem an Nachheizspeicher (Ausgang Solarsystem)
- TSV2 Temperatur Eintritt Solarsystem
- TVV1 Temperatur Warmwasser (Austritt Nachheizspeicher)
- TVV2 Temperatur Kaltwasser
- TVZ1 Temperatur Zirkulation Vorlauf (Austritt Nachheizspeicher)
- TVZ2 Temperatur Zirkulation Rücklauf
- TPS1 Temperatur Pufferspeicher 1 oben
- TPS2 Temperatur Pufferspeicher 2 oben
- TPS3 Temperatur Pufferspeicher 3 oben
- TN1O Temperatur Trinkwasserspeicher 1 oben
- TN2U Temperatur Trinkwasserspeicher 2 unten
- TN3O Temperatur Trinkwasserspeicher 3 oben
- TN3U Temperatur Trinkwasserspeicher 3 unten
- TN4O Temperatur Trinkwasserspeicher 4 oben

TN4U	Temperatur Trinkwasserspeicher 4 unten
TV1	Temperatur Eintritt Pufferspeicher 1 (Ventil V1)
TV2	Temperatur Eintritt Pufferspeicher 2 (Ventil V2)
TV3	Temperatur Eintritt Pufferspeicher 3 (Ventil V3)
TL1	Temperatur Legionellenschaltung
TA1	Außentemperatur am Kollektorfeld

Zur Bilanzierung von längeren Zeiträumen und zur Berechnung von Systemkennwerten werden im Datenlogger aus den Volumenströmen und Temperaturen Leistungen, Energien und Volumina berechnet (Tabelle 2b).

Tabelle 2b Im Datenlogger berechnete Kenngrößen

EIK	Strahlungsleistung auf Kollektorfeld (263,6 m ²)
EIT1	spezifische Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
EIT2	spezifische Strahlungsenergie auf Kollektorfeld
EITK	Strahlungsenergie auf Kollektorfeld (263,6 m ²)
QKT	Energie Kollektorkreis
QSP	Energie Beladung Pufferspeicher
QSS	Energie Entladung Pufferspeicher
QSV	Energie des Solarsystems *)
QVV	Energie Warmwasserbereitung
QVZ	Energie Zirkulation
NST	elektrische Energie für Solarsystem
KT	Volumen Kollektorkreis *)
SP	Volumen Beladung Pufferspeicher *)
SS	Volumen Entladung Pufferspeicher *)
SV	Volumen Solarsystem an Nachheizspeicher *)
VV	Volumen Warmwasserverbrauch *)
VZ	Volumen Zirkulation *)

Zusätzlich zur Erfassung der Messgrößen über einen Datenlogger ist auf der Trinkwasserseite des Entladewärmetauschers (WT2) ein Wärmemengenzähler mit zwei eigenen Temperaturmessstellen (TRW1, TRW2) und einem Volumenstromzähler (VRW) angeschlossen. Dieser Wärmemengenzähler zeigt unabhängig von der Datenerfassung über den Logger den Ertrag der Solaranlage an (QRW) und dient zur Absicherung und Kontrolle des vom Datenlogger ermittelten Solarertrages (QSV).

5.2 Definition der Kennzahlen des Solarsystems

Die wichtigsten Kennzahlen des Solarsystems sind wie folgt definiert:

Kollektorkreisnutzungsgrad brutto (g_{KB})

$$g_{KB} = \frac{\text{Energie vom Kollektorkreis}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSP}{EITK} \times 100 \%$$

Systemnutzungsgrad brutto (g_{SB}) und netto (g_{SN})

$$g_{SB} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV}{EITK} \times 100 \%$$

$$g_{SN} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{elektr. Energie}}{\text{Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld}} = \frac{QSV - NST}{EITK} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil brutto ($d_{SB,WW}$) und netto ($d_{SN,WW}$) am Gesamtenergiebedarf für den Warmwasserverbrauch (ohne Energie für Zirkulation und Verluste der Trinkwasserspeicher)

$$d_{SB,Zapf} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Energie für Warmwasserverbrauch}} = \frac{QSV}{QVV} \times 100 \%$$

$$d_{SN,Zapf} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{Elektr. Energie}}{\text{Energie für Warmwasserverbrauch}} = \frac{QSV - NST}{QVV} \times 100 \%$$

Solarer Deckungsanteil brutto ($d_{SB,WW}$) und netto ($d_{SN,WW}$) am Gesamtenergiebedarf für den Warmwasserverbrauch und die Zirkulation (ohne Verluste der Trinkwasserspeicher)

$$d_{SB,Zapf+Zirk} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Energie für Warmwasserverbrauch} + \text{Zirkulation}} = \frac{QSV}{QVV + QVZ} \times 100 \%$$

$$d_{SN,Zapf+Zirk} = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems} - \text{Elektr. Energie}}{\text{Energie für Warmwasserverbrauch} + \text{Zirkulation}} = \frac{QSV - NST}{QVV + QVZ} \times 100 \%$$

Arbeitszahl des Solarsystems (A)

$$A = \frac{\text{Nutzenergie des Solarsystems}}{\text{Elektrische Energie des Solarsystems}} = \frac{QSV}{NST} \times 100 \%$$

6. Betriebserfahrungen und Messergebnisse

6.1 Analyse von Messwerten mit hoher Zeitauflösung

Durch die Analyse von Messdaten mit hoher zeitlicher Auflösung (Mittelwerte aus 5 bzw. 30-min-Intervallen) ist es möglich, das Betriebsverhalten der Solaranlage zu untersuchen und Störungen aufzuzeigen. Bei dieser Analyse wurden erhebliche Mängel festgestellt.

Folgende technische Fehlfunktionen und Schwierigkeiten traten auf:

(Die Darstellung der Messergebnisse erfolgt wenn möglich anhand der Bezeichnungen für die Messsensoren, dargestellt in Tabelle 2a.)

a) Legionellenschaltung der Trinkwasserspeicher im Dauerbetrieb

Mit der Legionellenschaltung soll das gesamte Trinkwasserspeichervolumen einmal pro Tag auf 70 °C erwärmt werden. Die Legionellenschaltung war jedoch im Dauerbetrieb, da die geforderten 70 °C nicht erreicht wurden. Die Nachheizung der Trinkwasserspeicher erfolgte mit einer Temperatur von max. 80°C bei einem Volumenstrom von ca. 6m³/h. Der Warmwasser-Zirkulationsrücklauf in die Speicher mit einem Volumenstrom von ca. 8 m³/h hatte eine Temperatur von ca. 45 - 47°C. Bei diesen Verhältnissen (Mischtemperatur ca. 60°C) konnte eine Speichertemperatur von 70°C nie erreicht werden (Bild 7).

Durch den Dauerbetrieb der Legionellenschaltung wurde das gesamte Trinkwasserspeichervolumen ständig nachgeheizt, so dass für die Solarenergie in den Pufferspeichern kaum kaltes Wasser zur Verfügung stand. Eine Entladung der Pufferspeicher fand somit so gut wie nicht statt.

Die Verschaltung der Trinkwasserspeicher wurde daraufhin geändert. Die vier Speicher wurden getrennt in zwei Vorwärmespeicher und zwei Nachheizspeicher (siehe Bild 5).

Die Vorwärmespeicher stehen ausschließlich der Solaranlage zur Verfügung, die konventionelle Erwärmung des Trinkwassers auf Solltemperatur erfolgt nur noch in den Nachheizspeichern. Einmal am Tag wird die Legionellenschaltung in Betrieb genommen und die Vorwärmespeicher werden auf 60°C erwärmt.

Die Erwärmung der Nachheizspeicher auf 70°C ist zwar immer noch nicht möglich, es werden jedoch nach den Richtlinien der DVGW ausreichende 67 °C erreicht und die Solaranlage kann unabhängig von der Legionellenschaltung die Energie an das Trinkwasser abgeben.

Um die Legionellenschaltung für die beiden Vorwärmespeicher zu aktivieren, wurde ein Zeitfenster vorgegeben (24:00 – 3:00 Uhr), in dem das Umschaltventil V5 auf Durchströmung der Vorwärmespeicher schalten darf. Außerhalb dieses Zeitraums steht V5 unabhängig von der in den Vorwärmespeichern erreichten Trinkwassertemperatur ausschließlich auf Stellung „Durchströmen der Nachheizspeicher“.

b) Ungleichmäßige Durchströmung der vier parallelen Trinkwasserspeicher

Bild 7 zeigt die ursprüngliche Verschaltung der Trinkwasserspeicher, in der alle vier Speicher parallel beladen wurden und auch die Warmwasserentnahme parallel erfolgen sollte.

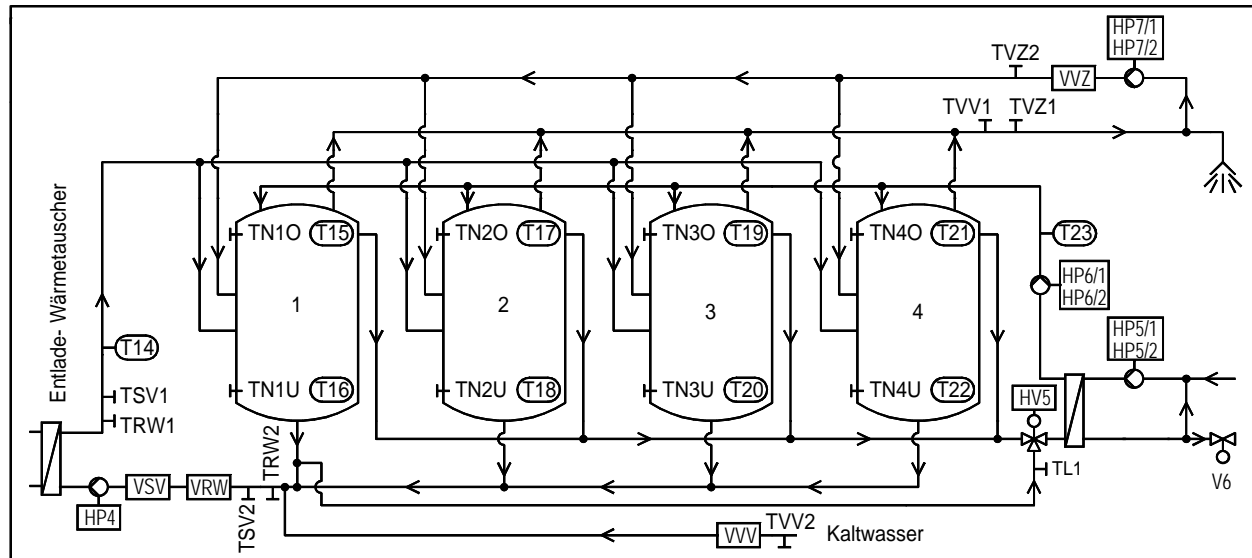


Bild 7 Ursprüngliche Verschaltung der Trinkwasserspeicher der Solaranlage Hegau-Klinikum Singen

An jedem Trinkwasserspeicher waren insgesamt 6 Rohrleitungsanschlüsse, jeweils ohne spezielle Einrichtungen für beruhigtes Ein-/Ausströmen. Durch die vielen verschiedenen Möglichkeiten, wie und wo Wasser in die Speicher ein-/ausströmte, kam es zu undefinierbaren Strömungsverhältnissen. Ein hydraulischer Abgleich der vier parallel verschalteten Speicher war dadurch nicht möglich.

Bild 8 zeigt, dass wegen des fehlenden hydraulischen Abgleichs in den Trinkwasserspeichern in Schichten auf gleicher Höhe unterschiedliche Temperaturen gemessen wurden.

TN2U, TN3U und TN4U verlaufen fast über die gesamte Zeit gleich, TN1U ist dagegen um bis zu 4 K über diesen Temperaturen. TN1O liegt um bis zu 12 K über TN4O. Sogar TN1U liegt über TN4O. Dabei ist allerdings zu bedenken, dass die Messfühler TN1O und TN4O unterhalb des Anschlusses für die Nachheizung liegen und deshalb nicht die maximalen Speichertemperaturen erfasst werden, sondern die Temperatur in ca. 2/3 Speicherhöhe. Dennoch wird deutlich, dass der Temperaturverlauf in den Speichern unterschiedlich ist, d.h. es findet keine gleichmäßige Durchströmung der Trinkwasserspeicher statt.

Die Speicherverschaltung wurde deshalb im Januar 2001 geändert (siehe Bild 5). In Bild 9 ist der Verlauf der Temperaturen an einem einstrahlungsreichen Tag nach Umbau der Speicherverschaltung dargestellt. Die Vorwärm Speicher werden nach dem Betrieb der Legionellschaltung durch den hohen Warmwasserverbrauch am Morgen entladen. Ab 8 Uhr beginnt dann die Beladung der Speicher auf die Maximaltemperatur von 65 °C. Die Temperatur im Nachheizspeicher bleibt relativ konstant bei 55 °C.

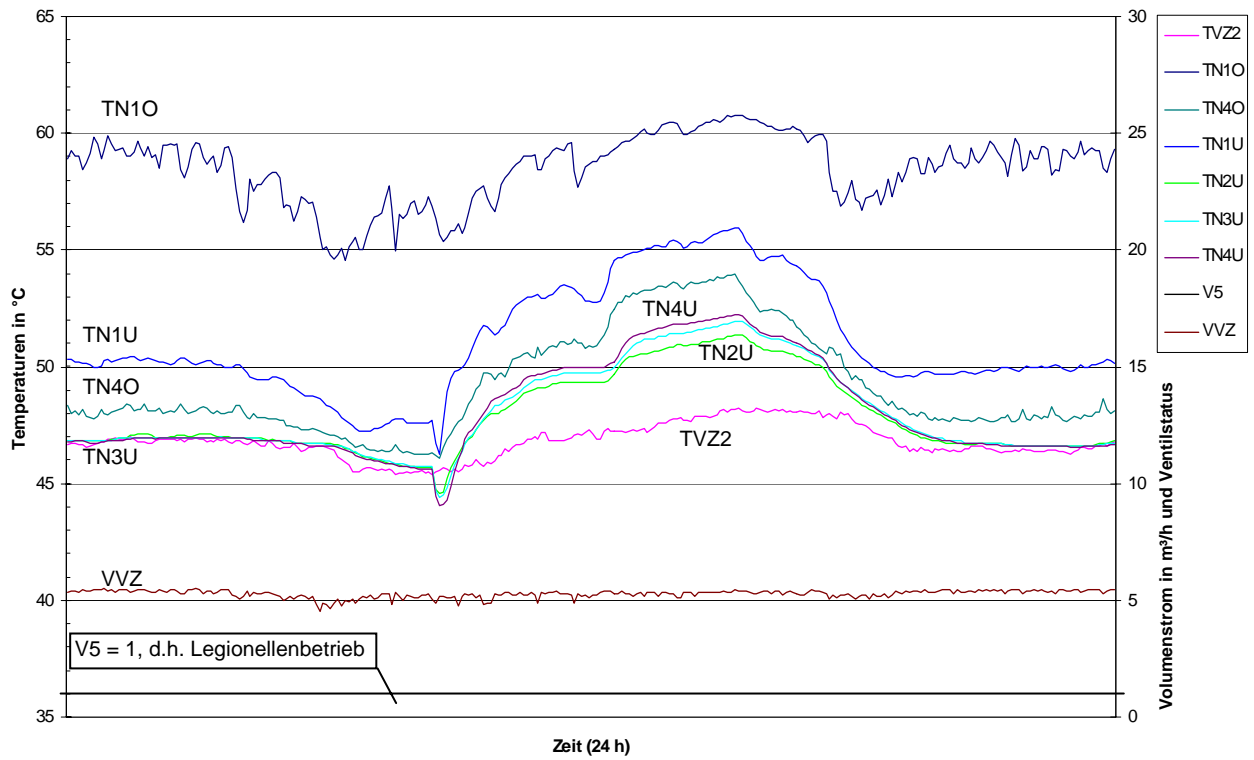


Bild 8 Temperaturverlauf in den Trinkwasserspeichern vor Umbau der Speicherverschaltung

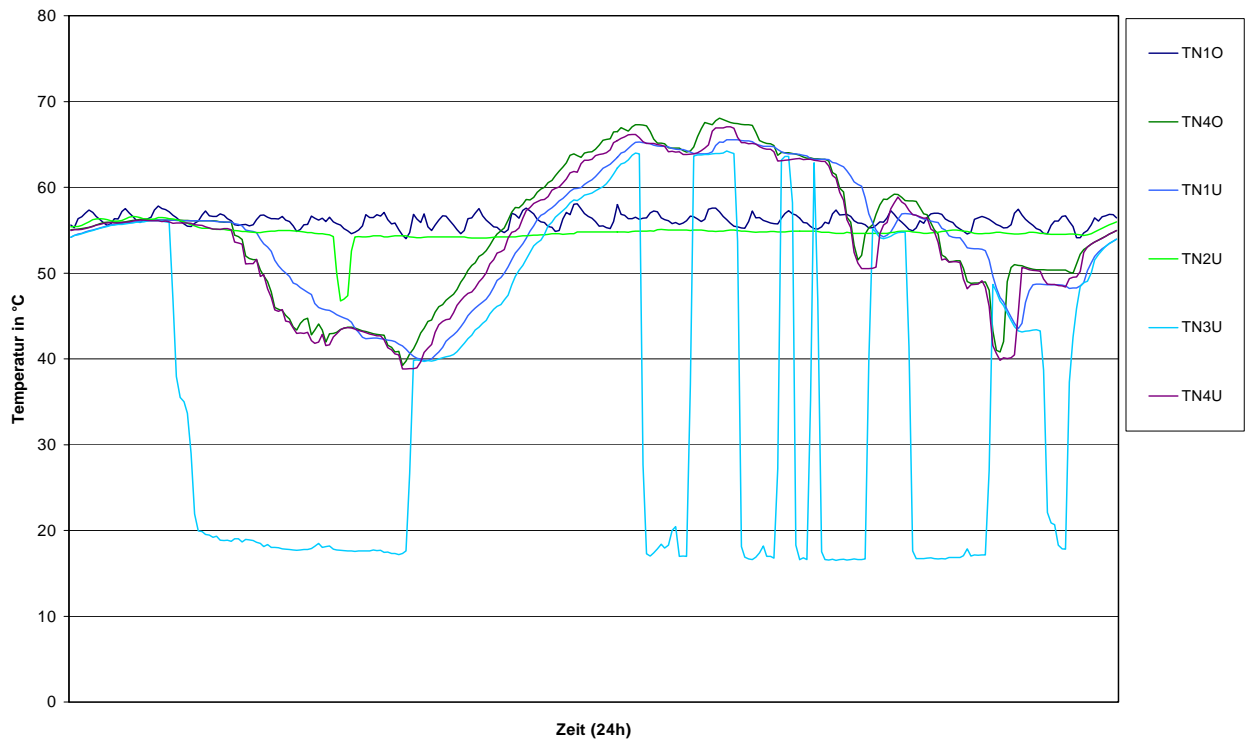


Bild 9 Temperaturverlauf in den Trinkwasserspeichern nach Umbau der Speicherverschaltung

c) Strahlungsmessung für die Regelung fehlerhaft

Das Messsignal des Pyranometers der Messtechnik, das die Einstrahlung in die Kollektorebene misst (EI1), wird neben der Messdatenerfassung auch für die Beladeregelung verwendet. Dieser Parallelabgriff erfolgt aus Kostengründen und wurde nur unter der Bedingung gestattet, dass dies keine Auswirkungen auf die Messdatenerfassung hat.

Das Signal wird in der DDC der Regelungstechnik als Einschaltsignal für die Kollektorkreispumpe P1 verwendet. Das Messsignal wurde jedoch wegen falscher Programmierung der Regelung nicht richtig verarbeitet, so dass die von der Regelung gemessenen Einstrahlungswerte nicht mit den realen Werten (Messwerte unserer Datenerfassung) übereinstimmen. Bild 10 zeigt die unterschiedlichen Daten der Regelungstechnik und der Messtechnik. Die Regelungstechnik verarbeitet Werte, die kleiner als die gemessene Strahlung sind. Es ist jedoch kein konstanter Abweichungsfaktor zu erkennen.

Folge der falschen Einstrahlungsmessung ist, dass die gesamte Anlage zu spät einschaltet (bei ca. 390 W/m^2 statt 200 W/m^2) und somit die oftmals ausreichend vorhandene Sonnenenergie nicht bzw. zu spät genutzt werden kann.

Von der Regelungsfirma wurde im Herbst 2001 die Verarbeitung des Wertes überprüft und geändert. Es stellt sich jedoch immer noch keine Übereinstimmung mit den Messwerten ein. Die Anlage funktioniert besser, jedoch in Bereichen unter 300 W/m^2 werden falsche Werte übertragen (meistens -2 W/m^2). Da die Signalverdopplung vom technischen Personal des Krankenhauses durchgeführt wurde, wurde von dieser Seite eine Überprüfung durchgeführt. Diese ergab, dass das Signal von $0 - 10 \text{ V}$, welches eine Lineare Kennlinie von $0 - 1300 \text{ W/m}^2$ bedeutet, nicht von der Regelungstechnik umgesetzt wurde. Dort wurde von einem Signal von $2,5 - 10 \text{ V}$ ausgegangen. So ist auch die Verschiebung besonders im unteren Einstrahlungsbereich zu erklären. Die Kennlinie wurde von der Regelfirma geändert und die ist nun funktionsfähig.

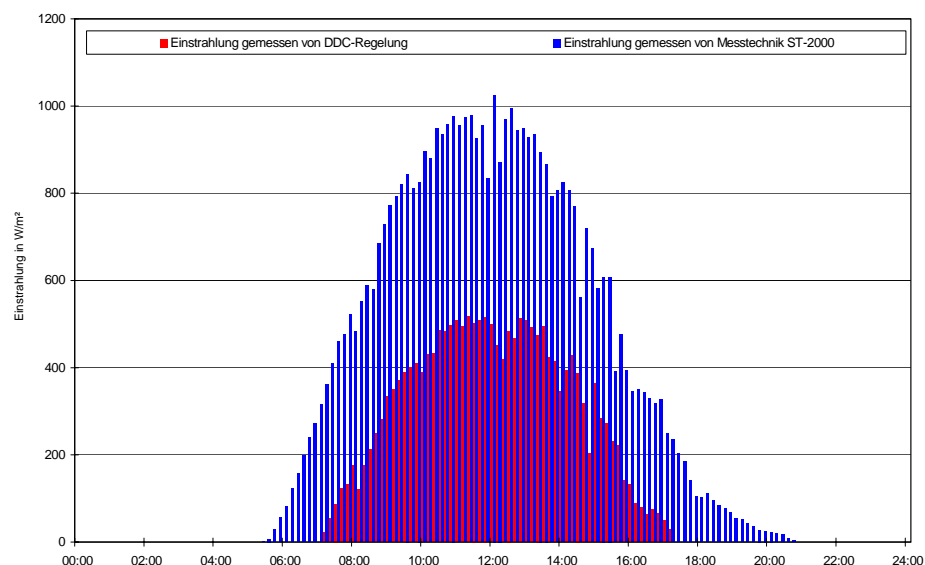


Bild 10 Vergleich der Messung der Einstrahlung in die Kollektorebene: Daten der DDC-Regelung und Daten der ST-2000-Datenerfassung

d) Regelungskonzept wurde nicht wie beschrieben umgesetzt

Durch Missverständnisse bei der Umsetzung des Regelkonzepts funktionierte die Beladung der Pufferspeicher je nach Temperaturprofil mit Hilfe von Ventilen nicht. Es wurde immer nur der Hochtemperaturspeicher angefahren. Dies lies sich durch eine Änderung des Regelprogramms beheben.

Das Kriterium zum Ausschalten der Kollektorkreis- und Beladepumpe wurde erweitert. Die Pumpen schalten nicht nur aus wenn eine bestimmte Einstrahlung unterschritten wird, sondern auch wenn keine nutzbare Temperaturdifferenz mehr vorhanden ist.

e) Be- und Entladung der Pufferspeicher

Die Be- und Entladung der Pufferspeicher erfolgt nicht optimal, da bestehende Speicher verwendet wurden, deren Rohrleitungs-Anschlusspositionen ungünstig sind. Eine Schichtung kann dadurch sehr schlecht entstehen. Somit ist das gesamte Temperaturniveau relativ hoch, was einen geringeren Kollektorkreiswirkungsgrad zur Folge hat. Der mittlere Speicher wird nicht optimal ausgenutzt, während des Tages ist er oft der kälteste Speicher (Siehe Bild11).

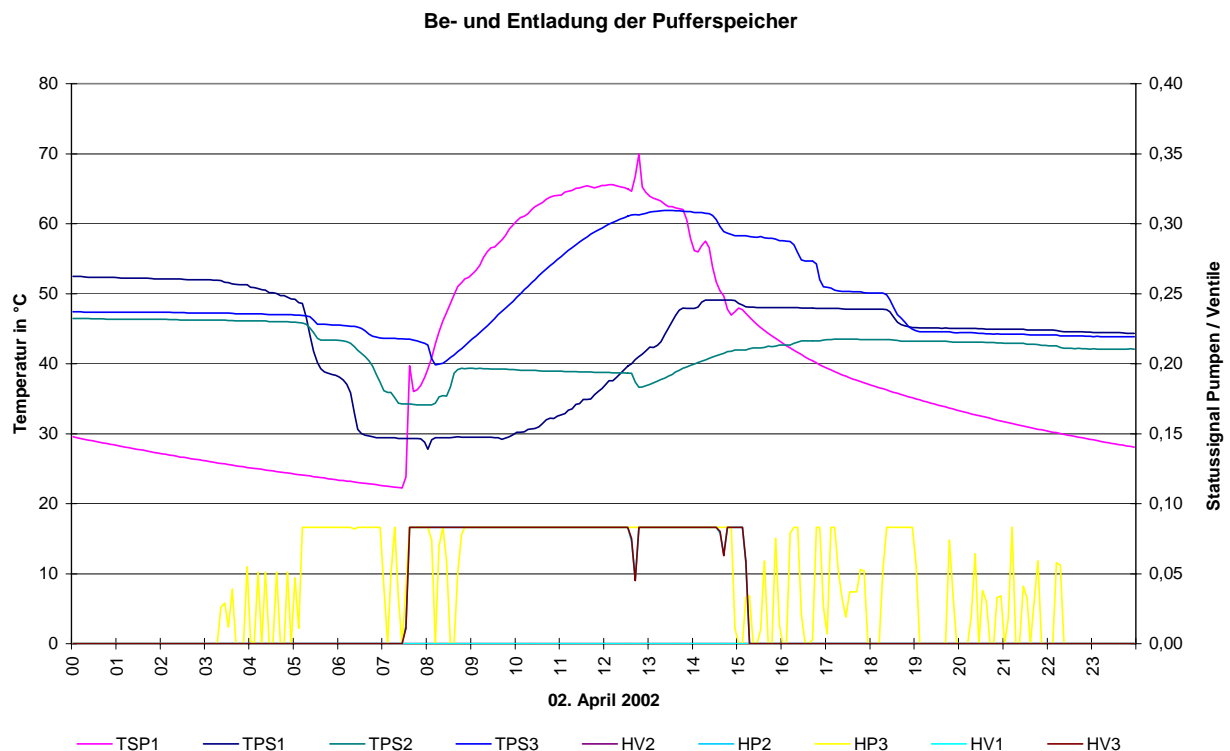


Bild 11: Be- und Entladung der Pufferspeicher, beispielhaft am 2. April 2002

Es wurde überlegt Beladelanzen nachträglich einzubauen. Dies ist jedoch eine Maßnahme, die sehr aufwändig ist. Aus Platzgründen könnten keine Lanzen über die gesamte Höhe des Speichers eingebaut werden. Zusätzlich kommt hinzu, dass die Abdichtung der Flansche sehr

schwierig ist. Nachdem die Energiegarantie erfüllt wurde, ist diese Maßnahme auch nicht mehr nötig.

f) Weitere Probleme/Vorkommnisse

- Die Pumpe P2 musste wegen eines Defektes ausgetauscht werden. Der Grund für den Defekt war höchstwahrscheinlich Luft im System (15.02.01).
- Die Membrane des Ausdehnungsgefäßes war undicht, sie wurde 19.03.01 ausgetauscht.
- Die Nachheizpumpen trinkwasserseitig (P6) wurden gegen größere Pumpen ausgetauscht (23.03.01). Dadurch sollte erreicht werden, dass durch einen höheren Nachheizvolumenstrom die Trinkwasserspeicher auf die im Legionellenbetrieb geforderte Solltemperatur von 70°C gebracht werden können. Dies wurde aber trotz des erhöhten Nachheizvolumenstrom nicht erreicht.
- Die Pumpe P4 bekam ein Einschaltssignal, förderte keinen Volumenstrom. Das Busteil der Pumpe wurde ausgetauscht (18.04.01).
- Am Pufferspeicher war ein Sicherheitsventil undicht. Das Sicherheitsventil wurde ausgetauscht (12.06.01).
- Blitzeinschlag am 30.05.01 => Beschädigung der seriellen Schnittstelle des Rollenzähler-Moduls des Datenloggers. Dadurch war kein Datenauslesen per Modem mehr möglich. Der Rollenzähler wurde zur Reparatur eingeschickt und Mitte Juni wieder in den Logger eingebaut. Außerdem wurde durch den Blitzeinschlag die serielle Schnittstelle des Vor-Ort-PCs, der mit dem Datenlogger verbunden ist, beschädigt.
- Am Kollektorfeld traten Undichtigkeiten auf, es mussten mehrfach Abdichtungen erneuert werden.
- Relativ hohe Speicherverluste durch nicht vollständig gedämmte Speicher. Die Firma Werr und Ludwig hat die Speicher nachträglich vollständig gedämmt.
- Das Kollektorfeld ist relativ stark verschmutzt. Eine Reinigung ist durch die Anbringung auf dem Schrägdach schwierig, und nach dem Erreichen der Energiegarantie vom Klinikum auch nicht mehr angedacht.
- Eine Pumpe lief wochenlang im Handbetrieb.

6.2 Auswertung der Messergebnisse und Systemkennzahlen

Tabelle 3a zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen für den Zeitraum der **ersten** Intensivmessphase vom 18.04.2001 – 17.04.2002 (365 Tage).

Tabelle 3a Messdaten und Systemkennzahlen der Solaranlage Hegau-Klinikum Singen im ersten Intensivmessjahr

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 18.04.01 – 17.04.02	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	316.226 kWh	1198 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Solar-Pufferspeicher	QSP	105.178 kWh	398 kWh/m ²
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	99.522 kWh	377 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	357.925 kWh	981 kWh/d
5	Energie für Zirkulation	QVZ	706.177 kWh	1935 kWh/d
6	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	1.988 kWh	5,4 kWh/d
7	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1.348 h	3,7 h/d
8	Betriebsstunden Pumpe Beladung Pufferspeicher	HP2	1.321 h	3,6 h/d
9	Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher	HP3	2.956 h	8,1 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Beladung Vorwärmespeicher	HP4	4116 h	11,2 h/d
11	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	3,0 m ³ /h	11,4 l/(hm ²)
12	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	2,8 m ³ /h	
13	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	3,2 m ³ /h	
14	Volumenstrom Beladung Vorwärmespeicher	VSV	2,4 m ³ /h	
15	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) bezogen auf gemessene WW-Temperatur	VV	6.502 m ³	17,8 m ³ /d
		Auslastung	67,5 l/(dm ²)	
16	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) bezogen auf 60°C WW-Temperatur	VV_KORR	6.698 m ³	18,4 m ³ /d
		Auslastung	69,5 l/(dm ²)	
17	Kollektorkreisnutzungsgrad	brutto	g _{KB}	32,6 %
18	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g _{SB}	31,5 %
		netto	g _{SN}	30,8 %
19	Solarer Zapf-Deckungsanteil (ohne Zirkulationsverluste)	brutto	D _{SB,Zapf}	27,8 %
		netto	D _{SN,Zapf}	27,3 %
20	Solarer Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil (mit Zirk.verlusten)	brutto	D _{SB,Zapf+Zirk}	9,4 %
		netto	D _{SN,Zapf+Zirk}	9,2 %
21	Arbeitszahl des Solarsystems		A	50

Tabelle 3b zeigt eine Zusammenfassung der wichtigsten Messdaten und Systemkennzahlen für den Zeitraum der **zweiten** Intensivmessphase vom 18.04.2002 – 17.04.2003 (365 Tage).

Tabelle 3a Messdaten und Systemkennzahlen der Solaranlage Hegau-Klinikum Singen im zweiten Intensivmessjahr

	Bezeichnung	Abkürzung	Messperiode 18.04.02 – 17.04.03	
1	Gesamtstrahlung auf Kollektorfeld	EITK	308.217 kWh	1.167 kWh/m ²
2	Energie von Kollektorkreis an Solar-Pufferspeicher	QSP	110.751 kWh	420 kWh/m ²
3	Energie von Solar-Pufferspeichern an Trinkwasser (Nutzenergie des Solarsystems)	QSV	99.656 kWh	377 kWh/m ²
4	Energie für Warmwasserbereitung	QVV	340.270 kWh	932 kWh/d
5	Energie für Zirkulation	QVZ	633.342 kWh	1.735 kWh/d
6	Elektrische Energie des Solarsystems	NST	2.780 kWh	7,6 kWh/d
7	Betriebsstunden Pumpe Kollektorkreis	HP1	1.706 h	4,6 h/d
8	Betriebsstunden Pumpe Beladung Pufferspeicher	HP2	1.581 h	4,3 h/d
9	Betriebsstunden Pumpe Entladung Pufferspeicher	HP3	4.834 h	13,2 h/d
10	Betriebsstunden Pumpe Beladung Vorwärm Speicher	HP4	4.368 h	12,0 h/d
11	Volumenstrom Kollektorkreis	VKT	3,0 m ³ /h	11,3 l/(hm ²)
12	Volumenstrom Beladung Pufferspeicher	VSP	3,16 m ³ /h	
13	Volumenstrom Entladung Pufferspeicher	VSS	3,5 m ³ /h	
14	Volumenstrom Beladung Vorwärm Speicher	VSV	2,3 m ³ /h	
15	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) bezogen auf gemessene WW-Temperatur	VV	6.079 m ³	16,7 m ³ /d
		Auslastung	63,1 l/(dm ²)	
16	Volumen Warmwasser (Zapfverbrauch) bezogen auf 60°C WW-Temperatur	VV_KORR	6.698 m ³	18,3 m ³ /d
		Auslastung	63,0 l/(dm ²)	
17	Kollektorkreisnutzungsgrad	brutto	g _{KB}	35,9 %
18	Solarsystemnutzungsgrad	brutto	g _{SB}	32,3 %
		netto	g _{SN}	30,8 %
19	Solarer Zapf-Deckungsanteil (ohne Zirkulationsverluste)	brutto	D _{SB,Zapf}	29,3 %
		netto	D _{SN,Zapf}	28,5 %
20	Solarer Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil (mit Zirk.verlusten)	brutto	D _{SB,Zapf+Zirk}	10,2 %
		netto	D _{SN,Zapf+Zirk}	10,0 %
21	Arbeitszahl des Solarsystems		A	36

6.2.1 Warmwasserverbrauch und Auslastung

Der mittlere Warmwasserverbrauch lag bei 17,8 m³ pro Tag (bei einer mittleren Warmwassertemperatur von 62 °C), was einer durchschnittlichen täglichen Auslastung des Solarsystems von 67,5 l pro Tag und m² Kollektorfläche entspricht. Korrigiert auf 60 °C Warmwassertemperatur lag der Verbrauch bei 18,4 m³ pro Tag und die Auslastung bei 69,5 l/(dm²). Diese Werte liegen sehr gut im vorgegebenen Auslegungspunkt.

Der gesamte Warmwasserverbrauch vom 18.04.2001 bis 17.04.2002 lag mit 6.698m³ (60 °C) um ca. 10 % unter dem für die Simulation im entsprechenden Zeitraum angenommenen Warmwasserverbrauch von 7.395 m³.

Bild 12 a zeigt den gemessenen Zapfverbrauch (korrigiert auf 60°C), den Auslegungsverbrauch und die Anlagenauslastung. Die Werte sind Tagesmittelwerte der jeweiligen Woche.

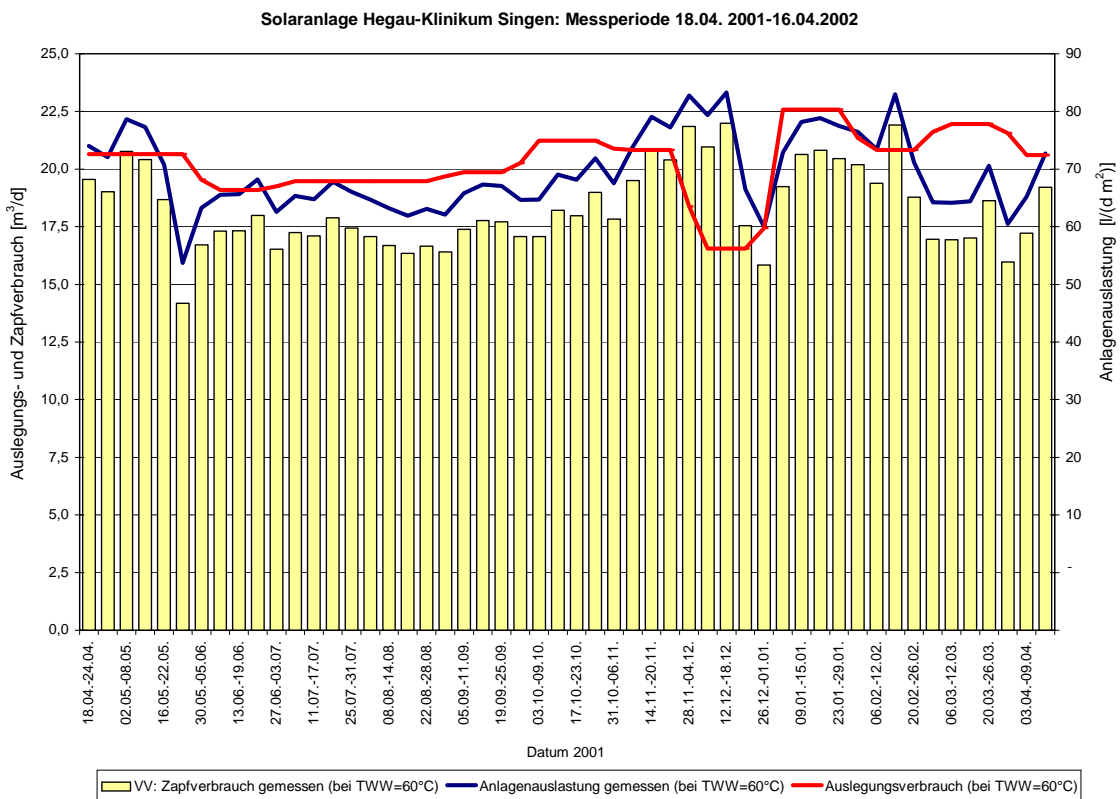


Bild 12 a Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Zapfverbrauches und des Auslegungsverbrauchs und Wochenmittelwerte der Anlagenauslastung

In der zweiten Intensivmessphase vom 18.04.2002 – 17.04.2003 lag der Warmwasserverbrauch bei 16,7 m³ pro Tag, etwas geringer als im ersten Messjahr. Die Auslastung sank dadurch auf 63 l/(dm²). Die Durchschnittstemperatur des Warmwassers lag bei 62 °C, so dass die auf 60 °C korrigierten Werte ähnlich der Messwerte sind. Der gesamte Warmwasserverbrauch lag fast 20 % unter den Auslegungsbedingungen.

Der Verlauf des Warmwasserverbrauchs im Hegau-Klinikum Singen entspricht ganz gut dem vorhergesagten Zapfprofil. Der Einbruch in den Pfingstferien (16.05. – 05.06.) und ein niedriger Verbrauch im Februar / März wurde nicht vorhergesehen.

Die Auslastung schwankt zwischen 55 und 80 l/(m²d) und liegt im Schnitt bei etwa 70 l/(m²d), was der Auslegungsvorgabe von 76 l/(dm²) annähernd entspricht.

Bild 12 b zeigt das Zapfprofil im zweiten Messjahr. Der Verlauf ist ähnlich des Auslegungsprofils, nur insgesamt geringer.

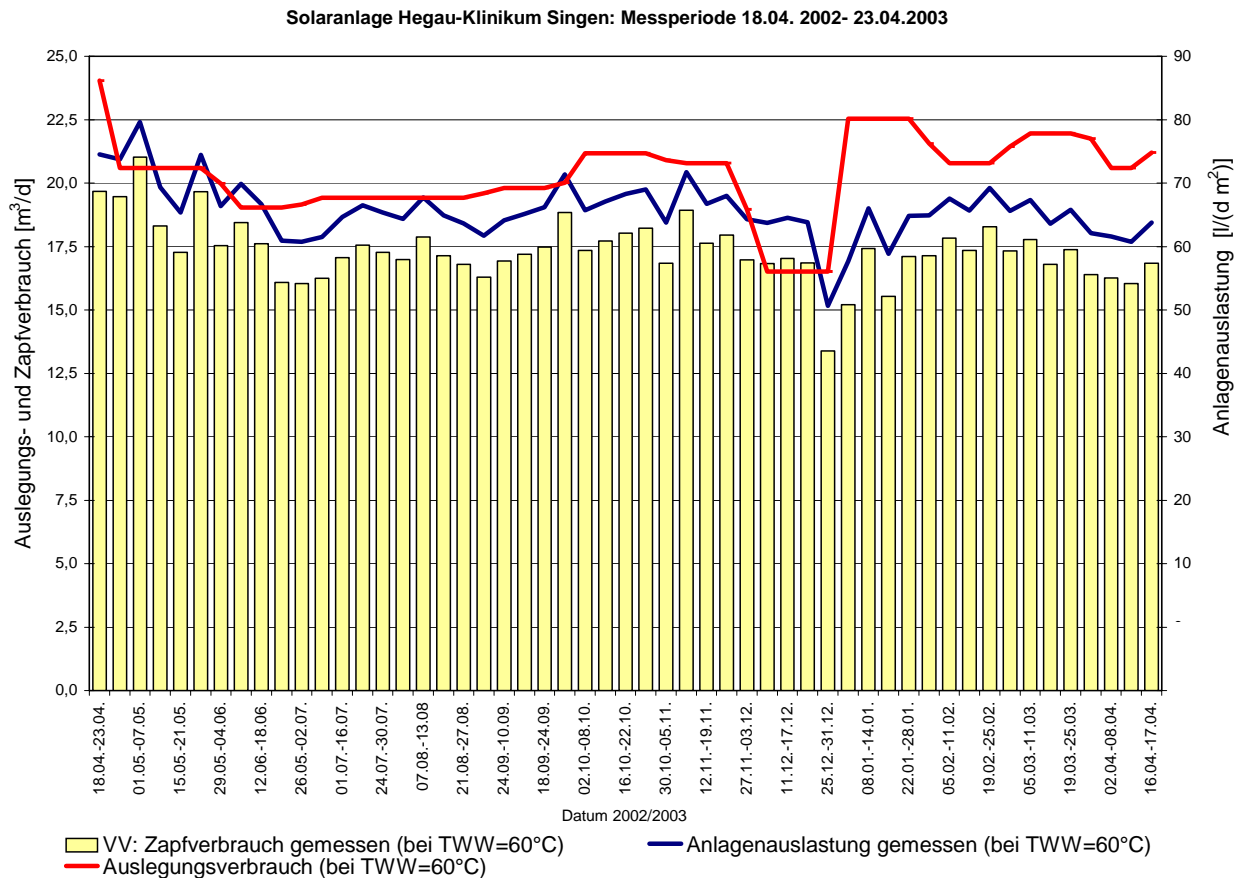


Bild 12 b Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) des gemessenen Zapfverbrauches und des Auslegungsverbrauchs und Wochenmittelwerte der Anlagenauslastung in der zweiten Messphase

Bild 13 zeigt anhand eines Werktag-Zapfprofils den Vergleich zwischen Auslegungsverbrauch und tatsächlich gemessenem Warmwasserverbrauch. Aus den für die Auslegung vorgegebenen Verbrauchswerten ergeben sich als Auslegungsverbrauch für einen Werktag 20.000 Liter pro Tag. Gemessen wurden 20.287 Liter, d.h. der reale Verbrauch und der vorhergesagte Verbrauch sind nahezu identisch.

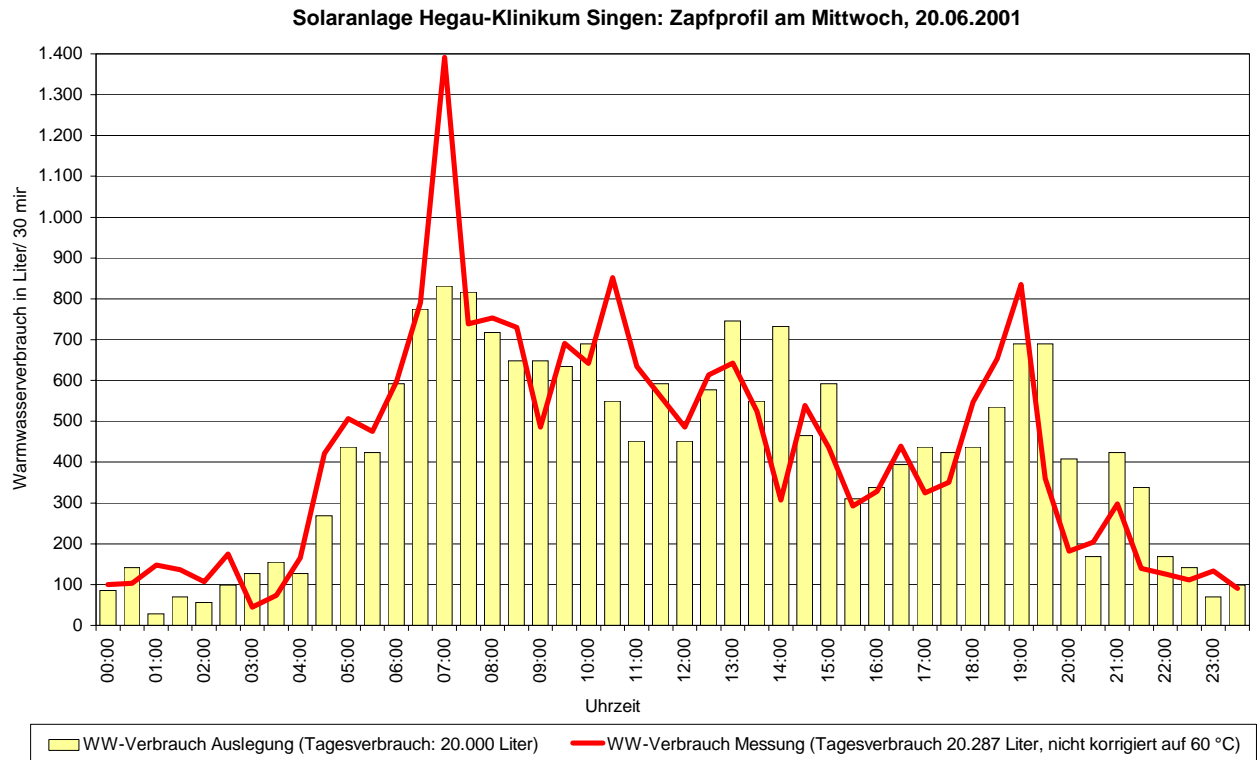


Bild 13 Vergleich eines gemessenen Zapfprofils und des Auslegungs-Zapfprofils (Werktag, Halbstundensummen) am 20.06.2001.

Die Spitze am Morgen ist größer als vorhergesagt, die Spitzen am Nachmittag etwas geringer. Die Maximalzapfung am Mittag ist schon gegen 10:30 Uhr anstatt wie prognostiziert um 13:00 Uhr.

Insgesamt ist zu bemerken, dass der reale Tagesverlauf der Warmwasserentnahme recht genau vorhergesagt wurde.

6.2.2 *Energien und Nutzungsgrade*

Von der Gesamtstrahlungsenergie auf die Absorberfläche des Kollektorfeldes (EITK) von 316.226 kWh bzw. 3,3 kWh/(m²d) wurden 105.178 kWh über den Beladewärmetauscher vom Kollektorkreis an den Pufferspeicher-Beladekreis geben (QSP). Die Energiedifferenz zwischen EITK und QSP wurde an den Kollektoren reflektiert oder als thermische Verluste an die Umgebung abgegeben. Prozentual wurden von der eingestrahlt Energie 32,6 % (Kollektorkreisnutzungsgrad) an den Beladekreis der Solarspeicher abgegeben.

Die Nutzenergie aus dem Solarsystem (QSV), d.h. die Energie, die von den Solarspeichern über den Entladewärmetauscher an das Trinkwasser abgegeben wurde, betrug im betrachteten Zeitraum 99.522 kWh.

Die Messungen der zweiten Intensivmessphase ergaben eine Einstrahlung von 308.217 kWh bzw. 3,2 kWh/(m²d) und einen solaren Nutzertrag von 99.656 kWh, was einem Systemnutzungsgrad von 32 % entspricht.

Die Bilder 14a und 14b zeigen die spezifischen Tagesmittelwerte aus den Wochensummen der Strahlungs- und Nutzenergie sowie den Systemnutzungsgrad in den beiden Messjahren. Die Werte sind besonders im Winter sehr gering, was hauptsächlich an der ungünstigen Lage der Pufferspeicheranschlüsse liegt. Dies macht sich in den Wintermonaten besonders bemerkbar. Da aber die Einstrahlungswerte im Vergleich zu den Sommermonaten gering sind, wirkt sich dies auf den Gesamtertrag nicht gravierend aus. Im ersten Intensivmessjahr lag der Systemnutzungsgrad bei durchschnittlich 31,5 %, im zweiten bei 32,4 %.

In den Bildern 15a und 15b ist der Verlauf des solaren Deckungsanteils bezogen auf den Energiebedarf für den Warmwasserverbrauch dargestellt (Zapf-Deckungsanteil), die Bilder 16a und 16b zeigen den solaren Deckungsanteil bezogen auf den Energiebedarf für den Warmwasserverbrauch einschließlich der Zirkulationsverluste (Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil). Als Balken aufgetragen sind die Wochensummen Nutzenergie aus dem Solarsystem und der jeweils entsprechende Energiebedarf für den reinen Warmwasserverbrauch bzw. den Energiebedarf für den Warmwasserverbrauch einschließlich der Zirkulationsverluste.

Im betrachteten 2- Jahres Zeitraum lag der Zapf-Deckungsanteil bei durchschnittlich 28 % bzw. 29 %. Dies entspricht den Auslegungskriterien, bei denen etwa 30 % Deckungsanteil als Optimum angestrebt werden. Der mittlere Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteil lag bei 9 % bzw. 10 % im zweiten Messjahr. Dieser Wert weicht stark vom reinen Zapf-Deckungsanteil ab, da im Hegau-Klinikum Singen sehr hohe Zirkulationsverluste vorhanden sind. Der durchschnittliche Zirkulationsverlust über die im Dauerbetrieb laufende Warmwasserzirkulation (24 h/Tag mit ca. 8,2 m³/h) lag bei 1.822 kWh/Tag. Im Vergleich zum Energiebedarf für die

Warmwasserzapfung (979 kWh/Tag) waren die Zirkulationsverluste fast doppelt so hoch, d.h. der Hauptanteil der für die Trinkwassererwärmung benötigten Nachheizenergie liegt bei der Deckung der Zirkulationsverluste.

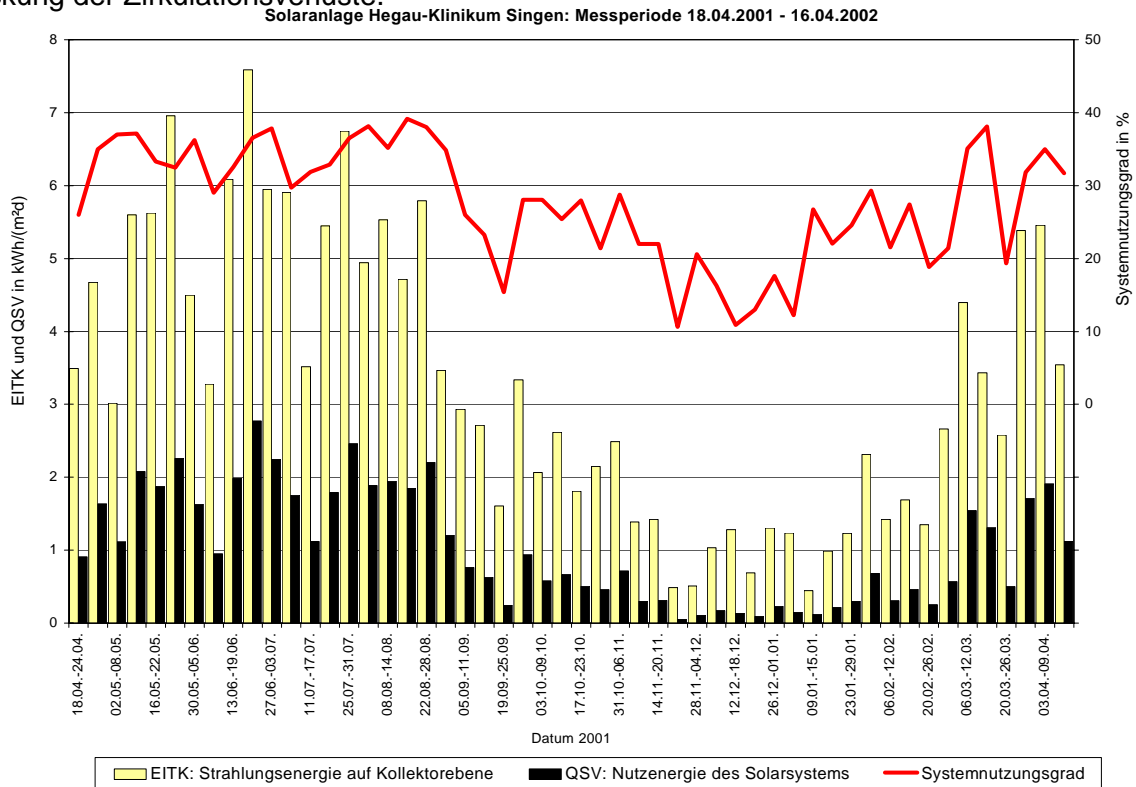


Bild 14 a Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (erste Messphase)

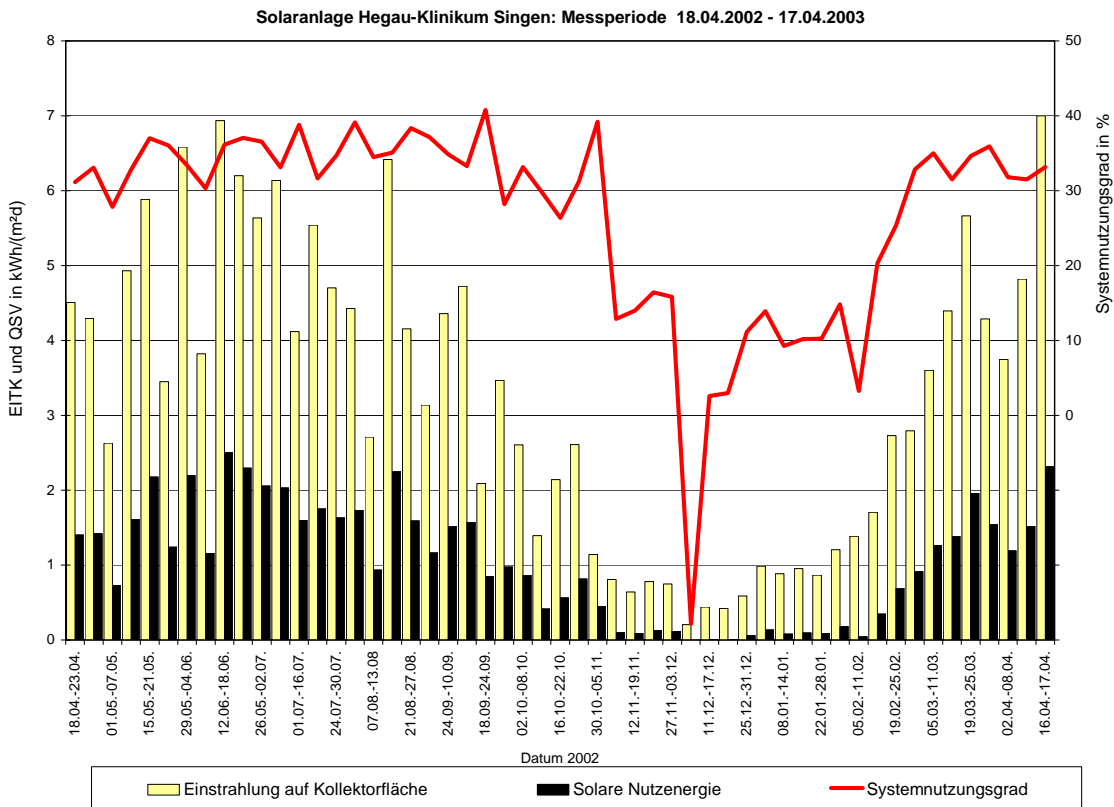


Bild 14 Spezifische Tagesmittelwerte (aus Wochensummen) der Strahlungs- und Nutzenergie und Wochenmittelwerte des Systemnutzungsgrades (zweite Messphase)

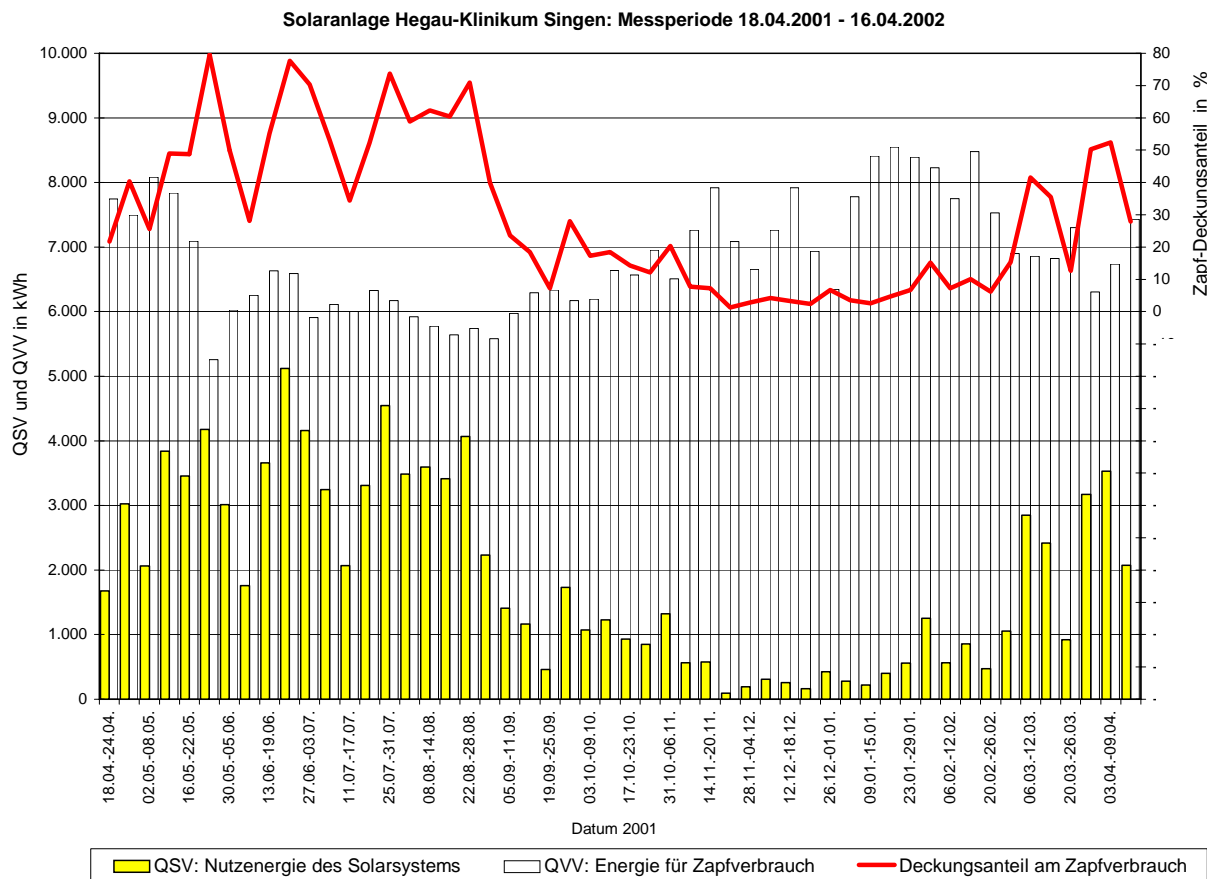


Bild 15 a Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, Energie für Warmwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Zapf-Deckungsanteils (erstes Messjahr)

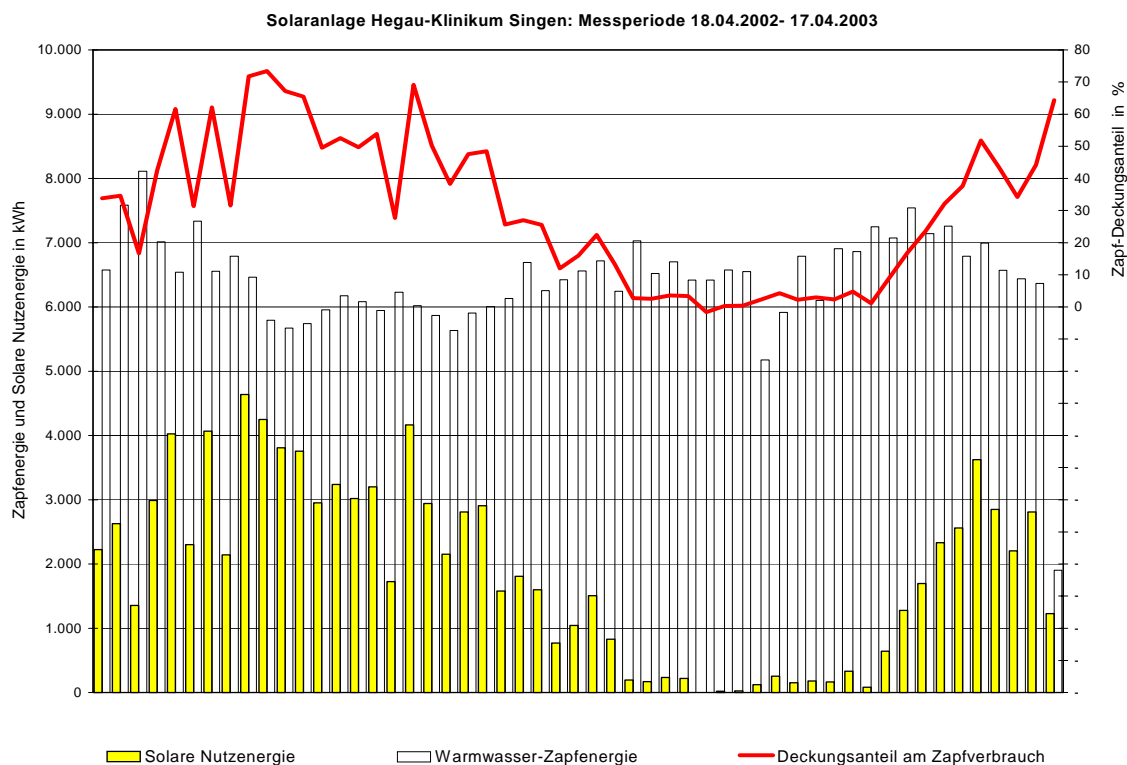


Bild 15 b Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, Energie für Warmwasserverbrauch und Wochenmittelwerte des solaren Zapf-Deckungsanteils (zweites Messjahr).

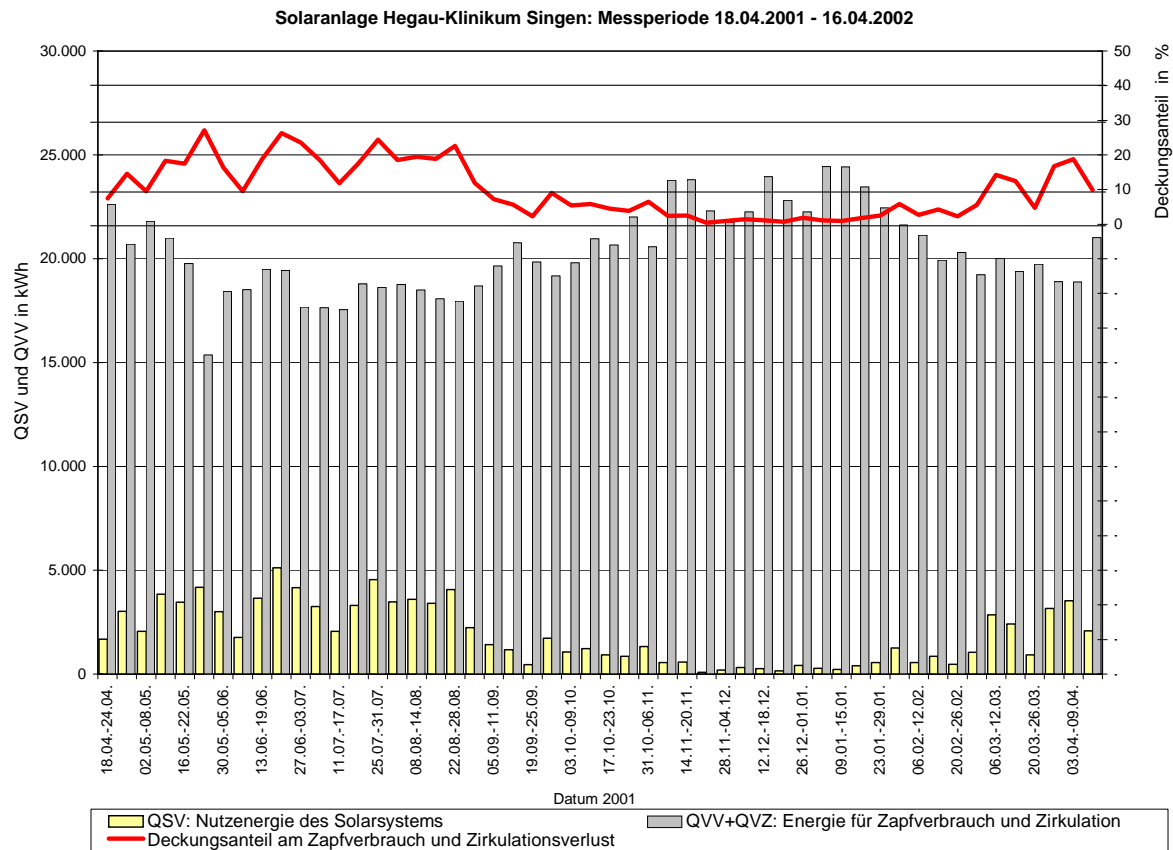


Bild 16 a Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, Energie für Warmwasserverbrauch und –zirkulation und Wochenmittelwerte des solaren Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteils

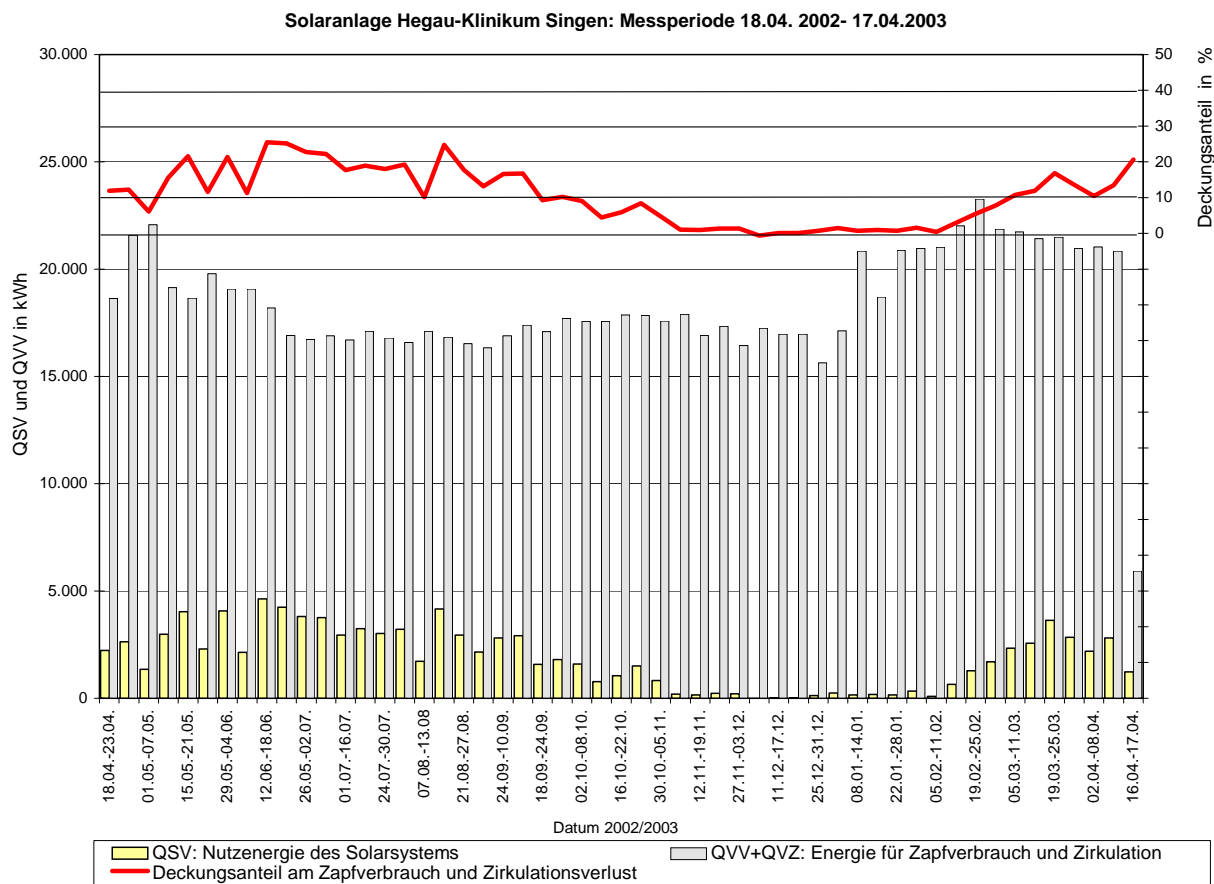


Bild 16 a Wochensummen der Nutzenergie aus dem Solarsystem, Energie für Warmwasserverbrauch und –zirkulation und Wochenmittelwerte des solaren Zapf- und Zirkulations-Deckungsanteils

7. Systemkosten und garantierter Energieertrag

7.1 Systemkosten und Nutzwärmekosten

Vom Installateur der Anlage wurde ein Jahres-Energieertrag für die Solaranlage von 133.584 kWh/a angegeben. Diese Energiegarantie basiert auf den im Leistungsverzeichnis vorgegebenen Wetter- und Verbrauchsdaten. Mit dem garantierten Ertrag der Solaranlage und den Systemkosten in Höhe von 169.860,94 € ergaben sich die voraussichtlichen Nutzwärmekosten von 0,111 €/kWh.

Im realen Betrieb wurde während der 1. Intensivmessphase (18.04.2001 – 17.04.2002) ein Jahresertrag von 99.522 kWh gemessen. Mit diesem Ertrag und den realen Systemkosten in Höhe von 183.783 € errechnen sich solare Nutzwärmekosten von 0,16 €/kWh.

Eine Übersicht der garantierten Nutzwärme und der Systemkosten zeigt Tabelle 4. Die Verteilung der Systemkosten ist in Bild 17 dargestellt.

Tabelle 4 Garantierter Energieertrag, Systemkosten und solare Nutzwärmekosten

	Vergabe	Real	
Investitionskosten Solarsystem (ohne MwSt)	126.725,51 €	133.077,53 €	
Planungskosten (ohne MwSt)	19.706,34 €	25.338,76 €	
Kosten Solarsystem + Planung (inkl. 16% MwSt)	169.860,94 €	183.759,42 €	
Spezifische Systemkosten (inkl. Planung und MwSt)	643 €/m ²	696 €/m ²	
	Garantie	1. Messjahr	2. Messjahr
Energieertrag aus Solarsystem	133.584 kWh/a 507 kWh/(m ² a) (Garantieertrag)	99.522 kWh 377 kWh/m ²	99.656 kWh 377 kWh/m ²
Solare Nutzwärmekosten *	0,111 €/kWh	0,161 €/kWh	0,161 €/kWh
* Solare Nutzwärmekosten = (Systemkosten x rel. Annuität) / Solarertrag rel. Annuität = 8,72 %, basierend auf 20 Jahren Anlagenlebensdauer und 6% Kapitalzins.			

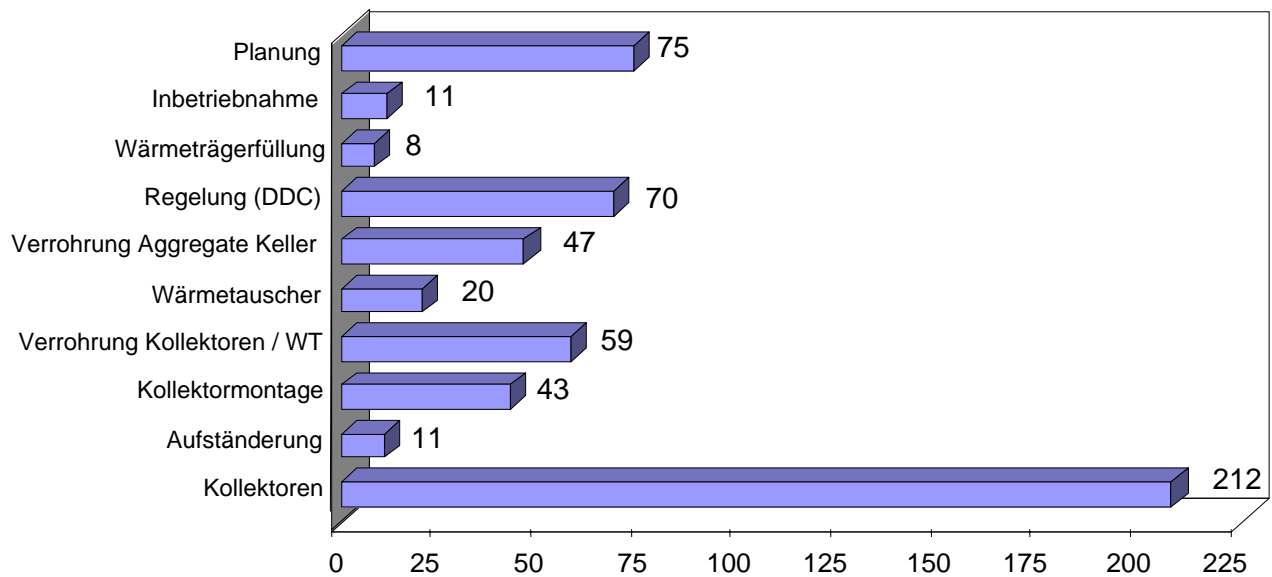


Bild 17 Verteilung der spezifischen Kosten für das Solarsystem (in €, ohne MwSt.)

7.2 Garantierter Energieertrag

Da die tatsächlichen Betriebsbedingungen (Verbrauch, Wetter, Kaltwassertemperatur, etc.) während der Messphase nicht exakt mit den für die Auslegung vorgegebenen Standardbedingungen übereinstimmten, wurde der vom Bieter garantierte Energieertrag unter Berücksichtigung der realen Betriebsbedingungen mit Hilfe des Simulationsprogramms T°Sol korrigiert.

Mit der Korrekturrechnung wird ermittelt, welche Energiemenge und welchen Systemnutzungsgrad das System im realen Betrieb hätte liefern müssen. Dadurch wird erreicht, dass Verschlechterungen bzw. Verbesserungen der realen Betriebsbedingungen gegenüber den angenommenen Bedingungen dem Bieter weder angelastet noch gutgeschrieben werden.

Zum Ausgleich von Messtoleranzen und Schwankungen in den Simulationsrechnungen werden die in der Nachrechnung ermittelten korrigierten Werte für Energieertrag und Systemnutzungsgrad zusätzlich noch um 10 % reduziert, d.h. die Garantie gilt als erfüllt, wenn mindestens einer der beiden korrigierten Garantiewerte größer oder gleich 90% der gemessenen Werte ist.

In den folgenden Tabelle 5a und 5b ist das prinzipielle Ablaufschema der Garantiekorrektur für das erste Garantiemessjahr skizziert. Die Tabellen 6a-c zeigen die vollständigen Berechnungsblätter der Energienachrechnung für das 1., 2. und 3. Messjahr.

Die Tabellen 5b und 5b zeigen die Nachrechnung der Energiegarantie für das 1. und 2. Messjahr. Im 1. Messjahr wurde die Garantie nicht erfüllt. Nach Optimierungsarbeiten an der Anlage wurde im 2. Messjahr die Garantie erfüllt.

Tabelle 5 a Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie des Hegau Klinikums Singen (Erstes Messjahr)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	133.584 kWh/a	38,64 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	167.975 kWh/a	49,35 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,7953	0,7831
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	154.308 kWh/a	46,50 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	122.715 kWh/a	36,41 %
6	Messergebnis 18.04.2001 – 17.04.2002	99.522 kWh/a	31,47 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	81,10 %	86,43 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und dem Daten für die horizontale Strahlung)			

Da der reale Ertrag 81,10 % und der reale Systemnutzungsgrad 86,43 % der jeweiligen korrigierten Garantiewerte betragen, ist die **Garantie für die Solaranlage des Hegau Klinikum Singen im ersten Messjahr nicht erfüllt worden.**

Optimierungsmaßnahmen hauptsächlich an der Regelung und Dämmung führten zum Erfüllen der Energiegarantie im zweiten Intensivmessjahr.

Tabelle 5 b Prinzipielles Ablaufschema zur Nachrechnung der Ertragsgarantie des Hegau Klinikums Singen (Zweites Messjahr)

Zeile	Wert	Ertrag	Systemnutzungsgrad
1	Angabe (Garantie) des Anbieters, basierend auf Standardbedingungen	133.584 kWh/a	38,64 % ¹⁾
2	Ergebnis der Nachsimulation durch FH Offenburg, basierend auf Standardbedingungen	167.975 kWh/a	49,35 %
3	Faktor Garantie zu FHO-Simulation (Zeile1 / Zeile2)	0,7953	0,7831
4	Ergebnis FHO-Simulation mit realen Betriebsbeding.	153.339 kWh/a	44,5 %
5	Korrigierte Simulation mit realen Betriebsbeding. (Zeile 4 x Zeile 3)	121.945 kWh/a	34,9 %
6	Messergebnis 18.04.2002 – 17.04.2003	99.656 kWh/a	32,3 %
7	Verhältnis Messergebnis zu korrigierter Simulation (Zeile 6 / Zeile 5)	81,72 %	92,80 %
¹⁾ Wird berechnet als Quotient aus dem garantierten Ertrag und dem vom Bieter in dem Datenblatt „Jahresnutzenergieertrag der Solaranlage“ eingetragenen Wert für die Strahlung auf die geneigte Kollektorfläche (ergibt sich aus dem Simulationsprogramm und dem Daten für die horizontale Strahlung)			

Tabelle 6a Nachrechnung der Energiegarantie 1. Messjahr vom 18.04.01 – 17.04.02

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages				
Objekt:		Hegauklinikum Singen		
Messperiode:		18.04.01 -17.04.02		
Berechnungen durchgeführt von:		Fachhochschule Offenburg		
		A		
		Einheit	Wert	Anmerkungen
		Abweich.		
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm-speicher)	m ³ /a	7.448	vorgegeben
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1168,2	vorgegeben (T*SOL Konstanz)
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	6 und 14	vorgegeben
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	345.676	vom Bieter angegeben (0° Ausr.)
5	garantierter Ertrag	kWh/a	133.584	vom Bieter garantiert
6	garantiertes eta	%	38,64	gar. eta=(A5/A4)*100%
7				
Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm-speicher)	m ³ /a	7.448	vorgegeben
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.168,2	vorgegeben (T*SOL Konstanz)
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	6 und 14	vorgegeben
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	340.383	mit T*SOL berechnet (- 52 ° Ausr.)
13	Ertrag	kWh/a	167.975	mit T*SOL berechnet
14	eta	%	49,35	eta=(A13/A12)*100%
15	Faktor Ertrag		0,7953	Faktor Ertrag=A5/A13
16	Faktor eta		0,7831	Faktor eta=A6/A14
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-			
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die			
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.			
20				
Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte)				
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm-speicher)	m ³ /a	6.502	gemessen
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.201,7	gemessen
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/August	°C	10 und 17	gemessen
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	331.837	mit T*SOL berechnet
26	Ertrag	kWh/a	154.308	mit T*SOL berechnet
27	eta	%	46,50	eta = (A26/A25)*100%
28				
Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	122.715	korr. Ertrag=A26*A15
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	36,41	korr. eta=A27*A16
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,			
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-			
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm-speicher)	m ³ /a	6.502	gemessen
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.200,3	gemessen
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	316.226	gemessen
40	gemessener Ertrag	kWh/a	99.522	gemessen
41	gemessenes eta	%	31,47	gem. eta=(A40/A39)*100%
42				
Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	81,10	erreich. Energie=(A40/A30)*100%
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	86,43	erreich. eta=(A41/A31)*100%
46	Garantie		nicht erfüllt	
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).				
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.				

Tabelle 6b Nachrechnung der Energiegarantie für das 2. Messjahr vom 18.04.02 – 17.04.03

Nachrechnung des garantierten solaren Energieertrages				
Objekt:		Hegauklinikum Singen		
Messperiode:		18.04.02 -17.04.03		
Berechnungen durchgeführt von:		Fachhochschule Offenburg		
		A		
	Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.
Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	7.448	vorgegeben
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1168,2	vorgegeben (T*SOL Konstanz)
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	6 und 14	vorgegeben
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	345.676	vom Bieter angegeben (0° Ausr.)
5	garantierter Ertrag	kWh/a	133.584	vom Bieter garantiert
6	garantiertes eta	%	38,64	gar. eta=(A5/A4)*100%
7				
8 Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	7.448	vorgegeben
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.168,2	vorgegeben (T*SOL Konstanz)
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	6 und 14	vorgegeben
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	340.383	mit T*SOL berechnet (- 52 ° Ausr.)
13	Ertrag	kWh/a	167.975	mit T*SOL berechnet
14	eta	%	49,35	eta=(A13/A12)*100%
15	Faktor Ertrag		0,7953	Faktor Ertrag=A5/A13
16	Faktor eta		0,7831	Faktor eta=A6/A14
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-			
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die			
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.			
20				
21 Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte)				
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	6.079	gemessen -18,38%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.170,2	gemessen 0,17%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/August	°C	10 und 17	gemessen
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	344.657	mit T*SOL berechnet 1,26%
26	Ertrag	kWh/a	153.339	mit T*SOL berechnet -8,71%
27	eta	%	44,49	eta = (A26/A25)*100% -9,85%
28				
29 Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	121.945	korr. Ertrag=A26*A15
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	34,84	korr. eta=A27*A16
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,			
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-			
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.			
35				
36 Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	6.079	gemessen
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.170,2	gemessen
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	308.217	gemessen
40	gemessener Ertrag	kWh/a	99.656	gemessen
41	gemessenes eta	%	32,33	gem. eta=(A40/A39)*100%
42				
43 Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	81,72	erreich. Energie=(A40/A30)*100%
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	92,80	erreich. eta=(A41/A31)*100%
46	Garantie		erfüllt	
Die Abweichungen zwischen den Prozentsätzen von erreichter Energie und eta (Zeile 44, 45) sind begründet durch die Umrechnung mit T*SOL von der gemessenen horizontalen Strahlung in die (mit Umrechnungsfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene im Vergleich zu der tatsächlichen gemessenen (mit Messfehler behafteten) Strahlung in die Kollektorebene (Zeile 25, 39).				
Liegt einer der beiden oben angegebenen Prozentsätze über 90 %, so gilt die Garantie als erbracht.				

Tabelle 6c Nachrechnung der Energiegarantie drittes Messjahr vom 18.04.03 – 17.04.04

		Einheit	Wert	Anmerkungen	Abweich.
	Garantie des Erstellers anhand der in den Randbedingungen zum LV vorgegebenen Werte				
1	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	7.448	vorgegeben	
2	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1168,2	vorgegeben (T*SOL Konstanz)	
3	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	6 und 14	vorgegeben	
4	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	345.676	vom Bieter angegeben (0° Ausr.)	
5	garantierter Ertrag	kWh/a	133.584	vom Bieter garantiert	
6	garantiertes eta	%	38,64	gar. eta=(A5/A4)*100%	
7					
8	Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebsbedingungen (vorgegebene Werte aus Randbedingung)				
9	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	7.448	vorgegeben	
10	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.168,2	vorgegeben (T*SOL Konstanz)	
11	Kaltwassertemperatur Februar/August	°C	6 und 14	vorgegeben	
12	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	340.383	mit T*SOL berechnet (- 52 ° Ausr.)	
13	Ertrag	kWh/a	167.975	mit T*SOL berechnet	
14	eta	%	49,35	eta=(A13/A12)*100%	
15	Faktor Ertrag		0,7953	Faktor Ertrag=A5/A13	
16	Faktor eta		0,7831	Faktor eta=A6/A14	
17	Der garantierte Ertrag des Erstellers und das garantierte eta weichen um die o.a. Faktoren von der T*SOL-				
18	Nachrechnung der betreuenden Stelle ab. Um diese Faktoren hat der Ersteller den Ertrag und die				
19	Effizienz (eta) der Solaranlage (verglichen mit T*SOL) abweichend bewertet.				
20					
21	Ergebnis mit T*SOL unter realen Betriebsbedingungen (Messwerte)				
22	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	5.320	gemessen	-28,57%
23	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.277,0	gemessen	9,31%
24	Kaltwassertemperatur, repräsentativ für Februar/August	°C	10 und 17	gemessen	
25	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	361.784	mit T*SOL berechnet	6,29%
26	Ertrag	kWh/a	148.600	mit T*SOL berechnet	-11,53%
27	eta	%	41,07	eta = (A26/A25)*100%	-16,77%
28					
29	Umrechnung der T*SOL-Ergebnisse unter realen Betriebsbedingungen mit Faktoren				
30	Korrigierter Ertrag bei realem Betrieb	kWh/a	118.176	korr. Ertrag=A26*A15	
31	Korrigiertes eta bei realem Betrieb	%	32,16	korr. eta=A27*A16	
32	Das Ergebnis aus der T*SOL-Rechnung unter realen Betriebsbedingungen wird mit den o.a. Faktoren umgerechnet,				
33	um so den Unterschied zwischen der Bietergarantie und dem Ergebnis mit T*SOL unter fiktiven Betriebs-				
34	bedingungen in die Bewertung der Messergebnisse einfließen lassen zu können.				
35					
36	Messergebnisse unter realen Betriebsbedingungen				
37	Verbrauch WW (durch WT bzw. Vorwärm Speicher)	m ³ /a	5.307	gemessen	
38	Strahlung horizontal	kWh/(m ² *a)	1.281,0	gemessen	
39	Strahlung in Kollektorebene	kWh/a	343.077	gemessen	
40	gemessener Ertrag	kWh/a	106.901	gemessen	
41	gemessenes eta	%	31,16	gem. eta=(A40/A39)*100%	
42					
43	Ergebnis:				
44	erreich. Energie in % von umger. T*SOL-Ergebnis	%	90,46	erreich. Energie=(A40/A30)*100%	
45	erreich. eta in % vom umger. T*SOL-Ergebnis	%	96,88	erreich. eta=(A41/A31)*100%	
46	Garantie		erfüllt		

8 Projektbeteiligte

Betreiber:

Hegau-Klinikum GmbH
Virchowstraße 10
78224 Singen
Herr Friedbert Lang (Geschäftsführer)
Herr Dipl.-Ing. (FH) Reinhold Greuter
(Technischer Leiter)
Telefon 07731/89-1750

Objektanschrift:

Hegau-Klinikum GmbH
Virchowstraße 10
78224 Singen

Planung:

E+I Ingenieurbüro
Im Grund 12
78267 Aach
Herr Dipl.-Ing. Wolfgang Sagawe
Telefon 07774/920863

Installation:

G. Werr + S. Ludwig GmbH
Lindenstraße 26
78178 Hülfigen
Telefon 0771/92909-0

Projektmanagement:

PtJ – Projektträger des BMBF, BMWA und
BMU
Forschungszentrum Jülich GmbH
Außenstelle Berlin
Wallstraße 17 – 22
10179 Berlin
Herr Dr. Donat
Telefon 030/20199-427
p.donat@fz-juelich.de

Programmbegleitung:

ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH
Verbindungsstraße 19
40723 Hilden
Herr Dr. Peuser
Herr Dipl.-Ing. Croy
Telefon 02103/244-0
zfs.energie@t-online.de

Wissenschaftlich-technische Begleitung:

Hochschule Offenburg
Fakultät Maschinenbau
Badstraße 24
77652 Offenburg
Herr Prof. Elmar Bollin
Herr Dipl.-Ing. (FH) Sascha Himmelsbach
Frau Dipl.-Ing. (FH) Uta Klingenger, M.Sc.
Telefon 0781/205-126
bollin@fh-offenburg.de

9 Internet

Informationen zum Förderkonzept Solarthermie-2000 und den darin betreuten Solaranlagen sind im Internet zugänglich.

<http://www.solarthermie2000.de>

und

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

10 Literatur

- /1/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Schumacher, J.; Weiß, R.: Langzeiterfahrungen mit thermischen Solaranlagen (Abschlußbericht zu Solarthermie-2000, Teilprogramm 2); ZfS-Rationelle Energietechnik GmbH Hilden
- /2/ Solarthermie-2000; Informationen zusammengestellt vom Projektträger Biologie, Energie, Umwelt (BEO); Bezug über Projektträger BEO
- /3/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2; Abschlußbericht zur 1. Projektphase (1.7.1993 bis 30.6.1997)
- /4/ Peuser, F.A.; Croy, R.; Rehrmann, U.; Wirth, H. P.: Solare Trinkwassererwärmung mit Großanlagen; Hrsg.: Fachinformationszentrum Karlsruhe; TÜV-Verlag, Köln, 1999
- /5/ Bollin, E.; Klingenberger, U.-M.; Himmelsbach, S.: Untersuchung zu Steuer- und Regelverhalten von solaren Großanlagen zur Trinkwassererwärmung im Rahmen des Solarthermie-2000 Programmes; Veröffentlichung im Tagungsband Zehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg, 2000
- /6/ Dr. Felix A. Peuser, Karl-Heinz Remmers, Martin Schnauss: Langzeiterfahrungen Solarthermie; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /7/ Erfurth + Partner, Steinbeis-Transferzentrum: Tragkonstruktionen für Solaranlagen; Solarpraxis Supernova AG, Berlin; 2001
- /8/ U.-M. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Monitoring of large-scale solar plant for potable water heating in a hospital in the town Baden-Baden; Tagungsband (CD) 'Third International Conference of Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education – CIER'; Havana/Kuba; Oktober 2003
- /9/ E. Bollin, U.-M. Klingenberger, S. Himmelsbach: Solatermi-Cuba: Introducing a new Quality of Large-Scale Solar Thermal Systems for Hotels and Hospitals in Cuba; Tagungsband (CD) 'Third International Conference of Renewable Energy, Energy Saving and Energy Education – CIER'; Havana/Kuba; Oktober 2003
- /10/ S. Himmelsbach, E. Bollin, U.-M. Klingenberger: Solare Dusch- und Beckenwassererwärmung in der Albtherme Waldbronn; Tagungsband Dreizehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg; Mai 2003
- /11/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Reglerteststand für solarthermischen Großanlagen; Tagungsband Vierzehntes Symposium Thermische Solarenergie; OTTI, Regensburg; Mai 2004.

- /12/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Monitoring of Large-Scale Solar Thermal Systems for Domestic Hot Water Heating; Proceedings of Eurosun 2004; Freiburg, Juni 2004
- /13/ U. Klingenberger, S. Himmelsbach, E. Bollin: Solare Großanlagen in der Praxis; Tagungsband 8. Fachtagung Solares Heizen und Kühlen; Freiburg, Juni 2004
- /14/ U. Klingenberger, E. Bollin, S. Himmelsbach: Solargroßanlagen zur Trinkwassererwärmung, Erfolgskontrolle und Anlagenmonitoring; TGA Fachplaner, Juni 2004
- /15/ S. Himmelsbach, U. Klingenberger, E. Bollin: Fünf Jahre wissenschaftlich-technische Begleitung von thermischen Solargroßanlagen in Südwestdeutschland durch die Hochschule Offenburg; Infobroschüre, Hochschule Offenburg, Juni 2004
- /16/ S. Himmelsbach, U. Klingenberger, E. Bollin: Five years of Scientific-Technical Monitoring of Large-Scale Thermal Solar Systems in the Southwest of Germany by the University of Applied Sciences Offenburg; Infobroschüre, Hochschule Offenburg, Juni 2004

Die Solaranlage Hegau-Klinikum Singen wurde aus Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Förderprogrammes Solarthermie-2000 unter dem Förderkennzeichen 0329652H zu 60,51 % gefördert.